Universidade do Porto
Faculdade de Engenharia
FEUP



António Silvestre Dias Braga

METODOLOGIA DE PLANEAMENTO DA EXPANSÃO E TARIFAÇÃO DO USO DE REDES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA EM AMBIENTE REESTRUTURADO

DEEC
Porto, 2004

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

METODOLOGIA DE PLANEAMENTO DA EXPANSÃO E TARIFAÇÃO DO USO DE REDES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA EM AMBIENTE REESTRUTURADO

António Silvestre Dias Braga

Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Dissertação submetida para a obtenção do grau de Doutoramento
em
Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Dissertação realizada sob a supervisão do
Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva
do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Porto, Maio de 2004

621.3(043)/BRA a/IIET
UNIVERSIDADE DO PORTO
Faculdade de Engenharia
BIBLIOTECA
N.º 78304
CDU 62.1.3(043)
Data 10 / 11 / 2004

Este trabalho é dedicado à minha mãe,

Ao meu pai (in memorian)

E aos meus irmãos.

Agradecimentos

Especial agradecimento ao orientador científico Prof. Tomé Saraiva, pelo incentivo, apoio e disponibilidade, que muito me ajudou a esclarecer dúvidas e a ultrapassar dificuldades que se me depararam durante a realização deste trabalho.

Agradeço também ao Prof. Manuel Matos da FEUP, ao Prof. Armando Leite da Silva do INESC, à Prof. Maria Teresa Ponce de Leão da FEUP e ao Engº Jorge Certo da EDP Distribuição, os quais directa ou indirectamente me ajudaram a esclarecer dúvidas que me permitiram solucionar alguns problemas surgidos no desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço amistosamente aos meus colegas do DEM da ESTG pelo seu apoio e incentivo e ainda pelo trabalho acrescido a que foram sujeitos durante a minha ausência para que pudesse dedicar-me a esta tarefa.

Aos membros da Comissão Científico Pedagógica do DEM por aprovarem por unanimidade a realização deste trabalho de Doutoramento, aos membros do Conselho Científico da ESTG também pela aprovação assim como por possibilitarem a sua inserção no programa PRODEP e ainda à Direcção da ESTG por todo apoio concedido (burocrático e financeiro).

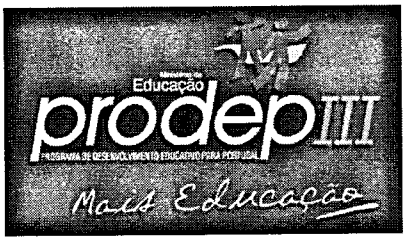
À minha família pelo estímulo e pela compreensão que mostraram sempre ter aquando da minha ausência para a realização deste trabalho.

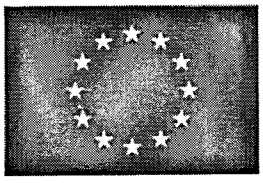
Ao Programa PRODEP III do Ministério da Educação pelo apoio financeiro desta acção de formação.

Agradeço, também, de um modo geral, a todos aqueles que, através das suas sugestões, dúvidas e críticas, me ajudaram a melhorar esta Dissertação.

A todos a minha sincera gratidão.

Este trabalho foi desenvolvido com o apoio e co-financiamento do Fundo Social Europeu através do PRODEP III, medida 5 (FSE) – Formação de Docentes e Outros Agentes, Acção 5.3 – Formação Avançada de Docentes do Ensino Superior.





RESUMO

O trabalho de investigação que deu origem a esta Tese teve como principal objectivo o desenvolvimento de uma metodologia de cálculo das tarifas de uso das redes a aplicar aos utilizadores dos serviços da rede de transporte de energia eléctrica de modo a remunerar de forma justa a entidade responsável por esta actividade pelos custos decorrentes da prestação desses serviços.

Numa primeira etapa, analisou-se o posicionamento do sector de transporte de energia eléctrica no contexto actual dos sectores eléctricos, verificando-se que a reestruturação ocorrida nas últimas duas décadas originou em diversos países uma separação das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica. Pelas suas características, a actividade de transporte de energia eléctrica é assegurada em regime de monopólio natural regulado. Apesar do pouco peso que os custos decorrentes dos serviços de transporte têm nas tarifas a aplicar ao consumidor final, este sector desempenha um papel fundamental no bom funcionamento do sector eléctrico, tanto a nível técnico como económico. Tal facto tem originado nos últimos tempos o desenvolvimento de várias metodologias de cálculo de tarifas e de planeamento da expansão do sector de transporte, como comprova a extensa literatura existente. Após uma análise dessas metodologias concluiu-se que as metodologias marginais de cálculo das tarifas eram as que cumpriam um maior número de princípios e critérios de avaliação usualmente utilizados. No entanto, as Metodologias Marginais de Curto Prazo mostram-se ainda insuficientes aparecendo, então, as Metodologias Marginais de Longo Prazo como as mais completas.

Tendo em conta estes aspectos, desenvolveu-se uma Metodologia Marginal de Longo Prazo intimamente relacionada com a resolução de um problema de planeamento da expansão da rede de transporte. Assim, nesta Tese apresenta-se uma Metodologia Marginal de Longo Prazo que inclui formas inovadoras e eficientes de resolução do problema de planeamento da expansão e do cálculo de Preços Marginais de Longo Prazo. De uma forma integrada, o planeamento da expansão da rede de transporte para um horizonte de planeamento constituído por vários períodos é resolvido através da metaheurística *Simulated Annealing*, possibilitando conferir um carácter dinâmico ao problema e utilizando variáveis inteiras para representar as decisões de investimento. Após a selecção do plano de expansão da rede de transporte procede-se ao cálculo dos Preços Marginais de Longo Prazo, com os quais se determina a Remuneração Marginal de Longo Prazo a atribuir à entidade responsável pela rede de transporte.

A Metodologia Marginal de Longo Prazo desenvolvida corresponde a um problema multicritério em que foram considerados o custo de exploração, o custo de investimento na rede de transporte, um índice de fiabilidade e um índice de risco. Este índice de risco permite avaliar a robustez que um plano de expansão apresenta face à incerteza que poderá afectar a potência de carga durante o horizonte de planeamento. A natureza contraditória dos critérios de avaliação e a elevada complexidade e dimensão do problema em análise originaram a adopção de um método de tipo interactivo baseado no Método das Restrições. De acordo com este método todos os critérios, excepto um, são convertidos em restrições através da especificação de níveis de aspiração. O problema resultante foi então resolvido pela metaheurística *Simulated Annealing*. A solução não dominada assim identificada é apresentada ao Agente de Decisão que poderá modificar os níveis de aspiração para identificar uma outra solução não dominada.

Esta metodologia foi aplicada com sucesso a uma rede de pequena dimensão muito utilizada em publicações referentes a metodologias de planeamento da expansão da rede de transporte e, também e mais significativamente, a uma rede real correspondente à Rede Nacional de Transporte Portuguesa. Os resultados obtidos correspondem a planos de expansão multiperíodo integrando investimentos realistas e tecnicamente implementáveis bem como Preços Marginais de Longo Prazo que permitem recuperar percentagens muito elevadas (em geral entre 80 e 100 [%]) dos custos decorrentes dos serviços prestados pelas empresas responsáveis por esta actividade.

Considera-se assim que foi dado um contributo importante para encarar o planeamento da expansão da rede de transporte e a determinação das tarifas por uso das redes de uma forma mais integrada e realista, mantendo em todo o caso a qualidade de serviço habitual neste sector de actividade.

Palavras-chave: Planeamento da expansão da rede de transporte, Preços marginais de longo prazo, Tarifas por uso das redes, Mercados de electricidade, Fiabilidade, Análise de risco, Problema multicritério.

ABSTRACT

The main objective to reach with the research that originated this Thesis was the development of a methodology to compute tariffs for use of networks to be paid by network users to make it possible to remunerate in a fair way the owner or the entity having the concession of the transmission activity for its corresponding costs.

In a first step, it was analysed the role and the position of the transmission electricity sector given that the restructuring move implemented in several countries in the last two decades enforced the separation of generation, transmission, distribution and retailing activities. Given its characteristics, the transmission activity is provided in terms of regulated natural monopolies. Despite the reduce percentage of transmission costs in the global costs of the electricity sector, it is clear that transmission networks are responsible for a fundamental service that must be provided in efficient technical and economic conditions. This fact explains the development of numerous methodologies to compute tariffs for use of networks and to solve transmission expansion planning problems, as can be easily seen in the literature. According to the analysed literature, it became evident that marginal approaches are the most interesting ones given a set of principles and evaluation criteria. Short Term Marginal approaches still have several drawbacks, so that it became clear that Long Term ones are the most complete from a technical and an economic point of view.

Having in mind these aspects, it was developed a Long Term Marginal approach closely related with the solution of a transmission expansion planning problem. The Long Term Marginal approach described in this Thesis includes innovative and efficient procedures to address the referred transmission expansion planning problem and the subsequent computation of Long Term Marginal Prices. In an integrated way, the transmission expansion planning problem includes a planning horizon divided in several periods and is solved using the *Simulated Annealing* methaheuristic. The adoption of this methaheuristic allows one to address the expansion problem in a dynamic way using integer variables to represent investment decisions. After selecting an expansion plan, they are computed the Long Term Marginal Prices leading to the Long Term Remuneration to assign to the owner or the entity having the concession of the transmission activity.

The developed Long Term Marginal approach corresponds to a multicriteria problem in which we considered the operation cost, the investment cost, a reliability index and a risk index. This risk index is used to evaluate the robustness of a particular plan given the uncertainty affecting the demand along the planning horizon. The contradictory nature of these criteria and the complexity and size of the problem in analysis lead to the adoption of an

interactive method based in the Constraints Method. In this method, all criteria except one are converted in constraints through the specification of aspiration levels. The resulting problem was solved by the *Simulated Annealing* methaheuristic. The identified non dominated solution is presented to the Decision Maker that can modify the referred aspiration levels if he wants to identify a different non dominated solution.

This methodology was successfully applied to a small transmission network frequently used in publications related with transmission expansion planning problems and also, and more significantly, to a real case corresponding to the Portuguese National Transmission Network. The obtained results correspond to technically feasible multiyear investment plans as well as Long Term Marginal Prices leading to high percentages (in general, between 80 and 100 [%]) of the costs related to the transmission services.

As a conclusion, this Thesis corresponds to a step forward in addressing transmission expansion planning and setting the tariffs for use of networks in a more integrated and realistic way, maintaining in any case the quality of service traditional in this activity.

Key words: Transmission expansion planning, Long term marginal prices, Tariffs for use of networks, Electricity markets, Reliability, Risk analysis, Multicriteria problem.

RESUMÉE

Le travail d'investigation qui a donné origine a cette Thèse eut comme principal objectif le développement d'une méthodologie de calcul des tariffes d'usage des réseaux à appliquer aux utilisateurs des services du réseau de transport d'énergie électrique de façon à rémunérer d'une mode juste l'entité responsable par cette activité pour les prixs décurrents de la prestation de ces services.

Dans une première étape, s'analyse le positionnement du secteur de transport d'énergie électrique dans un context actuel des secteures électriques, se vérifiant que la restructuration survenu dans les deux dernières décades a occasionné en divers pays une séparation des activités de production, transport, distribution et commercialisation d'énergie électrique. Par ses caractéristiques, l'activité de transport d'énergie électrique est assurée en régime de monopole naturel réglé. Malgré le petit poids que les prixs décurrents des services de transport ont dans les tariffes appliqués au consommateur final, ce secteur a un rôle fondamental dans le bon fonctionement du secteur électrique, tant au niveau téchnique comme économique. Tel fait a donné origine dans les derniers temps le développement de diverses méthodologies de calcul de tariffes et de planification de l'expansion du secteur de transport, qui est confirmé par la vaste littérature existante. Après une analyse de ces méthodologies se conclut qui les méthodologies marginales de calcul des tariffes étaient lesquelles satisfaisaient un plus grand nombre de principes et critéres d'évaluation usuellment utilisés. Toutefois, les Méthodologies Marginales de Court Term se montrent encore insuffisantes apparaissant, alors, les Méthodologies Marginales de Long Term comme les plus complètes.

Ayant en considération ces aspects, s'est développé une Méthodologie Marginale de Long Term intimement rapportée avec la résolution d'un problème de planification de l'expansion des réseaux de transport. Ainsi, dans cette Thèse se présente une Méthodologie Marginale de Long Term qui inclut des formes innovatrices et efficientes de résolution du problème de planification de l'expansion et de calcul de Prixs Marginaux de Long Term. D'une forme integrée, la planification de l'expansion des réseaux de transport par um horizon de planification constitué par plusieurs périodes est résolu à travers de la métaheuristique *Simulated Annealing*, possibilitant de conférer un caractère dynamique au problème et utilisant des variables entières pour représenter les décisions de l'investissement. Après la sélection du plan d'expansion du réseau de transport on procède au calcul des Prixs Marginaux de Long Term, avec lesquels on détermine la Rémunération Marginale de Long Term à attribuer à l'entité responsable pour le réseau de transport.

La Méthodologie Marginale de Long Term développée correspond à un problème multicritère dans lequel furent considérés les prix d'exploration, prix d'investissement dans le réseau de transport, un indice de fiabilité et un indice de risque. Cet indice de risque permet évaluer la robustesse qu'un plan d'expansion présente face à l'incertitude qui pourra affecter la puissance de charge pendant l'horizon de planification. La nature contradictoire des critéres d'évaluation et l'élevée complexité et dimension du problème en analyse ont occasionné une adoption d'une méthode de type interactif basée dans la Méthode des Restrictions. D'accord avec cette méthode tous les critéres, excepte un, sont converti en restrictions à travers de la spécification de niveaux d'aspiration. Le problème résultant fut alors résolu par le métaheuristique *Simulated Annealing*. La solution non dominée ainsi identifiée est présentée à l'Agent de Décision qui pourra modifier les niveaux d'aspiration pour identifier une autre solution non dominée.

Cette méthodologie fut appliquer avec succès a un réseau de petite dimension très utilisée en publications afférentes aux méthodologies de planification de l'expansion du réseau de transport et aussi, et plus significativement, à un réseau réel correspondant au Réseau National de Transport Portugais. Les résultats obtenus correspondent à des plans d'expansion multipériode intégrant des investissements réalistes et techniquement implémentables bien comme des Prixs Marginaux de Long Term qui permettent récupérer un pourcentage beaucoup élevé (en général entre 80 et 100 [%]) des prixs décurrentes des services prêtés par les entreprises responsables pour cette activité.

On considère ainsi qui a été donné un contribu important pour envisager la planification de l'expansion du réseau de transport et la détermination des tariffes pour usage des réseaux d'une forme plus integrée et rèaliste, soutenant en tout le cas la qualité de service habituel dans ce secteur d'activité.

***Mots clés*:** Planification de l'expansion du réseau de transport, Prixs marginaux de long term, Tariffes pour usage des réseaux, Marché d'électricité, Fiabilité, Analyse de risque, Problème multicritére.

ÍNDICE

pág.

LISTA DE ABREVIATURAS xxiii
LISTA DE FIGURAS xxv
LISTA DE TABELAS xxix
SIMBOLOGIA xxxiii

CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO 1
1.1 – Motivação 1
1.2 – Âmbito e Objectivos 3
1.3 – Estrutura da Dissertação 4

CAPÍTULO II – EVOLUÇÃO DOS SECTORES ELÉCTRICOS 13
2.1 – Aspectos Gerais 13
2.2 – A Emergência da Competição 16
2.2.1 – Razões para a Mudança 16
2.2.2 – Modelo Desagregado 16
2.2.3 – Tipos de Estruturas do Sector Eléctrico 20
2.2.3.1 – Estrutura Verticalmente Integrada 20
2.2.3.2 – Estrutura em Pool 21
2.2.3.3 – Estrutura baseada em Contratos Bilaterais Físicos 25
2.2.3.4 – Estrutura Mista 26
2.2.3.5 – Contratos do Tipo Financeiro 27
2.2.3.6 – Contratos de Serviços Auxiliares 29
2.3 – Aspectos Regulatórios 30
2.3.1 – O que é a Regulação 30
2.3.2 – Estratégias de Regulação 31
2.3.2.1 – Custo de Serviço/Taxa de Remuneração (COS/ROR) 31
2.3.2.2 – Regulação por Incentivos 33
2.3.2.3 – Aspectos Complementares 37
2.4 – Movimentos de reestruturação dos SE 38
2.4.1 – Chile 39
2.4.2 – Inglaterra & Gales 39
2.4.3 – Países Escandinavos 42
2.4.4 – Estado da Califórnia (EUA) 45
2.4.5 – Austrália 47
2.4.6 – Espanha 49
2.4.7 – União Europeia 51
2.4.8 – Sector Eléctrico Português 55
2.4.8.1 – Descrição 55
2.4.8.2 – Regulação do Sector Eléctrico Português 62
2.4.9 – Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) 65
2.5 – Conclusões 70

CAPÍTULO III – SISTEMAS TARIFÁRIOS 73
3.1 – Necessidade de Novos Sistemas Tarifários 73
3.2 – Identificação de Custos e sua Alocação 74
3.3 – Princípios e Critérios de Apreciação dos Métodos de Alocação 76
3.4 – Métodos de Alocação dos Custos 78

pág.

3.4.1 – Métodos Embebidos ... 79
3.4.1.1 – Métodos Rolled-In ... 79
3.4.1.1.1 – Método do Selo do Correio ... 80
3.4.1.1.2 – Método do Caminho da Transacção ... 82
3.4.1.1.3 – Método das Participações Médias ... 83
3.4.1.2 – Métodos Embebidos baseados em Estudos de Trânsito de Potências ... 85
3.4.1.2.1 – Método MW.milha ... 85
3.4.1.2.2 – Método do Uso ou do Módulo ... 88
3.4.1.2.3 – Método Zero Counterflow ... 89
3.4.1.2.4 – Método do Fluxo Dominante ... 90
3.4.1.2.5 – Factores de Distribuição Generalizados ... 91
3.4.1.2.6 – General Agreement on Parallel Paths (GAPP) ... 94
3.4.1.2.7 – Método Rated System Path ... 95
3.4.2 – Métodos de Tipo Incremental ... 96
3.4.2.1 – Métodos Incrementais de Curto Prazo ... 97
3.4.2.2 – Métodos Incrementais de Longo Prazo ... 98
3.4.2.3 – Método das Áreas de Influência ... 98
3.4.2.4 – Cost Reflective Network Pricing ... 100
3.4.2.5 – Método dos Beneficiários ... 101
3.4.3 – Métodos de Tipo Marginal ... 102
3.4.3.1 – Aspectos Gerais ... 102
3.4.3.2 – Preços Marginais de Curto Prazo ... 103
3.4.3.2.1 – Modelos de Cálculo ... 103
3.4.3.2.1.1 – Modelo A ... 104
3.4.3.2.1.2 – Modelo B ... 112
3.4.3.2.2 – Remuneração Marginal ... 117
3.4.3.2.3 – Vantagens e Inconvenientes ... 120
3.4.3.2.4 – Encargos Complementares ... 123
3.4.3.3 – Preços Marginais de Longo Prazo ... 124
3.4.3.3.1 – Principais Características ... 124
3.4.3.3.2 – Investment Cost Relating Pricing (ICRP) ... 126
3.4.4 – Métodos baseados na Teoria dos Jogos ... 127
3.4.5 – Contratos de Congestionamento da Transmissão(TCC) ... 128
3.5 – Tarifas no Sector de Transporte de Energia Eléctrica em Portugal ... 128
3.5.1 – Tarifas de Uso da Rede de Transporte ... 130
3.5.2 – Remuneração regulada da actividade de transporte ... 131
3.5.3 – Remuneração calculada da actividade de transporte ... 133
3.5.4 – Procedimentos regulamentares da actividade de transporte ... 134
3.6 – Tarifas do Sector do Transporte noutros Países ... 136
3.7 – Conclusões ... 139

CAPÍTULO IV – PLANEAMENTO DA EXPANSÃO DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA ... 143
4.1 – Posicionamento do problema ... 143
4.2 – Formulação dum problema de planeamento da expansão e reforço ... 144
4.2.1 – FASE 1: Análise dos dados e organização do problema ... 145
4.2.1.1 – Dados técnicos do SE existente ... 146
4.2.1.2 – Horizonte temporal do planeamento ... 147
4.2.1.3 – Dados relativos aos sectores da produção e distribuição ... 147
4.2.1.4 – Previsões do consumo ... 149

pág.
4.2.1.5 – Dados de índole económica 150
4.2.1.6 – Planos de expansão 152
4.2.1.7 – Critérios e restrições 154
4.2.1.8 – Preocupações ambientais 158
4.2.2 – FASE 2: Aplicação duma metodologia de optimização e obtenção de resultados 159
4.2.2.1 – Variáveis de investimento contínuas ou discretas 160
4.2.2.2 – Planeamento estático ou dinâmico 161
4.2.2.3 – Metodologia de optimização 162
4.2.2.4 – O porquê da utilização de heurísticas 165
4.2.2.5 – Metodologia determinística ou com incertezas 166
4.2.3 – FASE 3: Identificação de uma estratégia de expansão robusta e processo de decisão 166
4.3 – Revisão bibliográfica de ferramentas computacionais, comerciais e empresariais 169
4.3.1 – Entidades responsáveis pelo PERTEE 169
4.3.2 – Enquadramento legal 170
4.3.3 – Modelos comerciais de cálculo computacional 172
4.3.3.1 – Modelos MEXICO e METRIS 172
4.3.3.2 – Modelo SEACON 174
4.3.3.3 – Modelo ZANZIBAR 175
4.3.3.4 – Modelo NH2 176
4.3.3.5 – Modelos TRELSS e CREAM 177
4.3.3.6 – Modelo SPIRA 178
4.3.3.7 – Modelos PERLA e CHOPIN 179
4.4 – Revisão bibliográfica de publicações de índole académica sobre o PERTEE 179
4.4.1 – Classificação 179
4.4.2 – Metodologias de resolução do PERTEE 180
4.4.2.1 – Algoritmos de Programação 180
4.4.2.1.1 – Algoritmos de Programação Linear 180
4.4.2.1.2 – Algoritmos de Programação Não Linear 187
4.4.2.1.3 – Algoritmos de Programação Inteira e Inteira-Mista 193
4.4.2.1.4 – Programação Dinâmica 200
4.4.2.2 – Heurísticas 201
4.4.2.2.1 – Aspectos gerais 201
4.4.2.2.2 – Índices de Mérito de Projectos 202
4.4.2.2.3 – Metaheurísticas 206
4.4.2.2.4 – Outras Heurísticas 215
4.4.2.3 – Teoria dos Jogos 219
4.4.2.4 – Formulação de tipo Multicritério 220
4.4.3 – Visão cronológica da bibliografia analisada 222
4.4.4 – Risco e incertezas no planeamento da expansão e reforço 225
4.4.5 – Planeamento da expansão da rede de transporte em ambiente de mercado 228
4.5 – Conclusões 230

CAPÍTULO V – METODOLOGIA MARGINAL DE LONGO PRAZO 233
5.1 – Apresentação da Metodologia Marginal de Longo Prazo 233
5.2 – Formulação da Metodologia Marginal de Curto Prazo 235
5.2.1 – Algumas particularidades 235

pág.

5.2.1.1 – Modelos de Cálculo 235
5.2.1.2 – Utilização do Modelo DC 237
5.2.1.3 – Inclusão das Perdas Activas no Modelo DC 237
5.2.1.4 – Linearização da função custo de produção das centrais térmicas 237
5.2.2 – Algoritmo da MMCP 238
5.2.2.1 – Estrutura de Dados 241
5.2.2.2 – Formulação Matemática do Despacho Óptimo DC com integração duma Aproximação das Perdas Activas 242
5.2.2.3 – Processo de Cálculo dos PMCP 243
5.2.2.4 – Cálculo da Remuneração Marginal de Curto Prazo 243
5.2.2.5 – Descrição do algoritmo de cálculo dos PMCP 244
5.2.3 – Integração dos Índices de Fiabilidade dos componentes 246
5.3 – Formulação da Metodologia Marginal de Longo Prazo 250
5.3.1 – Formulação Matemática do Cálculo dos Preços e da Remuneração Marginal de Longo Prazo 250
5.3.2 – Abordagem a um problema discreto 253
5.3.3 – Algoritmo de PERTEE Multi-período e Dinâmico (com avaliação dos custos de exploração e de investimento) 255
5.3.3.1 – Construção da estrutura de dados 256
5.3.3.2 – Resolução do PERTEE utilizando a metaheurística Simulated Annealing 261
5.3.3.3 – Cálculo dos PMLP nodais e da RMLP 266
5.3.3.4 – Fluxograma do Programa Computacional Desenvolvido 267
5.4 – Verificação da percentagem de recuperação dos custos 270
5.5 – Conclusões 272

CAPÍTULO VI – METODOLOGIA MARGINAL DE LONGO PRAZO COM MODELO MULTICRITÉRIO PARA O PLANEAMENTO DA EXPANSÃO DA REDE DE TRANSPORTE 275
6.1 – Introdução 275
6.2 – Índices de Fiabilidade 278
6.3 – Cálculo dos Índices de Risco 279
6.3.1 – Incertezas 280
6.3.2 – Trânsito de Potências Óptimo Difuso DC 282
6.3.2.1 – Trânsito de Potências Óptimo DC Determinístico Inicial 284
6.3.2.2 – Integração das incertezas das potências de carga 285
6.3.2.3 – Resolução do problema de Programação Multiparamétrica. 286
6.3.2.4 – Agregação dos resultados 291
6.3.3 – Índices de Robustez e de Exposição 293
6.4 – Algoritmo do Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE Multi-Período e Dinâmico 300
6.5 – Visão global do algoritmo de solução do PERTEE 306
6.6 – Cálculo dos PMLP nodais e da Remuneração 309
6.7 – Conclusões 311

CAPÍTULO VII – EXEMPLOS DE APLICAÇÃO 313
7.1 – Introdução 313
7.2 – Metodologia Marginal de Curto Prazo 315
7.2.1 – Influência das Perdas 315
7.2.2 – Influência dos Congestionamentos dos ramos 317

pág.
7.2.3 – Modelos de cálculo 319
7.2.3.1 – Modelo A 320
7.2.3.2 – Modelo B 324
7.2.3.3 – Análise comparativa dos Modelos A e B 326
7.2.4 – Aplicação da MMCP à RNT Portuguesa 326
7.2.5 – Influência da fiabilidade dos componentes 337
7.3 – Metodologia Marginal de Longo Prazo 339
7.3.1 – Planeamento constituído por um Período Anual 340
7.3.1.1 – PMCP nodais e RMCP anual da rede existente inicial 341
7.3.1.2 – PMLP nodais e RMLP anual 341
7.3.1.2.1 – Variação da capacidade de transmissão dos investimentos mantendo o incremento da potência de carga constante 341
7.3.1.2.2 – Simulação com Potência Não Fornecida não nula (PNS≠0) 352
7.3.1.2.3 – Variação da potência de carga mantendo constantes as capacidades de transmissão dos investimentos 354
7.3.1.2.4 – Variação do valor de incremento ΔPc_k 356
7.3.2 – Planeamento Multi-Período 359
7.3.2.1 – Rede de 6 nós - Limites de investimento 360
7.3.2.1.1 – Resultados obtidos 360
7.3.2.1.2 – Análise dos resultados 365
7.3.2.2 – Aplicação ao caso real da Rede Nacional de Transporte (RNT) Portuguesa 367
7.3.2.2.1 – Dados previstos para o horizonte de planeamento 2002 a 2007 368
7.3.2.2.2 – Resultados obtidos 380
7.4 – MMLP com Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE 399
7.4.1 – Rede eléctrica de 6 nós 401
7.4.2 – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica Portuguesa (RNT) 407
7.5 – Conclusões 408

CAPÍTULO VIII – CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS 411
8.1 – Conclusões do trabalho realizado 411
8.2 – Contribuições inovadoras 416
8.3 – Trabalhos futuros 418

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 421

ANEXOS A
ANEXO A – METAHEURÍSTICAS – CONCEITOS GERAIS E *SIMULATED ANNEALING* A.1
A.1 – Conceitos Gerais A.1
A.2 – Metaheurística Simulated Annealing A.1
A.2.1 – Introdução A.1
A.2.2 – Estrutura do algoritmo da metaheurística Simulated Annealing A.2
A.2.2.1 – Estrutura de Vizinhança e Mecanismo de Pesquisa Local A.2
A.2.3 – Parâmetros de controlo do algoritmo da metaheurística Simulated Annealing A.5
A.2.4 – Algoritmo da metaheurística Simulated Annealing A.6

pág.

A.2.5 – Regulação dos parâmetros A.8
A.2.6 – Melhoramentos da metaheurística Simulated Annealing A.10
A.3 – Metaheurística Tabu Search A.11
A.4 – Algoritmos Genéticos A.13

ANEXO B – CONCEITOS BÁSICOS SOBRE CONJUNTOS DIFUSOS B.1
B.1 – Introdução B.1
B.2 – Conceitos e definições B.1
B.3 – Princípio da Extensão B.4
B.4 – Teorema de Extensão de uma operação crescente ou decrescente aos conjuntos difusos B.5
B.5 – Operações de Reunião, Intersecção e Complementar sobre conjuntos difusos B.6
B.6 – Operações aritméticas sobre números difusos B.6
B.6.1 – Operações unárias B.6
B.6.2 – Operações binárias B.7
B.6.2.1 – Adição B.7
B.6.2.2 – Subtracção B.8
B.6.2.3 – Produto B.8
B.6.2.4 – Quociente entre dois números difusos B.9
B.7 – Operações aritméticas estendidas aos números difusos trapezoidais B.9
B.8 – Desfuzificação B.12
B.8.1 – Removal B.12
B.8.2 – Valor Central B.13
B.8.3 – Centro de Massa B.13
B.9 – Comparação de números difusos B.14

ANEXO C – AVALIAÇÃO DA FIABILIDADE - MÉTODOS DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO C.1
C.1 – Introdução C.1
C.2 – Índices de fiabilidade C.2
C.2.1 – Cálculo dos índices de fiabilidade C.2
C.2.2 – Tipos de índices de fiabilidade C.3
C.3 – Método de Enumeração de Estados C.5
C.4 – Método de Simulação de Monte Carlo C.5
C.4.1 – Simulação Não Cronológica C.6
C.4.2 – Simulação Cronológica C.6
C.4.3 – Simulação Pseudo-Cronológica C.8
C.4.3.1 – Interrupção do sistema C.9
C.4.3.2 – Simulação Pseudo-Cronológica Normal C.9
C.4.3.3 – Simulação Pseudo-Cronológica Markoviana C.11
C.4.3.3.1 – Duração total de uma interrupção C.11
C.4.3.3.2 – Simulações Para a Frente *e* Para Trás *duma interrupção* C.11
C.4.3.3.3 – Algoritmo da Simulação Pseudo-Cronológica Markoviana C.14

ANEXO D – DADOS DOS EXEMPLOS DE APLICAÇÃO D.1
ANEXO D.1 – REDE DE 6 NÓS D.1
D.1.1 – Topologia da rede de 6 nós D.1
D.1.2 – Dados da rede de 6 nós D.2
ANEXO D.2 – REDE DE 24 NÓS – MODIFIED IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM

pág.
(MRTS)..... D.4
D.2.1 – Topologia da rede de 24 nós..... D.4
D.2.2 – Dados da rede de 24 nós..... D.5
ANEXO D.3 – REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA (RNT)..... D.8
D.3.1 – Topologia da RNT..... D.9
D.3.2 – Estimativa dos índices de fiabilidade..... D.10
D.3.2.1 – Índices de fiabilidade das linhas eléctricas..... D.10
D.3.2.2 – Índices de fiabilidade dos transformadores de potência..... D.11
D.3.2.3 – Índices de fiabilidade dos sistemas produtores..... D.11
D.3.3 – Dados da RNT – ano de 1998..... D.12
D.3.3.1 – Linhas Eléctricas..... D.12
D.3.3.2 – Subestações..... D.16
D.3.3.3 – Sistema Produtor..... D.17
D.3.3.4 – Cenários de exploração – ano de 1998..... D.19
D.3.4 – Dados da RNT – ano de 2001..... D.38
D.3.4.1 – Consumos e identificação dos nós..... D.38
D.3.4.2 – Linhas Eléctricas..... D.41
D.3.4.3 – Subestações..... D.45
D.3.4.4 – Sistema Produtor..... D.48

LISTA DE ABREVIATURAS

(ordem alfabética)

AC	–	Corrente Alternada;
AT		Alta Tensão;
Ca-ISO	–	*California Independent System Operator* do SE do Estado da Califórnia (EUA);
CAE	–	Contratos de Aquisição de Energia;
CE	–	Comunidade Europeia;
CFD	–	Contrato às Diferenças, do inglês *Contracts For Differences*;
CHOPIN	–	*Código Heurístico Orientado ao Planeamento* Interactivo;
CNE	–	Comissão Nacional de Energia do SE Espanhol;
CNV	–	Clientes Não Vinculados;
COS/ROR	–	Custo de Serviço / Taxa de Remuneração, do inglês *Cost Of Service / Rate Of Return*;
CREAM	–	*Composite System Reliability Evaluation Program*;
CRNP	–	*Cost Reflective Network Pricing*;
DC	–	Corrente Contínua;
DGE	–	Direcção Geral de Energia;
DNV	–	Distribuidores Não Vinculados;
DV	–	Distribuidores Vinculados;
EDP	–	Electricidade de Portugal;
EDF	–	*Electricité de France*;
EFA	–	*Electricity Forward Agreements*;
ENS	–	Energia Não Fornecida, do inglês *Energy Not Supplied*;
EENS	–	Valor Esperado da Energia Não Fornecida, do inglês *Expected of Energy Not Supplied*;
EPNS	–	Valor Esperado da Potência Não Fornecida, do inglês *Expected of Power Not Supplied*;
EPRI	–	*Electric Power Research Institute* nos EUA;
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Sistemas Energéticos;
EUA	–	Estados Unidos da América;
FERC	–	*Federal Energy Regulatory Comission* do SE dos EUA;
GAPP	–	*General Agreement on Parallel Paths*;
GGDF	–	Factor de Distribuição Generalizado da Produção, do inglês *Generalized Generation Distribution Factor*;
GLDF	–	Factor de Distribuição Generalizado da Carga, do inglês *Generalized Load Distribution Factor*;
GRASP	–	*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*;
ICRP	–	*Investment Cost Relating Pricing*;
IEEE	–	*Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.*;
INESC	–	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores;
IRP	–	Planeamento Integrado de Recursos, do inglês *Integrated Resource Planning*;
ISO	–	Operador Independente do Sistema, do inglês *Independent System Operator*;
LOLC	–	Custo de Perda de Carga, do inglês *Loss Of Load Cost*;
LOLP	–	Probabilidade de Perda de Carga, do inglês *Loss Of Load Probability*;
LOLE	–	Valor Esperado da Perda de Carga, do inglês *Loss Of Load Expectation*;

LT – Lista *Tabu*;
MAT – Muito Alta Tensão;
MEPF – Factores de Participação Média, do inglês *Mean Participation Factors*;
MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade;
MMCP – Metodologia Marginal de Curto Prazo;
MMLP – Metodologia Marginal de Longo Prazo;
MO – Operador do Mercado, do inglês *Market Operator*;
MT – Média Tensão;
NEM – *National Electricity Market* do SE Australiano;
NETA – *New Electricity Trady Arranjment* no SE de Inglaterra & Gales;
NGC – *National Grid Company* do SE de Inglaterra & Gales;
OFGEM – *Office for Gás and Electricity Markets* do SE de Inglaterra & Gales;
OMI – Operador do Mercado Ibérico;
PERLA – *Planificación Estática de la Red de Transporte a Largo Prazo*;
PERTEE – Planeamento da Expansão da Rede de Transporte de Energia Eléctrica;
PI – *Performance Índices*;
PMCP – Preços Marginais de Curto Prazo;
PMLP – Preços Marginais de Longo Prazo;
PNS – Potência Não Fornecida, do inglês *Power Not Supplied*;
PNV – Produtores Não Vinculados;
PRE – Produção em Regime Especial;
pu – Valor **por u**nidade;
PV – Produtores Vinculados;
RARI – Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
REE – Rede Eléctrica Espanhola;
REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A.;
RM – Remuneração Marginal;
RMCP – Remuneração Marginal de Curto Prazo;
RMLP – Remuneração Marginal de Longo Prazo;
RNT – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica;
RPI-X – Designação na literatura inglesa para Regulação por Limites nos Preços;
RT – Regulamento Tarifário;
RTO – Organização de Transporte Regional, do inglês *Regional Transmission Organization*;
SE – Sector Eléctrico ou Sistema Eléctrico;
SEI – Sistema Eléctrico Independente;
SEN – Sistema Eléctrico Nacional;
SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado;
SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público;
TCC – Contratos de Congestionamento da Transmissão, do inglês *Transmission Congestion Contracts*;
TRELSS – *Transmission Reliability Evaluation for Large Scale Systems*;
TSO – Operador do Sistema de Transporte, do inglês *Transmission System Operator*;
TPO-DC – Trânsito de Potências Óptimo em Corrente Contínua (determinístico);
TPOD-DC – Trânsito de Potências Óptimo Difuso em Corrente Contínua;
UCPTE – *Union pour la Coordination de la Production et Transport de l'Electricité* ;
UCTE – *Union for the Coordination of Transmission of Electricity*;
URT – Uso da Rede de Transporte.

LISTA DE FIGURAS

Pág.

CAPÍTULO I
Figura 1.1 – Fluxograma Simplificado da MMLP..... 8
Figura 1.2 – Fluxograma Simplificado do algoritmo da MMLP com Modelo Multicritério Interactivo de resolução do PERTEE..... 10

CAPÍTULO II
Figura 2.1 – SE com estrutura verticalmente integrada..... 21
Figura 2.2 – SE com estrutura em *Pool*..... 22
Figura 2.3 – Determinação do "ponto de encontro do mercado" para cada período de contratação no mercado bolsista de electricidade..... 23
Figura 2.4 – SE com estrutura baseada em Contratos Bilaterais..... 25
Figura 2.5 – SE com estrutura Mista..... 26
Figura 2.6 – Relações Comerciais no SE de Inglaterra & Gales de acordo com o NETA..... 42
Figura 2.7 – SE Escandinavo – Relacionamento geral entre os diversos agentes..... 43
Figura 2.8 – Estrutura e relacionamentos comerciais no SE do Estado da Califórnia (EUA)..... 46
Figura 2.9 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional de acordo com o Decreto-Lei 182/95 de 27 de Julho..... 56
Figura 2.10 – Mapa da Rede Nacional de Transporte Portuguesa (1 de Janeiro de 2004) 61

CAPÍTULO III
Figura 3.1 – Exemplo da aplicação do Método das Participações Médias..... 84
Figura 3.2 – Cargas fictícias associadas às perdas activas no ramo..... 107
Figura 3.3 – Linearização da expressão aproximada das perdas activas..... 114
Figura 3.4 – Rede de transporte como agente económico..... 117

CAPÍTULO IV
Figura 4.1 – Árvore de Futuros Difusos e a função de pertença $\mu=f(F)$ para o futuro C_1. 150
Figura 4.2 – Linearização da função do custo dum grupo térmico..... 151
Figura 4.3 – Classificação das metodologias de resolução do PERTEE..... 180
Figura 4.4 – Planeamento em vários períodos com os respectivos consumos..... 184
Figura 4.5 – Exemplo do código genético de um *indivíduo* da população..... 209
Figura 4.6 – Árvore dos planos de expansão alternativos..... 219

CAPÍTULO V
Figura 5.1 – Fluxograma Simplificado da MMLP..... 235
Figura 5.2 – Fluxograma do Algoritmo da MMCP..... 239
Figura 5.3 – Comportamento de um componente reparável no tempo..... 246
Figura 5.4 – Fluxograma simplificado de cálculo dos valores esperados dos PMCP nodais e da RMCP anual com integração dos índices de fiabilidade dos componentes através do Método de Simulação de Monte Carlo Cronológico..... 249
Figura 5.5 – Árvore de Futuros reflectindo as previsões de evolução do consumo durante o horizonte de planeamento..... 257
Figura 5.6 – Algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* aplicada ao PERTEE... 265

Pág.

Figura 5.7 – Fluxograma do algoritmo da MMLP com PERTEE Multi-Período e Dinâmico..... 268

CAPÍTULO VI

Figura 6.1 – Fluxograma simplificado da MMLP com Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE..... 277

Figura 6.2 – Representação de funções de pertença do conjunto difuso $\tilde{A}$. *a)* Carga de 2 [MW] (valor determinístico). *b)* Carga cujo valor é *cerca de* 2 [MW] (valor difuso). *c)* Número difuso triangular correspondente à carga cujo valor é *cerca de* 2 [MW]. *d)* Número difuso trapezoidal correspondente à carga cujo valor é *cerca de* 2 [MW]..... 281

Figura 6.3 – Fluxograma do algoritmo do TPOD-DC..... 283

Figura 6.4 – Cortes de nível 0.0 e 1.0 das funções de pertença das duas potências de carga difusas..... 288

Figura 6.5 – Funções de pertença das potências de corte de carga nos nós *i* e *k*..... 292

Figura 6.6 – Função de pertença obtida por aplicação do Operador Máximo ao resultado parcelar obtido para o nó *i* representado na figura 6.5 *a)*..... 292

Figura 6.7 – Função de pertença obtida por aplicação do Operador de Reunião à função de pertença da figura 6.6, referente ao nó *i*, e à função de pertença referente ao nó *k*, representada na figura 6.5 *b)*..... 293

Figura 6.8 – Função de pertença obtida por aplicação do Operador Máximo após a adição das funções de pertença da potência de corte de carga referente aos nós *i* e *k*, e apresentadas nas figuras 6.5 *a)* e 6.5 *b)*..... 293

Figura 6.9 – Exemplos de funções de pertença da potência de corte de carga total. Situação *a)* Existência de PNS no TPO-DC Determinístico inicial, pelo que I_{exp}= 1.0 e I_{rob}= 0.0. Situação *b)* Existência de PNS para todos os graus de pertença $\alpha \in [0.0;1.0]$, pelo que I_{exp}= 1.0 e I_{rob}= 0.0. Situação *c)* Existência de PNS para valores inferiores ao grau de pertença α_1, pelo que I_{exp}= α_1 e I_{rob}= 1.0 - α_1. Situação *d)* Valor nulo de PNS para todos os graus de pertença $\alpha \in [0.0;1.0]$ pelo que I_{exp}= 0.0 e I_{rob}= 1.0..... 297

Figura 6.10 – Fluxograma de Cálculo dos Índices de Robustez e de Exposição..... 299

Figura 6.11 – Visão global do algoritmo do Modelo Multicritério Interactivo do PERTEE..... 308

Figura 6.12 – Algoritmo de cálculo dos PMLP nodais e da RMLPT integrando o Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE..... 310

CAPÍTULO VII

Figura 7.1 – Rede de 3 nós..... 315

Figura 7.2 – Modelo A: PMCP nodais considerando respectivamente os nós de referência 1, 15 e 23..... 322

Figura 7.3 – Modelo A: RMCP anual da rede considerando respectivamente os nós 1, 15 e 23 para referência..... 323

Figura 7.4 – PMCP nodais médio anual e dos cenários PSV e VHI..... 336

Figura 7.5 – RMCP recolhida pela MMCP e Remuneração Regulada do ano de 1998... 337

Figura 7.6 – Gráfico referente à recuperação dos custos ocorridos, Casos A e B..... 352

Figura 7.7 – RMLPT e dos Custos Totais para diferentes aumentos da potência de carga (Teste A.1)..... 356

Figura 7.8 – PMLP nodais para diferentes aumentos da potência de carga (Teste A.1)... 356

Figura 7.9 – Comparação entre a RMLPT e os Custos Totais para os Casos D1 a D6.... 366

Figura 7.10 – Valores de Recuperação dos Custos para os casos de estudo D1 a D6..... 366

Pág.

ANEXO A
Figura A.1 – Algoritmo da estratégia de descida..... A.3
Figura A.2 – A solução de *F(x)* corresponde a um mínimo local..... A.4
Figura A.3 – Escala de temperaturas *T(n)*..... A.5
Figura A.4 – Algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing*..... A.7
Figura A.5 – Evolução típica de F_n^{opt} com escala de arrefecimento geométrica..... A.8
Figura A.6 – Algoritmo da metaheurística *Tabu Search*..... A.12
Figura A.7 – Constituição de um *Indivíduo* ou *Cromossoma*..... A.13
Figura A.8 – Cruzamento do tipo "duas posições"..... A.14
Figura A.9 – Mutação de um *indivíduo*..... A.15
Figura A.10 – Algoritmo básico correspondente a um Algoritmo Genético..... A.15

ANEXO B
Figura B.1 – Representação de funções de pertença do conjunto difuso $\tilde{A}$..... B.2
Figura B.2 – Cortes de nível α..... B.2
Figura B.3 – Função de pertença do conjunto difuso $\tilde{A}$ representando as situações: *a)* conjunto difuso convexo e normalizado, *b)* conjunto difuso normalizado e não convexo..... B.3
Figura B.4 – Número difuso triangular..... B.4
Figura B.5 – Número difuso trapezoidal..... B.4
Figura B.6 – Representação gráfica da função de pertença do produto de dois números difusos $\tilde{A} \otimes \tilde{O}$ (a traço contínuo) e a respectiva aproximação trapezoidal (a tracejado)..... B.11
Figura B.7 – Definição das áreas para o cálculo do *Removal* (k)..... B.13

ANEXO D
ANEXO D.1
Figura D.1 – Rede eléctrica de 6 nós..... D.1
ANEXO D.2
Figura D.2 – Rede eléctrica de 24 nós (Rede de Teste IEEE MRTS)..... D.4
ANEXO D.3
Figura D.3 – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) no final de 2001..... D.9

LISTA DE TABELAS

pág.

CAPÍTULO II
Tabela 2.1 – Cronologia do movimento de reestruturação nos SE..... 38

CAPÍTULO III
Tabela 3.1 – Resumo das tarifas no sector de transporte..... 137

CAPÍTULO IV
Tabela 4.1 – Resumo Cronológico das Características das Metodologias de Resolução do PERTEE..... 223
Tabela 4.2 – Capacidade de várias ferramentas nas Estratégias de Gestão do Risco..... 227

CAPÍTULO VI
Tabela 6.1 – Identificação dos critérios do PERTEE..... 307
Tabela 6.2 – Lista de Planos de Expansão..... 307

CAPÍTULO VII
Tabela 7.1 – Características dos geradores..... 315
Tabela 7.2 – Características dos ramos..... 315
Tabela 7.3 – Características das potências de carga..... 316
Tabela 7.4 – Potências produzidas nos geradores..... 316
Tabela 7.5 – Resultados por ramo..... 316
Tabela 7.6 – PMCP por nó..... 316
Tabela 7.7 – Remuneração anual da rede..... 317
Tabela 7.8 – Potências produzidas nos geradores..... 318
Tabela 7.9 – Resultados por nó (PNS, potência injectada e ângulo da tensão)..... 318
Tabela 7.10 – Resultados por ramo (trânsitos de potência e perdas activas)..... 318
Tabela 7.11 – PMCP por nó..... 318
Tabela 7.12 – Remuneração anual da rede..... 319
Tabela 7.13 – Potências de produção, carga, perdas e PNS..... 321
Tabela 7.14 – Parcelas dos preços marginais e PMCP por nó..... 322
Tabela 7.15 – Remuneração anual da rede..... 323
Tabela 7.16 – Potências de produção, carga, perdas e PNS..... 324
Tabela 7.17 – Parcelas dos preços marginais e PMCP por nó..... 325
Tabela 7.18 – Remuneração anual da rede..... 325
Tabela 7.19 – Ponderações horárias..... 328
Tabela 7.20 – Balanço de potências nos cenários de horas de PONTA..... 330
Tabela 7.21 – Balanço de potências nos cenários de horas de CHEIAS..... 330
Tabela 7.22 – Balanço de potências nos cenários de horas de VAZIO..... 330
Tabela 7.23 – Preços Marginais de Curto Prazo nodais..... 331
Tabela 7.24 – Remuneração Marginal de Curto Prazo..... 336
Tabela 7.25 – Valores médios dos PMCP nodais e RMCP anual (c/ índices de fiabilidade)..... 339
Tabela 7.26 – Lista de Planos de Expansão..... 340
Tabela 7.27 – PMCP nodais e RMCP anual..... 341
Tabela 7.28 – Características dos ramos, (Teste A.1)..... 342
Tabela 7.29 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste A.1)... 343

pág.
Tabela 7.30 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste A.1)..... 343
Tabela 7.31 – Plano seleccionado para ΔPc_k = 1 [MW] por nó k e custos associados, (Teste A.1)..... 343
Tabela 7.32 – PMLP nodais e RMLP, (Teste A.1)..... 343
Tabela 7.33 – Características dos ramos, (Teste A.2)..... 343
Tabela 7.34 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste A.2)... 344
Tabela 7.35 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste A.2)..... 344
Tabela 7.36 – Plano seleccionado para ΔPc_k = 1 [MW] por nó k e custos associados, (Teste A.2)..... 344
Tabela 7.37 – PMLP nodais e RMLP, (Teste A.2)..... 344
Tabela 7.38 – Características dos ramos, (Teste A.3)..... 345
Tabela 7.39 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste A.3)... 345
Tabela 7.40 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste A.3)..... 345
Tabela 7.41 – Plano seleccionado para ΔPc_k = 1 [MW] por nó k e custos associados, (Teste A.3)..... 345
Tabela 7.42 – PMLP nodais e RMLP, (Teste A.3)..... 346
Tabela 7.43 – Características dos ramos, (Teste B.1)..... 346
Tabela 7.44 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste B.1)... 346
Tabela 7.45 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste B.1)..... 346
Tabela 7.46 – Plano seleccionado para ΔPc_k = 1 [MW] por nó k e custos associados, (Teste B.1)..... 347
Tabela 7.47 – PMLP nodais e RMLP, (Teste B.1)..... 347
Tabela 7.48 – Características dos ramos, (Teste B.2)..... 347
Tabela 7.49 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste B.2)... 347
Tabela 7.50 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste B.2)..... 348
Tabela 7.51 – Plano seleccionado para ΔPc_k = 1 [MW] por nó k e custos associados, (Teste B.2)..... 348
Tabela 7.52 – PMLP nodais e RMLP, (Teste B.2)..... 348
Tabela 7.53 – Características dos ramos, (Teste B.3)..... 348
Tabela 7.54 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste B.3)... 349
Tabela 7.55 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste B.3)..... 349
Tabela 7.56 – Plano seleccionado para ΔPc_k = 1 [MW] por nó k e custos associados, (Teste B.3)..... 349
Tabela 7.57 – PMLP nodais e RMLP, (Teste B.3)..... 349
Tabela 7.58 – Resumo dos resultados do Caso A..... 350
Tabela 7.59 – Resumo dos resultados do Caso B..... 350
Tabela 7.60 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Caso C)..... 353
Tabela 7.61 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Caso C)..... 353
Tabela 7.62 – Plano seleccionado para ΔPc_k = 1 [MW] por nó k e custos associados, (Caso C)..... 353
Tabela 7.63 – PMLP nodais e RMLP, (Caso C)..... 354
Tabela 7.64 – Resultados obtidos para diferentes valores de aumento da potência de carga..... 354
Tabela 7.65 – Resultados obtidos para diferentes valores de aumento da potência de

pág.
carga..... 355
Tabela 7.66 – Variação do incremento ΔPc_k..... 357
Tabela 7.67 – Variação do incremento ΔPc_k (Resumo)..... 357
Tabela 7.67 – Variação do incremento ΔPc_k (Resumo). (continuação)..... 358
Tabela 7.68 – Previsão de variação da potência de carga..... 360
Tabela 7.69 – Características dos ramos a investir..... 360
Tabela 7.70 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D1)..... 361
Tabela 7.71 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D1)..... 361
Tabela 7.72 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D1). 361
Tabela 7.73 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D2)..... 362
Tabela 7.74 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D2)..... 362
Tabela 7.75 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D2). 362
Tabela 7.76 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D3)..... 362
Tabela 7.77 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D3)..... 363
Tabela 7.78 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D3). 363
Tabela 7.79 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D4)..... 363
Tabela 7.80 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D4)..... 363
Tabela 7.81 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D4). 364
Tabela 7.82 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D5)..... 364
Tabela 7.83 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D5)..... 364
Tabela 7.84 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D5). 364
Tabela 7.85 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D6)..... 365
Tabela 7.86 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D6)..... 365
Tabela 7.87 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D6). 365
Tabela 7.88 – Novas Linhas de Transporte de Energia Eléctrica – valores estimados dos custos de investimento..... 369
Tabela 7.89 – Aumento da capacidade das Linhas de Transporte de Energia Eléctrica – valores estimados dos custos de investimento..... 369
Tabela 7.90 – Novos Nós da RNT..... 370
Tabela 7.91 – Novas Centrais Termoeléctricas do SENV..... 371
Tabela 7.92 – Novas Centrais Hidroeléctricas do SEP..... 372
Tabela 7.93 – Alternativas de expansão associadas a Linhas da RNT..... 373
Tabela 7.94 – Alternativas de expansão referentes a Transformadores de Potência..... 376
Tabela 7.95 – Desclassificação de Nós da RNT..... 378
Tabela 7.96 – Desclassificação de Centrais Termoeléctricas do SENV..... 378
Tabela 7.97 – Desclassificação de Linhas da RNT..... 378
Tabela 7.98 – Desclassificação de Transformadores..... 380
Tabela 7.99 – Previsão de variação da potência de carga..... 380
Tabela 7.100 – Obras do Plano de Expansão seleccionado..... 382
Tabela 7.101 – Potências de Carga e de Produção do Despacho da RNT com o Plano de Expansão seleccionado para 2002 a 2007..... 383
Tabela 7.102 – PMLP nodais, RMLP nodais e totais, custos de exploração, custos de investimento, custos totais e recuperação dos custos totais..... 391
Tabela 7.103 – Factores horários ($Pc/Pc_{máx}$)..... 401
Tabela 7.104 – Plano de Expansão seleccionado..... 401
Tabela 7.105 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado..... 402
Tabela 7.106 – Níveis de aspiração escolhidos para os critérios..... 402
Tabela 7.107 – Coeficientes aplicados..... 403
Tabela 7.108 – Plano de Expansão seleccionado..... 403
Tabela 7.109 – PMLP nodais e RMLP..... 403
Tabela 7.110 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total..... 404

pág.
Tabela 7.111 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado..... 404
Tabela 7.112 – Plano de Expansão seleccionado..... 404
Tabela 7.113 – PMLP nodais e RMLP..... 405
Tabela 7.114 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total..... 405
Tabela 7.115 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado..... 405
Tabela 7.116 – Plano de Expansão seleccionado..... 405
Tabela 7.117 – PMLP nodais e RMLP..... 406
Tabela 7.118 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total..... 406
Tabela 7.119 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado..... 406
Tabela 7.120 – Lista de soluções obtidas..... 406
Tabela 7.121 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado..... 407

ANEXO B
Tabela B.1 – Operações aritméticas sobre números difusos trapezoidais..... B.11

ANEXO D
ANEXO D.1
Tabela D.1.1 – Características dos ramos (rede de 6 nós)..... D.2
Tabela D.1.2 – Características dos geradores (rede de 6 nós)..... D.2
Tabela D.1.3 – Valores das potências de carga por nó (rede de 6 nós)..... D.2
Tabela D.1.4 – Custo anual das instalações da rede (rede de 6 nós)..... D.3
ANEXO D.2
Tabela D.2.1 – Características dos ramos (rede de 24 nós)..... D.5
Tabela D.2.2 – Características dos geradores (rede de 24 nós)..... D.6
Tabela D.2.3 – Valores das potências de carga (rede de 24 nós)..... D.6
ANEXO D.3
Tabela D.3.1 – Tempos Médios de Reparação..... D.11
Tabela D.3.2 – Características das Linhas da RNT (final de 1998)..... D.12
Tabela D.3.3 – Características das Subestações da RNT (final de 1998)..... D.16
Tabela D.3.4 – Características das Centrais Termoeléctricas do SEP (final de 1998)..... D.17
Tabela D.3.5 – Características das Centrais Hidroeléctricas do SEP (final de 1998)..... D.18
Tabela D.3.6 – Outros fornecimentos à REN (final de 1998)..... D.19
Tabela D.3.7 – Cenários de Produção e Carga – Horas de PONTA (final de 1998)..... D.20
Tabela D.3.8 – Cenários de Produção e Carga – Horas de CHEIAS (final de 1998)..... D.26
Tabela D.3.9 – Cenários de Produção e Carga – Horas de VAZIO (final de 1998)..... D.32
Tabela D.3.10 – Identificação e valor da potência de carga por nó (final de 2001)..... D.38
Tabela D.3.11 – Características das Linhas da RNT (final de 2001)..... D.41
Tabela D.3.12 – Características das Subestações da RNT (final de 2001)..... D.45
Tabela D.3.13 – Características das Centrais Termoeléctricas do SEP (final de 2001).... D.48
Tabela D.3.14 – Características das Centrais Hidroeléctricas do SEP (final de 2001)..... D.49

SIMBOLOGIA

(ordem alfabética)

1 – Simbologia geral

a – Taxa de actualização, em [%];

a_r^k – Coeficiente de sensibilidade referente ao trânsito de potências no ramo r relativo à injecção de potência no nó k;

b e b' – Vectores dos termos independentes de problemas de programação linear;

b_{ij} – Susceptância do ramo localizado entre os nós i e j, em [s];

c_k – Custo do componente k por unidade de comprimento, em [€/km] ou [€/milha];

c_{ij} – Custo do transporte no ramo r localizado entre os nós i e j, em [€/km] ou [€/milha];

$\mathbf{f}$ – Vector de funções objectivo do problema multiobjectivo;

$f = c^t . X$ – Função objectivo de um problema de programação linear, com o vector dos custos c e o vector das variáveis X;

g_{ij} – Condutância do ramo localizado entre os nós i e j, em [s];

$[k^T]$ – Matriz transposta das ligações dos ramos que estão em sobrecarga;

m – Número total de transacções consideradas no processo de alocação;

n – Número total de nós da rede de transporte;

nc – Índice referente ao cenário;

ng – Número total de geradores;

ni – Número total de instalações da rede de transporte;

$ntij$ – Número total de instalações que integram o caminho contínuo definido para a transacção j;

nob – Número total de funções objectivo;

np – Número total de períodos do horizonte de planeamento;

nr – Número total de ramos da rede de transporte;

nre – Número total de restrições;

ntc – Número total de cenários;

p – Índice referente ao período do horizonte de planeamento;

pl – Índice referente ao plano de expansão;

$pmlp_{pk}(t)$ – Preço marginal de longo prazo no nó k do período p em função do tempo t de duração do período;

p_{nc} – Probabilidade de ocorrência do cenário nc;

r_{ij} – Resistência do ramo localizado entre os nós i e j, em [Ω];

s – Secção nominal da linha ou cabo, [mm^2];

t – Tempo de duração, em [h];

x_{ij} ou x_r – Reactância do ramo r localizado entre os nós i e j, em [Ω];

$[A]$ – Matriz dos coeficientes do problema de programação linear;

$\tilde{A}$ – Conjunto ou número difuso $\tilde{A}$;

A_α – Corte de nível α do conjunto difuso $\tilde{A}$;

B_b^{-1} – Inversa da matriz base de um problema de programação linear;

$[B_{DC}]$ – Matriz de susceptâncias do Modelo DC com elemento B_{ij} na linha i e coluna j;

B_{kr} – Benefício económico obtido pelo agente k pela utilização do ramo r;

Ca_k – Capacidade de transporte adicional no ramo k, em [MW];

Cb_k – Capacidade de transporte base no ramo k, em [MW];

$Cexp$ – Custos de exploração da rede de transporte correspondentes aos custos das perdas activas, congestionamentos e de PNS, em [€];

C_l – Custo total da linha ou cabo l, em [€], com custo fixo C_{fl}, em [€/km], e custo variável C_{vl}, em [€/(km.mm^2)] ou custo variável C_{vlp}, em [€/(km.MW)];

$Cint$ – Custo de interrupção de energia, em [€];

C_k – Custo da instalação ou componente k, em [€];

$Cprod$ – Custo de produção, em [€];

Cr_k – Custo regulado da instalação k, definida como a remuneração atribuída a essa instalação, em [€];

C_s – Custo total da subestação s, em [€], com custo fixo C_{fs}, em [€], e custo variável C_{vs}, em [€/MW];

C_{Tj} – Valor total a pagar pela empresa j pela utilização da rede de transporte, em [€];

C_T – Custo total regulado atribuído à rede de transporte, em [€];

C^j – Parcela dos custos regulados alocados à transacção j, em [€];

C^j_T – Custo regulado alocado à transacção j por utilização dos serviços da rede de transporte, em [€];

Cg – Custo variável de produção num gerador, em [€/kWh];

CI – Custo de Investimento, em [€];

CL^1_{ij} – Coeficiente correspondente à ordenada na origem da recta tangente representativa da aproximação linear das perdas activas do ramo localizado entre os nós i e j;

CL^2_{ij} – Coeficiente correspondente ao declive da recta tangente representativa da aproximação linear das perdas activas do ramo localizado entre os nós i e j;

$Coef_{2p}$ – Coeficiente do critério CI no período p do problema multicritério;

$Coef_{3p}$ – Coeficiente do critério $Fiab$ no período p do problema multicritério;

$Coef_{4p}$ – Coeficiente do critério $Irob$ no período p do problema multicritério;

CO – Custos de Exploração do SE correspondentes aos custos de produção, perdas activas, congestionamentos e da PNS, em [€];

C_{ENS} – Custo unitário da Energia Não Fornecida ou penalização associada à ENS, em [€/kWh];

$[C_r^T]$ – Vector transposto dos custos dos trânsitos de potência de sobrecarga no ramo r;

$Ctotal$ – Custo total da rede de transporte, em [€];

D_{nc} – Duração do cenário nc, em [h];

FB_{kr} – Factor de Benefício de cada agente k pela utilização de um ramo r da rede de transporte;

$Fiab$ – Índice de fiabilidade do problema multicritério, com valores mínimo e máximo dados por $Fiab^{min}$ e $Fiab^{máx}$;

FP – Factor de Participação;

$EENS$ – Valor Esperado da Energia Não Fornecida, [kWh] ou [kWh/ano];

$EPNS$ – Valor Esperado da Potência Não Fornecida, em [MW];

$FA_p^{(b)}$ – Função de Avaliação do período p referente ao plano de expansão base seleccionado;

$FA_{pk}^{(\Delta)}$ – Função de Avaliação do período p referente ao plano de expansão seleccionado após a variação da potência de carga no nó k;

$[G]$ – Matriz das Condutâncias;

$GGDF_{i\text{-}k,g}$ – Factor de Distribuição Generalizado da Produção que relaciona a produção num nó g com o trânsito de potência num ramo i-k;

$GLDF_{i\text{-}kj}$ – Factor de Distribuição Generalizado da Carga que relaciona a carga num

nó j com o trânsito de potência num ramo i-k;

$|\overline{I_l}|$ – Módulo da intensidade de corrente na linha l, em [A];

I_{exp} – Índice ou grau de Exposição;

I_{rob} – Índice ou grau de Robustez do problema multicritério com valores mínimo e máximo dados por I_{rob}^{min} e $I_{rob}^{máx}$;

K_i – Conjunto dos nós adjacentes ao nó i;

L_k ou l_k – Comprimento do componente k (linha ou cabo), em [km] ou [milhas];

L^j – Distância associada à transacção j, em [milhas];

$LOLC$ – Custo de Perda de Potência de Carga, em [€];

N_l – Número total de investimentos realizados no horizonte de planeamento;

Npl – Número total de planos de expansão correspondentes a soluções não dominadas;

P_b – Potência de base, em [MW];

$[Pc]$ – Vector das potências activas de carga, com elemento Pc_k no nó k, em [MW];

Pcf_k – Potência activa de carga fictícia no nó k, em [MW];

$\widetilde{Pc}_k$ – Potência activa de carga difusa no nó k;

Pc_k^{ctr} – Valor Central da potência activa de carga difusa $\widetilde{Pc}_k$ no nó k, em [MW];

$Pc_{pk}^{(b)}$ – Potência activa de carga no nó k do período p com o plano de expansão base seleccionado, em [MW];

$[|P_r|]$ – Vector do módulo dos trânsitos de potência de sobrecarga no ramo r;

Pen_{2p} – Penalização do Custo de Investimento na FA do problema multicritério;

Pen_{3p} – Penalização do Índice de fiabilidade na FA do problema multicritério;

Pen_{4p} – Penalização do Índice de Robustez na FA do problema multicritério;

$Perdas_{ij}$ – Potência de perdas activas no ramo r localizado entre os nós i e j, em [MW];

$[Pg]$ – Vector das potências activas produzidas;

Pg_{kg} – Potência activa produzida no gerador g do nó k, em [MW], com valores mínimo e máximo dados por $Pg_{kg}^{\min}$ e $Pg_{kg}^{máx}$;

$Pg_{pkg}^{(b)}$ – Potência produzida no período p pelos geradores g do nó k com o plano de expansão base seleccionado, em [MW];

$[Pinj]$ – Vector das potências activas injectadas, em [MW], com elemento $Pinj_k$ no nó k;

P_{ij} ou P_r – Trânsito de potências no ramo r localizado entre os nós i e j, em [MW], com valores mínimo e máximo dados por $P_{ij}^{\min}$ e $P_{ij}^{máx}$;

$P_{ij}^{máx}$ ou $P_r^{máx}$ – Capacidade de transmissão do ramo r localizado entre os nós i e j, em [MW];

$PMCP_k$ – Preço Marginal de Curto Prazo no nó k, em [€/kWh];

$PMLP_k$ – Preço Marginal de Longo Prazo no nó k, em [€/kWh];

PNS – Potência activa não fornecida ou potência activa de corte de carga, em [MW], com valor máximo dado por $PNS^{máx}$;

$P_{k,nc}$ – Potência produzida ou consumida pelo agente k para o cenário nc;

P_j – Quantidade da medida do uso P da rede da responsabilidade da empresa j, em [MW] ou [MWh];

P^j – Potência associada à transacção j, em [MW];

$P^j{}_k$ – Valor da medida do uso P de que a transacção j é responsável ao utilizar a instalação k da rede de transporte;

P_T – Valor total da grandeza referente à medida do uso P da rede de transporte que é contabilizada para um determinado momento ou período de tempo,

em [MW] ou [MWh];

P_{Tk} – Valor total da medida do uso P associado à utilização da instalação k, num dado momento ou período de tempo;

Qc_k – Potência reactiva consumida no nó k, em [MVAr];

Qg_k – Produção de potência reactiva no nó k, em [MVAr], com valores mínimo e máximo dados por Qg_k^{min} e $Qg_k^{máx}$;

$Qinj_k$ – Potência reactiva injectada no nó k, em [MVAr];

$\boldsymbol{R}$ – Conjunto dos números Reais;

Rec – Recuperação dos custos totais da rede de transporte em relação à remuneração recolhida ou regulada, em [%];

RM – Remuneração Marginal;

$RMCP$ – Remuneração Marginal de Curto Prazo, em [€];

$RMLP$ – Remuneração Marginal de Longo Prazo, em [€];

$RMLPT$ – Remuneração Marginal de Longo Prazo Total, em [€];

$\mathcal{R}_i$ – Restrição i;

T_p – Duração do período p, em [h];

TF – Tarifa a pagar por uma entidade ou transacção que utiliza a rede de transporte, em [€/MW] ou [€/MWh];

U_{kr} – Factor de Utilização do agente k pela utilização do ramo r;

V_b – Tensão de base, em [kV];

V_k – Módulo da tensão no nó k, em [kV];

X^{opt} – Solução óptima e admissível do problema de programação linear;

X_l – Variável de investimento da linha l, em [MW];

$[\underline{Z}]=[R]+j.[X]$ – Matriz de Impedâncias, em [Ω], com elemento $\underline{Z}_{ij}=R_{ij}+X_{ij}$ na linha i e coluna j;

$[\underline{Y}]=[G]+j.[B]$ – Matriz de Admitâncias, em [s], com elemento $\underline{Y}_{ij}=G_{ij}+B_{ij}$ na linha i e coluna j;

γ – Variável dual da restrição de igualdade de potências global do SE ou componente do preço marginal relativa à produção;

γ_k – Variável dual da restrição de igualdade de potências do nó k;

φ_k – Componente do preço marginal no nó k relativa à rede de transporte;

δ – Parâmetro do Problema Paramétrico;

ε – Tolerância;

η_r – Variável dual da restrição de limite de capacidade do ramo r que atingiu o seu limite;

$\eta_r^{\min}$ e $\eta_r^{máx}$ – Variáveis duais das restrições de limite inferior e superior do ramo r;

$[\theta]$ – Vector dos ângulos das tensões, com elemento θ_k referente ao nó k, em [graus];

λp – Pesos que afectam as funções objectivo no Método dos Pesos;

$\mu_{\tilde{A}}(x)$ – Função de pertença do conjunto difuso $\tilde{A}$;

$\rho_k(t)$ – Preço marginal num nó k e num determinado instante t;

ρ_{k_i} – Parcelas dos PMCP;

ρ_{Li} – Coeficiente de Lagrange associado à restrição i;

σ_k – Variável dual da restrição de limite máximo da PNS no nó k;

ψ – Vector das variáveis de decisão do problema multiobjectivo;

Δk – Parâmetro correspondente ao desvio do valor da potência de carga relativamente ao respectivo Valor Central, em [MW], com valores mínimo e máximo dados por Δk^{min} e $\Delta k^{máx}$;

$\tilde{\Delta} k$ – Parâmetro dos desvios dos valores da potência de carga difuso, em [MW];

ΔCI – Variação dos custos de investimento, em [€];

ΔCO – Variação dos custos de exploração do SE, em [€];
ΔP_{ij} – Variação do trânsito de potências no ramo r localizado entre os nós i e j, em [MW];
ΔPc_k – Variação da potência activa de carga no nó k, em [MW];
$\Delta Pinj_k$ – Variação da potência injectada no nó k, em [MW];
Ψ – Conjunto de soluções admissíveis do problema multiobjectivo.

2 – Simbologia específica do Capítulo II

i – Índice do serviço prestado;
p_i – Preço unitário da venda de um determinado serviço i assegurado pela empresa regulada;
q_i – Número de unidades do serviço i, que se estima vender num dado ano;
r – Taxa de remuneração dos investimentos ou dos activos existentes, definida pelo regulador ou por uma entidade administrativa;
t – Período de tempo;
$Custo_j$ – Valor da parcela j dos custos suportados pela empresa;
$F_{cliente,t}$ – Factor de Ajuste do proveito atendendo à variação prevista para o número de clientes servidos no período t;
$F_{energia,t}$ – Factor de Ajuste de modo a considerar o impacto da variação prevista para a energia veiculada no período t;
FM_t – Factor de Ajuste reflectindo o impacto da variação de um determinado parâmetro do mercado previsto para o período t;
I – Taxa de inflação, em [%];
$\overline{P_{i,t}}$ e $\overline{P_{i,t-1}}$ – Preço unitário máximo de venda de um serviço i, no ano ou semestre t e t-1, respectivamente;
$\overline{R_t}$ e $\overline{R_{t-1}}$ – Proveito máximo permitido à empresa regulada no período t e no período t-1, respectivamente;
V_{act} – Valor dos investimentos e dos activos cuja a remuneração foi aprovada;
X – Factor de Eficiência, em [%];
Z – Factor de Ajuste;
$\Delta Cliente_t$ – Variação prevista para o número de clientes servidos durante o período t;
$\Delta Energia_t$ – Variação prevista para a energia veiculada no período t;
$\Delta Mercado_t$ – Variação prevista de um determinado parâmetro do mercado durante o período t.

3 – Simbologia referente ao Regulamento Tarifário Português

i_{t-1}^T – Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano t-1, acrescida de meio ponto percentual;
n – Nível de tensão (n = MAT e AT);
r^T – Taxa de remuneração permitida para o valor dos activos fixos afectos à actividade de transporte de energia eléctrica, fixada para o período de regulação, em [%];
Act_t^T – Valor médio dos activos fixos afectos à actividade de transporte de energia eléctrica, líquido de amortizações e comparticipações, no ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano, em [€];
Am_t^T – Amortizações de activos fixos afectos à actividade de transporte de energia eléctrica, no ano t, em [€];

Amb_{t-2}^{T} – Custos afectos à actividade de transporte de energia eléctrica relacionados com a promoção da qualidade do ambiente no ano *t-2*, aceites pela ERSE, em [€];

CAE_{t}^{URT} – Custos decorrentes dos CAE (Contratos de Aquisição de Energia) imputados à actividade de transporte de energia eléctrica, no ano *t*, em [€];

$Cmg_Pc_{AT}^{T}$ – Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT;

$Cmg_Pp_{AT}^{T}$ – Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT;

K_{t}^{T} – Factor de escala comum a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em AT, no ano *t*;

CC_{t}^{T} – Custos correspondentes a fornecimento de serviços externos e custos com pessoal, relativos ao ano *t*, em [€];

OC_{t}^{T} – Outros custos do exercício associados à actividade de transporte de energia eléctrica, no ano *t*, em [€];

$Pc_{n,t}$, $Pp_{n,t}$ – Potência contratada e potência em horas de ponta das entregas e aquisições no nível de tensão *n*, previstas para o ano *t*;

R_{t-2}^{T} – Remunerações permitidas à entidade concessionária da RNT através das tarifas de URT no ano *t-2*, calculadas em *t-1*, com base nos valores verificados em *t-2*, em [€];

Rf_{t-2}^{T} – Remunerações facturadas pela entidade concessionária da RNT pela aplicação das tarifas de URT, no ano *t-2*, em [€];

$\widetilde{R}_{t}^{T}$ – Remuneração permitida à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de transporte de energia eléctrica, no ano *t*, em [€];

S_{t}^{T} – Remunerações facturadas pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de transporte de energia eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de URT, como sejam de ligações à RNT e do saldo dos pagamentos entre operadores de sistema das redes interligadas europeias, no ano *t*, em [€];

$TPc_{n,t}^{T}$ – Preço da potência contratada da tarifa de URT no nível de tensão *n*, no ano *t*;

$TPp_{n,t}^{T}$ – Preço da potência em horas de ponta da tarifa de URT no nível de tensão *n*, no ano *t*;

$TWrf_{n,t}^{T}$ – Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de URT no nível de tensão *n*, no ano *t*;

$TWrr_{n,t}^{T}$ – Preço da energia reactiva recebida da tarifa de URT no nível de tensão *n*, no ano *t*;

$Wrf_{n,t}$ – Energia reactiva fornecida nas ligações das subestações da RNT às redes do distribuidor vinculado em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT;

$Wrr_{n,t}$ – Energia reactiva recebida nas ligações das subestações da RNT às redes do distribuidor vinculado em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT;

Δ_{t-2}^{T} – Ajustamento no ano *t*, das remunerações das tarifas de URT facturadas no ano *t-2*, em [€].

4 – Simbologia do Método de Simulação de Monte Carlo

nf – Número total de estados de Funcionamento;

nr – Número total de estados de Reparação;

ps – Número pseudo-aleatório;

t_f – Tempo de Funcionamento, em [h];

t_r – Tempo de Reparação, em [h];
t_x – Duração do estado x, em [h];
x – Vector que representa o estado do sistema;
xc – Vector dos componentes do sistema;
$E(F)$ – Valor esperado da função F;
$\tilde{E}(F)$ – Estimativa do valor esperado da função F;
$F(x)$ – Função de avaliação do estado x do sistema;
MTTF – Tempo médio até à avaria, em [h];
MTTR – Tempo médio de reparação, em [h];
MTBF – Tempo médio entre avarias, em [h];
N_x – Número total de estados;
$P(x)$ – Probabilidade de ocorrência do estado x;
$P_a(xc)$ – Probabilidade de avaria do componente xc;
$R(t)$ – Função de Sobrevivência durante o tempo t;
T_x – Tempo de simulação total, em [h];
T – Tempo de simulação total pretendido, em [h];
$V(\tilde{E}(F))$ – Valor da variância da amostra de valores esperados;
$V(F)$ – Variância da função F;
X – Espaço de estados;
β – Coeficiente de variação ou de convergência;
β^{esp} – Valor especificado para o coeficiente de variação;
λ – Taxa de Avarias, em [h^{-1}];
μ – Taxa de Reparação, em [h^{-1}].

5 – Simbologia do algoritmo da metaheurística Simulated Annealing

iter, *iter1* – Contadores de iterações;
$x^{corrente}$ – Solução corrente;
x^{novo} – Nova solução;
$x^{óptima}$ – Solução óptima ou a mais adequada;
w – Contador de soluções piores;
$FA(x)$ – Função de Avaliação para a solução x;
$ITER_{máx}$ – Número máximo de iterações;
$ITER1_{máx}$ – Número máximo de iterações por nível de temperatura;
L – Comprimento do patamar;
R – Constante de *Boltzman*;
T – Temperatura, em [°C];
$T_{inicial}$ – Temperatura inicial, em [°C];
T_{final} – Temperatura final, em [°C];
$V(x)$ – Vizinhança de x;
$W_{máx}$ – Número máximo de piores soluções identificadas sucessivamente;
α – Factor de arrefecimento.

6 – Unidades

°C – Graus Centígrados;
h – Hora;
km – Quilómetro;
s – Siemens;
VA – Volt-Ampére;

VAr	–	Volt-Ampére reactivo;
W	–	Watt;
Wh	–	Watt-hora;
Ω	–	Ohm;
%	–	Percentagem;
€	–	Euro.

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 – Motivação

Nas últimas décadas tem vindo a decorrer um processo de reestruturação que alterou profundamente a organização tradicional dos Sectores Eléctricos (SE). Tradicionalmente os SE apresentavam uma estrutura verticalmente integrada com carácter monopolista, em que todas as actividades (produção, transporte e distribuição) do SE pertenciam a uma única entidade, que podia ser ou não estatal. Este tipo de organização foi adoptado porque se considerava ser a mais consistente, existindo uma interdependência operacional e económica entre os diferentes subsectores, que poderiam ser melhor geridos por uma única entidade. No entanto, este tipo de estrutura podia ser perniciosa principalmente na sua relação com os consumidores e impedia a competitividade nos SE, num mundo que se mostra cada vez mais competitivo. Tal como aconteceu em vários outros sectores da economia, tais como telecomunicações, aviação e transportes, que na maior parte dos casos eram monopolistas e que se reestruturaram para se tornarem mais competitivos, também os SE sentiram essa necessidade de mudança. Assim, a partir da década de 80 do século XX, vários países iniciaram o processo de reestruturação do SE. Esta reestruturação evidenciou-se pelos aspectos seguintes:

- Separação dos principais subsectores do SE em áreas autónomas do ponto de vista jurídico ou, pelo menos, contabilístico;
- Criação de novas entidades, algumas exercem as actividades técnicas de produção, transporte e distribuição, outras exercem actividades financeiras, como por exemplo, os operadores do mercado de electricidade e os comercializadores;
- Criação de entidades reguladoras, responsáveis por nova regulamentação e pela aprovação de novos sistemas tarifários.

A separação dos principais subsectores de um SE originou o aparecimento de novos agentes actuando a nível técnico e económico bem como diversos modelos de inter-relacionamento, que se apresentaram duma forma diferenciada de país para país. No entanto, alguns aspectos apresentaram uma evolução semelhante, nomeadamente a evolução dos subsectores da produção, transporte e distribuição de energia eléctrica. O subsector de

produção de energia eléctrica tornou-se numa área bastante competitiva, porque a dispersão geográfica da localização das centrais de produção de energia eléctrica, a sua autonomia de funcionamento e gestão e a diversidade da matéria-prima (petróleo, gás natural, carvão, urânio, sol, água, vento ou biomassa) tornaram este sector bastante apetecível para várias empresas. O subsector de transporte de energia eléctrica, pelo contrário, permaneceu com um carácter monopolista, pois normalmente cada SE de um determinado país apresenta uma única rede de transporte, e seria económica e tecnicamente inviável construir novas redes de transporte que competissem entre si. Algo de semelhante ocorre também com as redes de distribuição. Com efeito, cada rede de distribuição presta os seus serviços numa determinada área geográfica de um país, na qual funciona com um carácter monopolista, porque também seria económica e tecnicamente inviável a sua multiplicidade.

Os SE têm sofrido uma reestruturação profunda com as principais actividades jurídica ou, pelo menos, contabilisticamente separadas e existindo mercados financeiros que promovem a competição entre os diferentes agentes do SE. Nestas condições, a actividade de transporte, funcionando como um monopólio natural, apresenta um papel fulcral em todo o funcionamento do SE, pois todas as transacções físicas de energia eléctrica entre a produção e o consumo têm de ser realizadas através da rede de transporte. Por um lado, as entidades concessionárias das redes de transporte têm de ser reguladas, de modo a evitar lucros excessivos ou falta de investimentos no sector de transporte. Por outro lado, essas entidades devem permitir o livre acesso, sem discriminações, a todos os participantes que necessitem de utilizar a rede de transporte, promovendo desta forma a competição. Apesar do pouco peso económico que os custos da actividade da transporte têm na tarifa final suportada pelos consumidores, esta actividade desempenha um papel importantíssimo no relacionamento económico e técnico entre os vários utilizadores das redes, principalmente entre os produtores e os consumidores.

Nos últimos anos, com a expansão dos movimentos de reestruturação, empresas do SE e vários investigadores têm-se dedicado a efectuar estudos e a desenvolver metodologias para identificar os custos da rede de transporte e para alocar esses custos aos diversos utilizadores da rede de transporte, mais especificamente através da aplicação de tarifas por uso das redes. O desenvolvimento dessas metodologias de alocação dos custos ou de cálculo das tarifas tem sido feito de formas muito diversas, tentando cumprir diversos princípios de natureza conceptual e operativa. No entanto, devido à grande complexidade deste problema, este continua a ser um ponto de investigação. Por isto, num contexto bastante actual de evolução

dos SE, permanece uma forte motivação em desenvolver uma metodologia de cálculo das tarifas para o subsector de transporte que seja a mais completa possível, enquadrando-se neste âmbito os trabalhos desenvolvidos nesta Tese de Doutoramento.

1.2 – Âmbito e Objectivos

No âmbito dos SE reestruturados, funcionando num ambiente de mercado competitivo, onde a actividade de transporte apresenta uma carácter monopolista e fortemente regulada, mas permitindo o livre acesso de forma não discriminatória a todos os possíveis utilizadores dos serviços da rede de transporte de energia eléctrica, o principal objectivo a atingir com esta Tese de Doutoramento consiste em desenvolver uma metodologia de cálculo das tarifas por uso das redes para aplicar aos utilizadores do subsector de transporte de energia eléctrica.

Um estudo preliminar sobre as diversas metodologias de cálculo das tarifas por uso da rede de transporte desenvolvidas nos últimos tempos evidencia a existência de diferentes processos de cálculo. Tem-se procurado desenvolver metodologias que satisfaçam diversos princípios de natureza conceptual e operativa mas, por diversas razões, entre as quais se destacam a complexidade, o esforço computacional e a dificuldade em remunerar a totalidade dos custos da rede de transporte, essa satisfação não tem sido totalmente conseguida. Daí que grande parte das metodologias de cálculo das tarifas se baseie nos métodos designados de Embebidos. Em particular, o Método do Selo do Correio tem aplicação em diversos sistemas tarifários, por ser um dos mais simples ao mesmo tempo que assegura a recuperação da totalidade dos custos. No entanto, não promove a eficiência económica e técnica do funcionamento do SE. De forma alternativa, em diversos países são utilizadas metodologias baseadas em preços marginais promovendo a eficiência económica e técnica. Até à data e com excepção do método designado de *Investment Cost Related Pricing* (ICRP) utilizado em Inglaterra & Gales, têm-se utilizado exclusivamente Metodologias Marginais de Curto Prazo, que permitem calcular tarifas que são utilizadas principalmente como indicadores económicos, já que não conseguem recuperar grande parte dos custos das empresas concessionárias das redes de transporte. Por esta razão, têm de ser complementadas por outros termos tarifários baseados noutros métodos de cálculo (Embebidos ou Incrementais) para poderem recuperar todos esses custos, isto é, para se resolver o problema designado por *Revenue Reconciliation.* Dentro das metodologias de tipo marginalista aquela que vem sendo apontada como a mais completa é a Metodologia Marginal de Longo Prazo que calcula as tarifas com base nos Preços Marginais de Longo Prazo. No entanto, esta metodologia revela-

se bastante complexa e exige um grande esforço computacional, porque decorre da resolução de um problema de planeamento da expansão da rede de transporte a longo prazo.

Desta forma, o principal objectivo desta Tese de Doutoramento consiste no desenvolvimento duma metodologia de cálculo das tarifas de uso da rede de transporte de energia eléctrica que utilize o Método Marginal de Longo Prazo. Para conseguir este objectivo é necessário delinear todo o processo de cálculo dos Preços Marginais de Longo Prazo e resolver um problema de Planeamento da Expansão da Rede de Transporte de Energia Eléctrica (PERTEE). De forma associada a este problema, aparecem outros aspectos a considerar, como sejam, o número e o tipo de critérios de avaliação tais como custos de exploração, custos de investimento, índices de fiabilidade e índices de risco relacionados com as incertezas relativas à previsão dos consumos ou afectando outros dados ou parâmetros. A utilização conjunta de critérios conflituosos, como por exemplo o custo de investimento e fiabilidade, levam à necessidade de analisar problemas multicritério considerando, por exemplo, metodologias de apoio à decisão. Por sua vez, as incertezas inerentes às previsões de consumo no planeamento a longo prazo sugerem a utilização de técnicas de tratamento de incertezas com base, por exemplo, na Teoria dos Conjuntos Difusos[1].

Portanto, tendo em conta todos os problemas referidos no parágrafo anterior, que necessitam de atenção e resolução, conclui-se que a metodologia de cálculo das tarifas por uso da rede de transporte a desenvolver nesta Tese de Doutoramento consiste numa metodologia multicritério, que inclui a selecção dum plano de expansão da rede de transporte, a partir do qual se determinam os Preços Marginais de Longo Prazo, que permitam construir os sistemas tarifários a aplicar aos utilizadores da rede de transporte de modo a assegurar a recuperação da parcela mais elevada possível dos custos da empresa concessionária.

1.3 – Estrutura da Dissertação

Neste ***Capítulo I*** pretende-se, de uma forma geral, referir as motivações e objectivos que levaram à elaboração desta Tese de Doutoramento, especificando-se quais os trabalhos ou problemas a resolver. Em seguida apresenta-se uma descrição da Estrutura da Dissertação.

No ***Capítulo II*** descreve-se em pormenor a evolução, características e ponto de situação dos SE. Numa primeira secção apresentam-se as razões que levaram ao processo de reestruturação dos SE e descrevem-se algumas particularidades da estrutura tradicional e das

[1] Do inglês *Fuzzy Sets Theory*.

novas estruturas dos SE (em *Pool*, baseadas em Contratos Bilaterais e Mistas) bem como de novos participantes no SE (tais como Operadores do Mercado, Operadores Independentes do Sistema, Comercializadores, Entidades Reguladoras, etc.). Pormenoriza-se a forma de funcionamento das diferentes estruturas, salientando-se a separação entre as actividades de índole técnica e financeira. Em particular, as actividades técnicas foram separadas em três actividades principais (produção, transporte e distribuição) e as actividades financeiras incluem os mercados bolsistas do tipo *Day Ahead Market*, mercados de Futuros, Contratos Bilaterais e outros tipos de contratos.

Nos SE reestruturados, embora funcionando num ambiente competitivo, existem actividades como as de transporte e distribuição de energia eléctrica que funcionam como monopólios naturais e que, por isso, têm de ser reguladas. Desta forma torna-se essencial referir diversos aspectos de índole regulatória, nomeadamente as estratégias de regulação a ser aplicadas durante um determinado período de regulação. As estratégias de regulação são fundamentalmente duas: Custo de Serviço / Taxa de Remuneração (COS/ROR[2]) e Regulação por Incentivos, subdividindo-se esta em três formas possíveis.

Em seguida, apresenta-se de uma forma cronológica o movimento de reestruturação do SE de alguns países. Este movimento iniciou-se no Chile no ano de 1982, e propagou-se a muitos outros países, tais como Inglaterra & Gales em 1990, Países Escandinavos (Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca) a partir de 1991, EUA em 1992, Austrália em 1994 e Espanha em 1998. Actualmente, este movimento de reestruturação prossegue, em diversos países europeus tendo em vista a construção do Mercado Interno de Electricidade entre os países da União Europeia de acordo com a Directiva Europeia 96/92/CE. A reestruturação prevista para Portugal no âmbito da implementação do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) é apenas um dos exemplos actuais deste movimento. Entretanto, outros países têm implementado algumas remodelações nos seus edifícios regulatórios para melhorar a situação já existente, tais como, a Inglaterra & Gales e a Espanha.

Os sistemas tarifários por uso das redes correspondem ao tópico abordado no ***Capítulo III***. Este capítulo inicia-se com a explicação da necessidade de elaboração de novos sistemas tarifários para os SE reestruturados. De seguida, são identificados os custos respeitantes à actividade de transporte de energia eléctrica e são detalhados os princípios e critérios de natureza conceptual e operativa que permitem apreciar uma metodologia de alocação dos custos da rede de transporte. Esses princípios e critérios serão utilizados para avaliar as diversas metodologias que, ao longo dos últimos anos, se desenvolveram, e que se podem

[2] Do inglês *Cost Of Service / Rate Of Return.*

agrupar em três grandes conjuntos: Métodos Embebidos, Métodos Incrementais e Métodos Marginais.

Em seguida e para as diversas metodologias de alocação dos custos, são detalhadas as formulações matemáticas, as suas vantagens e inconvenientes bem como algumas aplicações, sendo dada particular atenção aos Métodos Marginais (de Curto e Longo Prazo), pois estes constituirão a base da metodologia desenvolvida nesta Tese de Doutoramento.

No final deste capítulo apresenta-se um resumo das tarifas por Uso da Rede de Transporte no SE Português, considerando o disposto no Regulamento Tarifário [ERSE/RT_2003], e de alguns SE de outros países.

O PERTEE é o tópico abordado no ***Capítulo IV*** desta Dissertação. O capítulo inicia-se com o posicionamento do problema do PERTEE no contexto geral dos SE reestruturados e, mais especificamente, a sua inclusão na metodologia a desenvolver nesta Tese de Doutoramento. Apresenta-se uma abordagem genérica ao problema do PERTEE, que se desenvolve em três fases: 1) Análise dos dados e organização do problema, 2) Aplicação duma metodologia de optimização e obtenção de resultados, e 3) Estratégia de expansão robusta e processo de decisão. Esta abordagem abrange um conjunto de aspectos inerentes ao PERTEE que devem ser tratados ou resolvidos, como são os casos das incertezas que afectam as previsões de consumo, critérios e restrições, planos de expansão, preocupações ambientais, horizonte temporal do planeamento, etc. Todos estes aspectos tornam o problema do PERTEE bastante complexo e computacionalmente exigente.

O capítulo inclui uma revisão bibliográfica sobre ferramentas computacionais, comerciais e empresariais, comummente designadas de pacotes de software, e que são utilizadas para avaliar alguns critérios considerados no problema de planeamento da expansão construídos pelas empresas do SE. Refere-se também a responsabilidade e o enquadramento legal que essas empresas do SE têm no problema do PERTEE.

A extensa literatura de índole académica sobre o PERTEE faz com que seja muito difícil efectuar uma abordagem sobre este assunto. Contudo, foi realizada uma revisão da literatura existente classificando-a de acordo com a metodologia de resolução aplicada, ou seja, em algoritmos de programação (linear, não linear e dinâmica), problemas de programação inteira-mista, heurísticas (índices de mérito e metaheurísticas), Teoria dos Jogos e metodologias de tipo multicritério. Para cada publicação analisada evidenciaram-se alguns dos principais aspectos inerentes ao problema do PERTEE: planeamento estático ou dinâmico, dados determinísticos ou com incertezas, simulação de uma ou várias condições de funcionamento e utilização de variáveis de investimento contínuas ou discretas. Todos estes

aspectos foram resumidos num quadro apresentado no final do capítulo em que as publicações são referidas por ordem cronológica, salientando-se algumas tendências detectadas nas metodologias de abordagem ao PERTEE.

No último ponto deste capítulo refere-se uma das relações mais importantes evidenciadas na situação actual dos SE reestruturados. A abordagem ao PERTEE, e nomeadamente os custos de exploração e investimento da rede de transporte, está intimamente relacionada com o cálculo das tarifas e com o funcionamento do SE em ambiente de mercado. Neste âmbito salientam-se algumas publicações que se debruçam sobre este relacionamento.

Nos ***Capítulo V*** e ***VI*** apresenta-se a metodologia desenvolvida nesta Tese de Doutoramento. Esta metodologia consiste numa Metodologia Marginal de Longo Prazo (MMLP) de cálculo das tarifas por uso das redes de transporte baseada nos Preços Marginais de Longo Prazo (PMLP) que utiliza a metaheurística *Simulated Annealing* para resolver o PERTEE multi-período e dinâmico. No ***Capítulo V*** a metodologia utiliza como critérios de avaliação dos planos de expansão os custos de exploração e investimento. No ***Capítulo VI*** a metodologia utiliza como critérios de avaliação dos planos de expansão os custos de exploração, custos de investimento, índice de fiabilidade e índice de risco, que obriga à resolução de um problema multicritério.

No primeiro ponto do ***Capítulo V*** descrevem-se resumidamente os principais passos da MMLP, que se podem resumir no fluxograma simplificado apresentado na figura 1.1.

Numa primeira etapa, apresenta-se uma formulação da Metodologia Marginal de Curto Prazo (MMCP) de cálculo dos Preços Marginais de Curto Prazo (PMCP) e da respectiva remuneração marginal de modo a evidenciar as suas vantagens e inconvenientes na determinação das tarifas por uso da rede de transporte. Utilizaram-se para isso, dois Modelos designados por A e B para o cálculo dos PMCP que incluem uma aproximação das perdas activas nos ramos da rede de transporte. A metodologia inclui também a fiabilidade dos componentes para o cálculo da fiabilidade do sistema composto produção/transporte através do Método de Simulação de Monte Carlo Cronológico para um ano de funcionamento de forma a verificar a sua influência no cálculo dos PMCP.

Em seguida, desenvolve-se a metodologia de cálculo dos PMLP. Para tal é necessário desenvolver uma metodologia de optimização para efectuar o PERTEE, tendo-se optado por utilizar a metaheurística *Simulated Annealing*, pela sua simplicidade e facilidade em executar um planeamento dinâmico, evitando a convergência para óptimos locais e permitindo a

utilização de variáveis discretas representando as decisões de investimento. Identificado o plano de expansão para o horizonte de planeamento considerado, formula-se a metodologia de cálculo dos PMLP. Numa primeira fase, esta metodologia foi aplicada a um único período anual. Numa fase posterior, foram considerados vários períodos anuais (multi-período).

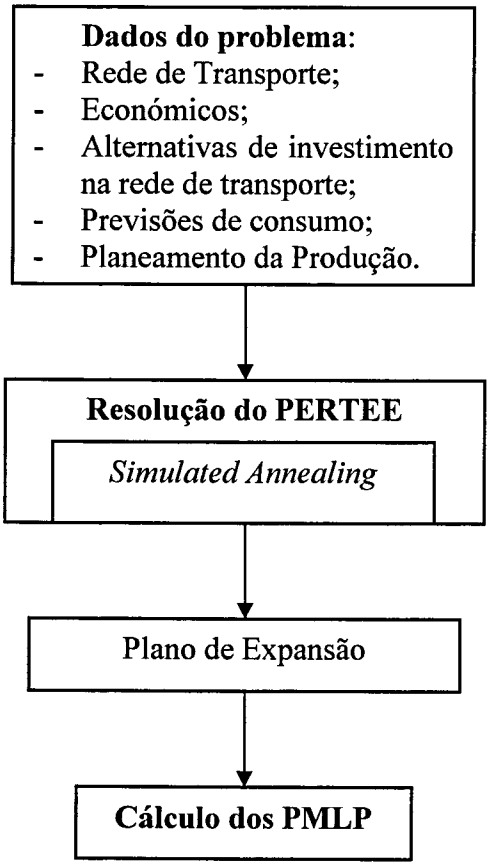


Figura 1.1 – Fluxograma Simplificado da MMLP.

No ***Capítulo VI*** a MMLP utiliza para a selecção dos planos de expansão para a rede de transporte um problema multicritério porque, para além dos dois critérios de avaliação (custos de exploração e de investimento) já utilizados na metodologia desenvolvida no ***Capítulo V***, foram incluídos os critérios de avaliação correspondentes à fiabilidade e análise de risco dos planos de expansão. A inclusão destes critérios de avaliação tornou mais complexo o desenvolvimento da metodologia de cálculo dos PMLP por duas razões: a complexidade do cálculo dos índices de fiabilidade e de risco e o conflito existente entre os critérios de avaliação correspondentes aos custos de investimento e aos índices de fiabilidade e risco. Por isso, tornou-se necessário implementar métodos de cálculo do índice de fiabilidade e do índice de risco que fossem simples e rápidos e utilizar um modelo multicritério para a resolução do PERTEE. Devido às características específicas do problema multicritério decidiu-se implementar um método de apoio à decisão de tipo interactivo. O método utilizado

consistiu no Método das Restrições, para o qual é escolhido um dos critérios como objectivo sendo os restantes critérios considerados como restrições fixando-se-lhes para tal níveis de aspiração. A solução do problema resultante da aplicação do Método das Restrições é obtida através da metaheurística *Simulated Annealing*. Em seguida, o Agente de Decisão é questionado sobre se está satisfeito com a solução obtida. Se o Agente de Decisão não estiver satisfeito pode obter-se uma nova solução após a alteração dos níveis de aspiração dos critérios considerados como restrições. Este processo repete-se até se obter uma solução que satisfaça o Agente de Decisão. Esta metodologia foi designada de Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE.

A fiabilidade do sistema produção/transporte é determinada através de uma das versões do Método de Simulação de Monte Carlo, podendo-se determinar um dos índices de fiabilidade: EPNS, EENS ou LOLC.

Em relação ao tratamento de incertezas relativas às previsões de consumo para o horizonte de planeamento recorre-se à utilização da Teoria dos Conjuntos Difusos, mais propriamente a um algoritmo denominado de Trânsito de Potências Óptimo Difuso DC (TPOD-DC). Este algoritmo permite calcular os Índices de Robustez e de Exposição de um plano de expansão, avaliando-se desta forma o risco decorrente da sua adopção.

A metodologia desenvolvida no ***Capítulo VI*** designou-se de Metodologia Marginal de Longo Prazo com Modelo Multicritério Interactivo de resolução do PERTEE e encontra-se resumida no fluxograma da figura 1.2.

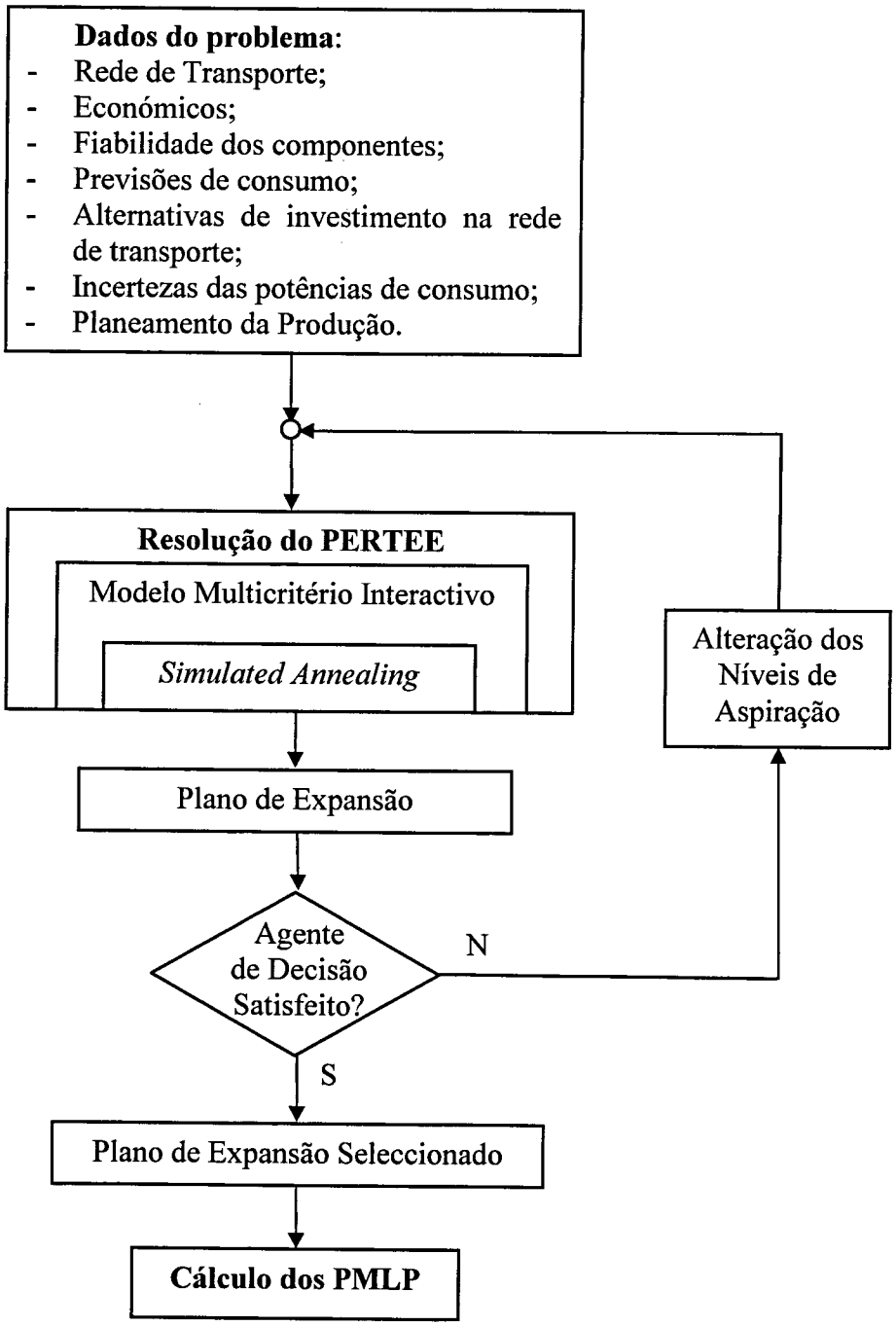


Figura 1.2 – Fluxograma Simplificado do algoritmo da MMLP com Modelo Multicritério Interactivo de resolução do PERTEE.

O ***Capítulo VII*** inclui os resultados da aplicação das metodologias apresentadas nos capítulos anteriores utilizando para tal quatro SE: rede de 3 nós, rede de 6 nós, rede teste de 24 nós do IEEE e a Rede Nacional de Transporte de energia Eléctrica (RNT).

No primeiro ponto apresentam-se os resultados da aplicação da MMCP à rede de 3 nós, à rede de teste de 24 nós do IEEE e à RNT Portuguesa. A rede de 3 nós foi utilizada para verificar a influência das perdas activas e congestionamentos no cálculo dos PMCP e da Remuneração Marginal. Por seu lado, a rede de 24 nós serviu para evidenciar as diferenças na

utilização dos Modelos designados de A e B no cálculo dos PMCP e da Remuneração Marginal. A RNT Portuguesa foi utilizada para verificar a insuficiência das MMCP na recuperação dos custos e a influência da fiabilidade dos componentes do sistema produção/transporte no cálculo dos PMCP e da Remuneração Marginal. Os dados e topologia da rede de teste de 24 nós do IEEE são apresentados no ***Anexo D.2*** desta Dissertação e os da RNT Portuguesa referentes ao ano de 1998 encontram-se no ponto ***D.3.3*** do ***Anexo D.3***.

Num segundo ponto apresentam-se os resultados da aplicação da MMLP. Em primeiro lugar aplicou-se a MMLP para um período de planeamento anual utilizando-se a rede eléctrica de 6 nós (os dados e topologia desta rede eléctrica encontram-se detalhados no ***Anexo D.1*** desta Dissertação). Neste âmbito realizaram-se diversos estudos: variação dos consumos e variação do incremento da potência de carga, para verificar a sua influência nos PMLP e na Remuneração Marginal. Por último, aplicou-se a MMLP com resolução do PERTEE dinâmico para um horizonte multi-período à rede eléctrica de 6 nós e a um caso real baseado na RNT Portuguesa. Os dados relativos à RNT são apresentados no ponto ***D.3.4*** do ***Anexo D.3***.

Num último ponto aplica-se o Modelo Multicritério Interactivo para resolver o PERTEE multi-período e dinâmico obtendo-se um conjunto de planos de expansão. Estes planos de expansão são avaliados pelos seguintes critérios: custos de exploração, custos de investimento, valor esperado da Energia Não Fornecida e Índice de Robustez face às incertezas das potências de consumo durante o horizonte de planeamento. A metodologia é aplicada à rede eléctrica de 6 nós e à RNT de modo a identificar planos de expansão, para os quais se calculam os PMLP e a Remuneração Marginal.

No ***Capítulo VIII*** são apresentadas as conclusões do trabalho realizado nesta Tese de Doutoramento, assim como as contribuições inovadoras para o desenvolvimento dos SE reestruturados e algumas perspectivas futuras, que poderão dar continuidade aos trabalhos aqui apresentados.

No final desta Dissertação apresentam-se as ***Referências Bibliográficas*** utilizadas e os ***Anexos*** que descrevem alguns tópicos complementares ao trabalho desenvolvido. O ***Anexo A*** descreve resumidamente as metaheurísticas que usualmente são aplicadas no problema de PERTEE, descrevendo-se de forma mais pormenorizada a metaheurística *Simulated Annealing* que foi utilizada neste trabalho. No ***Anexo B*** apresentam-se conceitos básicos da Teoria dos Conjuntos Difusos utilizados no tratamento de incertezas. O ***Anexo C*** apresenta alguns aspectos relacionados com o cálculo dos índices de fiabilidade considerando o Método

de Simulação de Monte Carlo. Como já foi referido, o ***Anexo D*** apresenta os dados dos SE em que foram aplicadas as metodologias desenvolvidas.

CAPÍTULO II

EVOLUÇÃO DOS SECTORES ELÉCTRICOS

2.1 – Aspectos Gerais

Foi durante o século XIX que pela primeira vez se utilizou a energia eléctrica. Inicialmente, foi utilizada em locais específicos: indústrias, em algumas localidades e em algumas zonas das cidades, em que a produção de electricidade e o respectivo consumo se situavam muito próximos, formando pequenas redes eléctricas.

Durante o século XX, a construção de máquinas eléctricas de maior potência, como os geradores no sector da produção de electricidade e os transformadores para os sectores de transporte e distribuição, possibilitaram respectivamente, a construção de grandes centros produtores e a transmissão de energia eléctrica a grandes distâncias. Assim, o fornecimento de energia eléctrica começou a generalizar-se independentemente do local onde se encontrassem os consumidores. A facilidade com que diversos aparelhos eléctricos se tornaram disponíveis no mercado contribuiu também para que a utilização da energia eléctrica se expandisse abruptamente, originando a formação de Sectores Eléctricos (SE) a nível de cada país. Desta forma, os SE tornaram-se fundamentais para a economia e desenvolvimento tecnológico, justificando que os diversos governos pretendessem manter o controlo e gestão do SE sobre a sua alçada, colocando numa única empresa os sectores da produção, transporte e distribuição do SE, isto é, constituindo uma estrutura verticalmente integrada. O SE tornou-se num sector monopolista que podia ser estatal, na maior parte dos casos, ou privado, sujeito a concessões, noutros casos.

Após a solidificação dos SE nacionais começaram a desenvolver-se as interligações internacionais dando origem, de forma progressiva, a verdadeiros sistemas continentais. A construção destas interligações visou incrementar a segurança de abastecimento e de operação dos SE nacionais.

Este tipo de estrutura do SE manteve-se até à década de 70 do século XX devido às elevadas taxas de crescimento do consumo de energia eléctrica, às baixas taxas de juro e de inflação e à estabilidade dos custos das infra-estruturas. Após a ocorrência do choque petrolífero em 1973 houve grandes alterações na macroeconomia mundial, tendo como consequência uma maior incerteza, volatilidade e risco nos vários mercados. Esta situação

reflectiu-se nos SE, surgindo novas preocupações, tais como: necessidade de novas fontes de energia, aplicação de métodos de conservação de energia e resolução de problemas de natureza ambiental. A partir desta data novas opções político-económicas e novas regulamentações começaram a ser criadas pelas entidades governamentais de vários países, desembocando no movimento de reestruturação dos SE, que teve o seu maior desenvolvimento a partir do início da década de 90.

No entanto, na década de 80 do século XX deu-se início a um movimento de reestruturação em vários sectores, como por exemplo: aviação civil, telecomunicações, gás e também na electricidade. Estas reestruturações tiveram várias justificações e foram diferenciadas de país para país e de sector para sector. No caso particular dos SE, essas justificações serão referidas nos pontos seguintes deste capítulo.

Nesta Tese designar-se-á de *reestruturação* o movimento que deu origem a profundas alterações nas estruturas dos SE de vários países. Este termo é mais abrangente que o termo "*deregulation*" utilizado na literatura Inglesa e que, em Português, corresponde a desregulamentação ou desregulação. É também mais apropriado que os termos privatização ou liberalização, porque o movimento que ocorreu não consistiu somente numa alteração da regulamentação, nem somente num processo de privatização uma vez que em alguns países já existiam SE privados. Na verdade, ocorreu uma mudança da estrutura e do funcionamento dos SE que consistiu, em geral, no seguinte:

- Necessidade e exigência por parte dos diversos agentes de introduzir competição no SE;
- Separação das diferentes actividades de produção, transporte e distribuição que estavam integradas nas empresas tradicionais com estrutura vertical, constituindo novas empresas no sector da produção de energia, do transporte e da distribuição;
- Funcionamento como um mercado de electricidade, respeitando as especificidades deste produto. Entre essas especificidades conta-se o facto de a energia eléctrica não constituir aquilo que em língua Inglesa se designa por *commodity*. A energia não pode ser produzida e armazenada de modo a ser vendida quando os preços forem mais atractivos, exige a disponibilização de infraestruturas de transporte dispendiosas e requer uma actividade de coordenação técnica intensa, que decorre do facto de, em cada momento, se terem de verificar as leis físicas que determinam as condições de exploração do SE;
- Aparecimento de novos agentes no SE, como por exemplo, empresas nos sectores da produção, do transporte e distribuição de energia eléctrica, entidades independentes

responsáveis pela operação do mercado e do sistema, empresas que comercializam a energia eléctrica ou que estabelecem contratos e entidades reguladoras;

- Aparecimento de novas estruturas de funcionamento dos SE, como as estruturas do tipo *Pool*, baseada em Contratos Bilaterais ou Mista;
- Nova regulação dando origem a novos regulamentos e manuais de procedimentos relativos às regras de funcionamento e ao papel dos diferentes agentes dos SE.

Portanto, o movimento que ocorreu e, em alguns casos, tem vindo a decorrer, foi muito mais que um processo de desregulamentação, privatização ou liberalização. Por esta razão, este movimento será designado de movimento de *reestruturação* dos SE.

Este movimento de reestruturação dos SE iniciou-se no Chile em 1982 por razões de índole eminentemente política. Na década de 90 do século XX, países como a Inglaterra & Gales em 1990, Noruega em 1991, alguns estados dos EUA e Argentina em 1992, deram início à respectiva reestruturação por razões de eficiência económica e da necessidade de aumentar a transparência de funcionamento dos SE. Este movimento foi depois seguido por outros países, como aconteceu na Austrália em 1994, Suécia em 1996, Espanha em 1998, Nova Zelândia, Finlândia, etc.

Nos dias de hoje, esse movimento de reestruturação prossegue em outros países, como é o caso particular de Portugal, ou então são realizados melhoramentos no funcionamento dos SE reestruturados, com aconteceu na Inglaterra & Gales no ano 2000, ou tenta-se corrigir dificuldades ocorridas, como o que se passou no Estado da Califórnia (EUA) no ano 2000, em Espanha em 2001 e no Estado de Nova Iorque (EUA) em 2003.

A par do desenvolvimento dos mercados nacionais, têm também sido dados passos significativos para a construção de mercados transnacionais. Assim, está em curso a construção do Mercado Interno da Electricidade na Comunidade Europeia, originalmente de acordo com a Directiva 96/92/CE e, actualmente, de acordo com a Directiva 2003/54/CE. Estas Directivas pretendem impulsionar a criação de mercados eléctricos transnacionais, como é o caso dos Países Escandinavos (Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca), que constituem desde 1999 um mercado eléctrico integrado, sendo considerado um modelo para o futuro Mercado Interno de Electricidade na Comunidade Europeia. Entre Portugal e Espanha está também em fase de implementação o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

2.2 – A Emergência da Competição

2.2.1 – Razões para a Mudança

A mudança na estrutura e no funcionamento dos SE em vários países deveu-se a várias razões que se enumeram em seguida:

- Novas políticas económicas correspondentes à liberalização dos SE e implementação da competitividade, de forma a obter maior eficiência económica e tecnológica, tendo em conta as experiências vividas noutros sectores (aviação civil, telecomunicações e gás);
- A abertura do SE à iniciativa privada e a respectiva liberalização tendo como objectivos reduzir o controlo estatal, reduzir a despesa pública e implementar a competitividade entre os diferentes agentes em cada país e, em alguns casos, entre SE de países adjacentes, de forma a contrariar a estagnação existente nos SE monopolistas;
- Criar condições atractivas para o investimento privado num sector em que o risco era diminuto, aliado a estratégias de *marketing* mais agressivas e à progressiva disponibilização de pacotes de serviços integrados nas áreas da distribuição de electricidade, águas, telefones, etc;
- Criação de uma maior transparência na relação entre os diferentes agentes num SE, separando as actividades de índole técnica e financeira do SE, exigindo um maior nível de justificação a decisões técnicas de modo a criar um clima de maior confiança;
- Diminuição dos custos e das tarifas de electricidade;
- Incentivar o desenvolvimento de novas tecnologias e metodologias nas diferentes actividades do SE.

2.2.2 – Modelo Desagregado

Duma maneira geral, e tal como já aconteceu noutros sectores (por exemplo telecomunicações e do gás), pretendia-se que o funcionamento do SE fosse mais transparente, objectivo e independente, e não estivesse organizado de forma monopolista e verticalmente integrada. Pretendia-se que a sua gestão reflectisse mais os custos do seu funcionamento, criando assim um clima de maior confiança. Por estas razões, a liberalização e a desagregação do SE corresponde a um passo importante para aumentar a confiança, tornando os SE mais transparentes e eficientes.

A desagregação do SE tradicional fez com que surgissem novos participantes, dos quais se destacam:

- Operador Independente do Sistema (ISO[1]), entidade independente responsável pela gestão e controlo da exploração do SE e do controlo da exploração das redes de transporte em tempo real;
- Operador do Sistema de Transporte (TSO[2]), tem as funções do ISO, acrescidas da propriedade ou concessão da rede de transporte;
- Operador do Mercado (MO[3]), entidade independente responsável pela gestão do mercado bolsista de electricidade;
- Comercializadores[4] são entidades que comercializam a energia eléctrica junto dos consumidores de menor dimensão através de contratos de fornecimento. A energia eléctrica assegurada pelos comercializadores é contratada nas bolsas de electricidade, com base em propostas de compra, ou através de contratos bilaterais estabelecidos com entidades produtoras;
- Consumidores elegíveis ou consumidores qualificados, são os consumidores definidos pela regulamentação do SE por possuírem uma potência instalada ou um consumo anual de energia superior a um determinado valor. Este facto permite-lhes comprar energia eléctrica directamente às entidades produtoras ou apresentarem propostas de compra a bolsas de electricidade. Os consumidores elegíveis são usualmente entidades (públicas ou particulares) responsáveis por redes de distribuição, grandes indústrias e grandes áreas comerciais. As condições de elegibilidade dos consumidores são diferentes de SE para SE e, na maior parte dos casos, têm sido estabelecidas de forma faseada no tempo. Assim, o limiar de elegibilidade tem diminuído progressivamente, permitindo que um maior número de consumidores seja considerado elegível.

No decorrer do desenvolvimento do processo de reestruturação dos SE em vários países, verificou-se a existência de dois tipos de desagregação: público/privado e mercantilista.

Desagregação Público / Privado

Em alguns países, a fase inicial do processo de reestruturação tem implicado alguma liberalização do SE, essencialmente na produção de energia eléctrica, originando uma desagregação entre entidades públicas e privadas, coexistindo com uma entidade reguladora independente. Neste tipo de desagregação do SE, as entidades públicas ainda monopolizam

[1] Do inglês *Independent System Operator.*
[2] Do inglês *Transmisson System Operator.*
[3] Do inglês *Market Operator.*
[4] Do inglês *Traders* ou *Retailers.*

uma parte substancial das actividades e instalações, porque os grandes centros produtores, a rede de transporte e as principais redes de distribuição continuam a pertencer-lhes. As entidades privadas são usualmente proprietárias de alguns centros produtores, da produção em regime especial (cogeração, mini-hídricas e energias renováveis) e de algumas redes de distribuição menos importantes. A entidade reguladora independente tem o papel de assegurar o cumprimento das regras do bom funcionamento do SE através da elaboração de regulamentos e de um sistema tarifário. Esta forma de desagregação do SE é pouco extensa e não agrada às entidades privadas, que se mostram interessadas em investir mais no SE. Para tal ocorrer, tornou-se necessário aumentar o seu grau de intervenção e garantir que a sua actividade não estivesse submetida ao poder exercido pelas entidades públicas. Por esta razão, em Espanha, por exemplo, este tipo de desagregação do SE foi eliminado no início de 1998.

Desagregação Mercantilista

Outros países passaram de forma mais rápida de um SE com estrutura verticalmente integrada, para um SE totalmente desagregado e funcionando num ambiente competitivo e mercantilista. Por esta razão, este tipo de desagregação tem sido denominada de mercantilista.

A desagregação mercantilista consiste numa separação jurídica e contabilística de todas as actividades do SE, acompanhada da privatização das empresas produtoras, da liberalização da actividade de comercialização, e de uma condição de elegibilidade que atinge uma parcela muito extensa, ou mesmo todo o consumo. Esta desagregação pode dividir-se em desagregação técnica, desagregação financeira e regulação.

Alguns países, como o Chile, Inglaterra & Gales e Noruega optaram pela mudança da estrutura do SE integrado para esta desagregação mercantilista, enquanto outros, por exemplo, a Espanha e Portugal, passaram primeiro pela desagregação público/privado tendo em seguida adoptado ou estando a adoptar uma desagregação mercantilista.

A desagregação técnica consiste na separação das actividades técnicas do SE: produção, transporte e distribuição de energia eléctrica e no aparecimento de um ISO. O sector de produção de energia eléctrica passou a funcionar num ambiente totalmente liberalizado e competitivo, onde os produtores devem assegurar a produção de energia eléctrica ao menor preço. A actividade de transporte de energia eléctrica é uma actividade fundamental no funcionamento do SE, pois a energia eléctrica passa pela rede de transporte, quando fluí dos produtores para os consumidores. Pelas suas próprias características é inviável a sua duplicação, pelo que é assegurada em regime de monopólio natural, pertencente ou concessionada a uma única entidade, pública ou privada. Por vezes, o ISO é também proprietário e responsável pela rede de transporte, designando-se por isso de TSO. O sistema

de distribuição passou a ser constituído por várias empresas de distribuição (distribuidores) actuando também em regime de monopólio natural na respectiva área geográfica de actuação, sendo responsáveis pela distribuição da energia eléctrica aos consumidores finais. O ISO ou TSO assegura a gestão do trânsito de energia entre os produtores e os consumidores, assegura a resolução de situações de congestionamento, troca informação com os mercados e os agentes intervenientes na contratação de energia, gere os serviços auxiliares e contribui para o planeamento do SE.

A desagregação financeira diz respeito às relações comerciais entre os diferentes participantes de um mercado eléctrico. Esta desagregação pode-se dividir nas seguintes possibilidades de relações comerciais: mercado bolsista de electricidade, contratos bilaterais e diversos tipos de contratos financeiros e envolvendo serviços auxiliares.

O mercado bolsista de electricidade é gerido pelo MO, recebendo as ofertas de venda e compra de energia eléctrica, respectivamente dos produtores e dos consumidores elegíveis e dos comercializadores. O MO realiza o encontro entre essas ofertas, determinando o preço e quantidade de energia transaccionada para o período em análise. Esta informação é, em seguida, enviada para o ISO ou TSO que irá verificar a viabilidade técnica desses despachos económicos.

Os contratos bilaterais são contratos realizados directamente entre os produtores, por um lado, e consumidores elegíveis, ou comercializadores, por outro. Este tipo de contratos não passa pelo mercado bolsista de electricidade. No entanto, a informação relativa à potência envolvida, modulação diária e nós de produção e consumo, é enviada para o ISO ou TSO para averiguar da sua viabilidade técnica.

Poderão ainda existir outros tipos de contratos: financeiros e envolvendo serviços auxiliares. Os contratos de tipo financeiro são contratos complementares aos contratos realizados no mercado bolsista de electricidade e são utilizados para diminuir o risco associado à volatilidade dos preços deste mercado. Neste âmbito, são utilizados contratos a prazo, contratos de futuros e contratos de ajuste, que podem ser negociados em mercados de derivados específicos. Os contratos de serviços auxiliares são contratos que envolvem o ISO ou o TSO e diversos participantes do SE e destinam-se a fornecer serviços auxiliares, tais como: potência reactiva, compensação de perdas, diversos tipos de reservas, etc.

A entidade reguladora independente tem o papel crucial de elaborar e fazer cumprir os regulamentos que regem o funcionamento do SE em ambiente de mercado competitivo, pautando-se a sua actuação pela transparência, simplicidade e justeza. Deverá ainda proceder à fixação de diversos tipos de tarifas reguladas, relacionadas nomeadamente com o uso das

redes de transporte e distribuição, assegurando a sua correcta exploração a curto prazo e viabilizando a sua expansão e reforço a longo prazo.

2.2.3 – Tipos de Estruturas do Sector Eléctrico

Até à década de 80 do século XX a estrutura dos SE em todos os países correspondia a uma estrutura verticalmente integrada com carácter monopolista. A partir desta década desenvolveu-se o movimento de *reestruturação* do SE em vários países dando origem a diferentes estruturas para o SE. Estas novas estruturas foram constituídas de forma diferenciada de país para país, dificultando ou impossibilitando a realização de uma caracterização comum a todos os países. Por esta razão, optou-se por apresentar em seguida os aspectos gerais das estruturas: em *Pool*, baseada em Contratos Bilaterais e Mista. No ponto *2.4* deste capítulo, ao ser referida a situação existente em diversos países, será detalhada a estrutura que suporta os mercados respectivos.

2.2.3.1 – Estrutura Verticalmente Integrada

O SE tradicional apresentava natureza monopolista e possuía uma estrutura verticalmente integrada caracterizando-se pelos seguintes aspectos:

- A gestão, regulação e planeamento do SE eram realizadas pelas entidades públicas governamentais. Estas indicações eram cumpridas e executadas pela entidade proprietária ou concessionária do SE, pública ou privada;
- Os sectores da produção, transporte, distribuição de energia eléctrica e a relação com os consumidores finais estão interligados constituindo uma única entidade, pública ou privada;
- Encontra-se legalmente assegurada a garantia do fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores;
- Em termos económicos assegura-se a recuperação de todos os custos incorridos através da aplicação de tarifas reflectindo de forma integrada os custos de produção, transporte e distribuição. Isto significa que era usualmente adoptada uma filosofia de remuneração em função do custo do serviço.

A figura 2.1 apresenta um esquema que ilustra este tipo de estrutura.

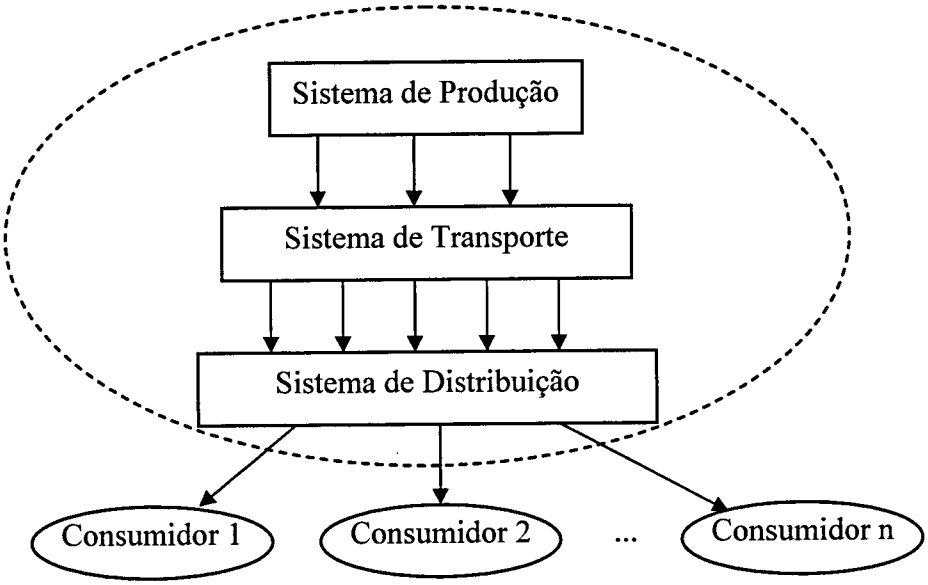


Figura 2.1 – SE com estrutura verticalmente integrada.

2.2.3.2 – Estrutura em Pool

Nesta estrutura a energia eléctrica é veiculada entre os produtores e os distribuidores ou consumidores finais através de uma entidade designada de *Pool*, como se mostra no esquema da figura 2.2.

A função básica do *Pool* consiste em gerir o mercado bolsista de electricidade, recebendo as ofertas de compra e venda, respectivamente por parte dos consumidores e dos produtores, em termos de preço, quantidade de energia eléctrica e localização dos nós de injecção e absorção. No entanto, em diversas implementações o *Pool* desempenhava funções muito mais alargadas porque a entidade que o geria era também a entidade proprietária da rede de transporte. Nesta situação, esta entidade era também responsável pela exploração da rede de transporte, pela sua coordenação e pela contratação dos serviços auxiliares.

Quanto o *Pool* assumia funções tão alargadas, considerava-se que esta entidade era excessivamente poderosa aproximando-se, afinal, das empresas tradicionais com estrutura verticalmente integrada, justificando então a existência de uma regulação muito forte.

Uma das desvantagens que se apontam à estrutura em *Pool* decorre da dificuldade em separar a parte técnica e a parte financeira, já que a entidade responsável pelo *Pool* pode exercer tanto as funções das actividades técnicas do SE como diversas funções de índole financeira.

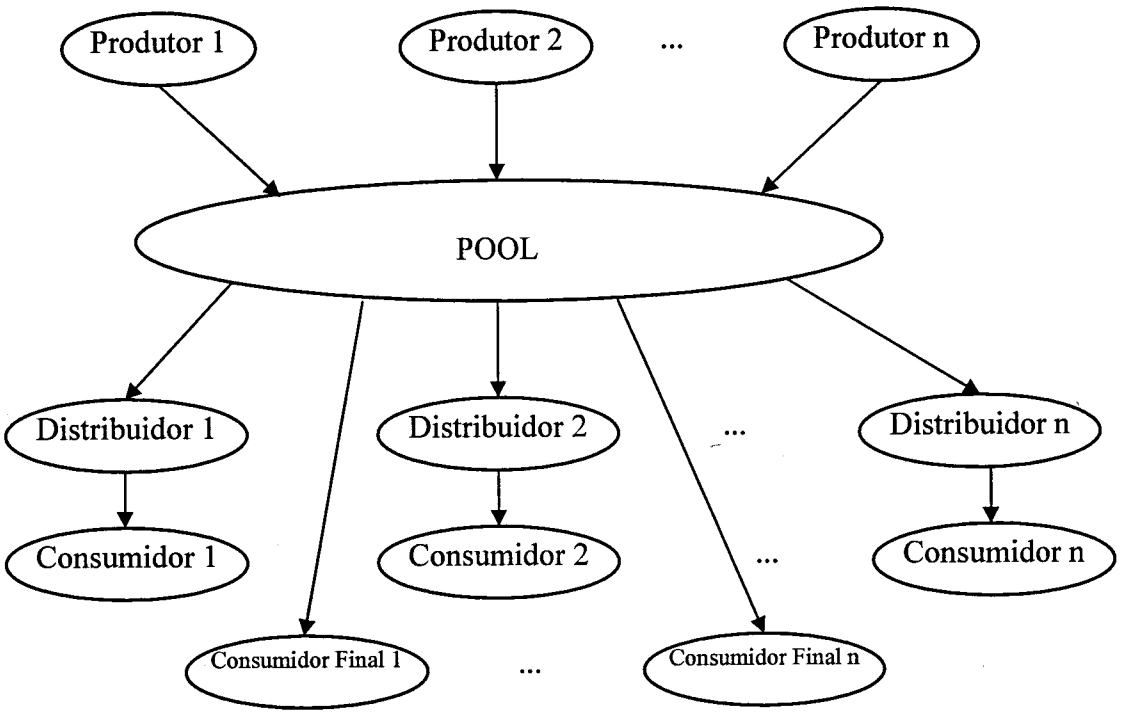


Figura 2.2 – SE com estrutura em *Pool*.

Na estrutura em *Pool* são usualmente exercidas as seguintes actividades pelos respectivos participantes:

- As empresas de produção de energia (produtores) funcionam num mercado competitivo, no qual competem de modo a oferecer o preço mais baixo de venda de energia eléctrica, que será comunicado ao *Pool*;
- A empresa de transporte de energia eléctrica funciona em regime de monopólio natural, sendo os seus serviços remunerados através de tarifas de uso das redes fixadas por entidades reguladoras;
- As empresas de distribuição (distribuidores) foram, pelo menos numa fase inicial, responsáveis pela exploração das redes de distribuição de energia eléctrica e pela realização de contratos de fornecimento com os consumidores. Numa etapa mais avançada do processo de reestruturação, a actividade das empresas de distribuição tem sido dividida numa actividade da rede, exercida normalmente em regime de monopólio natural, e numa actividade de comercialização sujeita à concorrência;
- Os consumidores podem ser ou não elegíveis. Se não forem elegíveis compram energia eléctrica directamente às empresas de distribuição ou a comercializadores, enquanto que os consumidores elegíveis podem negociar a compra de energia eléctrica directamente no *Pool*.

Nesta estrutura em *Pool* assume principal relevo o funcionamento do Mercado Bolsista de Electricidade. Neste sentido, os parágrafos seguintes, detalham o seu funcionamento.

O Mercado Bolsista de Electricidade também designado de Mercado em *Pool* ou mercado *Spot* é um mercado centralizado que funciona diariamente e onde se realizam despachos puramente económicos para cada período de contratação, usualmente com a duração de uma hora ou de meia hora. Devido às características do produto comercializado, o Mercado em *Pool* é do tipo Mercado Para o Dia Seguinte, do inglês "*Day Ahead Market*", porque o despacho económico é realizado um dia antes da sua concretização física e técnica.

O Modelo em *Pool* pode ser implementado através de um modelo Simétrico ou Assimétrico, designando-se respectivamente de *Pool Simétrico* e *Pool Assimétrico*.

Num *Pool Simétrico*, e para cada período de contratação, o *Pool* recebe ofertas de venda, comunicadas por entidades produtoras, e de compra, comunicadas por consumidores elegíveis, comercializadores ou empresas de distribuição. Estas ofertas incluem a quantidade disponível ou pretendida, o preço a receber ou a pagar e os nós envolvidos. Estas ofertas, na sua versão mais simples, corresponderão a propostas separadas entre si no tempo e correspondem a 24 ou 48 pares quantidade/preço, um por cada período de contratação. Com estas ofertas, o *Pool* identifica o "Ponto de Encontro do Mercado", do inglês "*Market Clearing*", para cada período de contratação. A determinação desse ponto para cada período de contratação é realizada organizando as ofertas de venda por ordem crescente dos preços e as ofertas de compra por ordem decrescente dos preços, dando origem a duas curvas agregadas, conforme se mostra na figura 2.3. O ponto de intersecção dessas duas curvas corresponde ao "Ponto de Encontro do Mercado", a que está associado o Preço de Encontro do Mercado ou preço *spot* e a correspondente Quantidade de Energia Negociada.

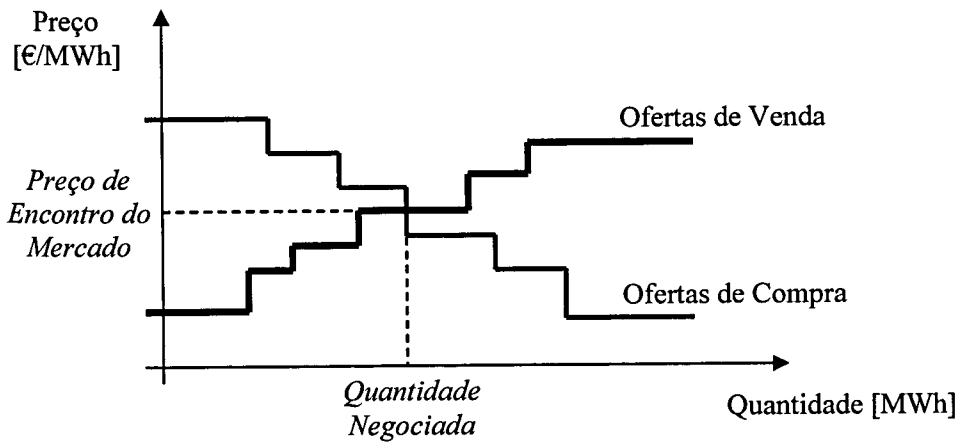


Figura 2.3 – Determinação do "ponto de encontro do mercado" para cada período de contratação no mercado bolsista de electricidade.

Num *Pool Assimétrico*, o *Pool* só recebe ofertas de venda por parte dos produtores, enquanto que o consumo será representado por previsões para cada período de contratação. Num determinado período de contratação, o despacho é estabelecido em função das ofertas de venda mais económicas, até ser satisfeito o consumo previsto, encontrando-se desta forma o preço *spot*. Os produtores venderão a energia eléctrica ao preço *spot*, e os consumidores terão de pagar esse preço pela energia adquirida.

Algumas das ofertas de compra e venda podem ter condicionantes tanto financeiras como técnicas, tornando-as mais complexas. São exemplos dessas condicionantes as ofertas de venda com limite mínimo do preço, as ofertas de compra com limite máximo do preço, ou ainda ofertas de venda que impõem um valor da quantidade de energia disponível, ou que podem englobar vários períodos de contratação. Este tipo de ofertas complexas pode dever-se à existência de vários aproveitamentos de fio de água no mesmo rio, às taxas de tomadas de carga dos geradores ou a custos de arranque.

Após obter os despachos puramente económicos resultantes do encontro das curvas de ofertas de compra e venda, dever-se-á proceder à sua validação técnica verificando, nomeadamente, se ocorrem ou não situações de congestionamento. Se essas situações não ocorrerem, o despacho económico inicial transforma-se num despacho viável do ponto de vista técnico, a que se segue a fixação dos valores de diversos serviços auxiliares. A ocorrência de congestionamentos obriga a realizar alterações no despacho económico inicial que podem ser identificadas por diversos processos descritos na literatura. As referências [Pamudji_1995], [David_1998] e [Singh_1998] descrevem diversas metodologias para tratar este problema. Por fim, validados os despachos económicos iniciais obtidos para cada período de contratação, os valores de energia eléctrica a produzir e a absorver em cada período do dia seguinte ficam definidos.

O *Pool* pode ainda ser *obrigatório* ou *não obrigatório*. O *Pool obrigatório* obriga que todas as negociações para a transacção de energia eléctrica sejam realizadas no *Pool*. O *Pool não obrigatório* permite que algumas negociações sejam feitas fora do *Pool*, por exemplo, através de contratos bilaterais.

2.2.3.3 – Estrutura baseada em Contratos Bilaterais Físicos

Os contratos bilaterais são contratos realizados directamente entre produtores e consumidores elegíveis ou distribuidores, sendo estabelecidos com base no preço, quantidade de energia, período de contratação e qualidade de serviço. Se estes contratos bilaterais envolverem condicionantes de ordem técnica, como por exemplo referência ao nó de injecção e de absorção em que se encontram ligadas as entidades envolvidas no contrato, de tal forma que, interferem nas condições de exploração do sistema, como o cálculo dos trânsitos de potência, então os contratos serão designados de Contratos Bilaterais Físicos.

O esquema associado a este tipo de estrutura é apresentado na figura seguinte.

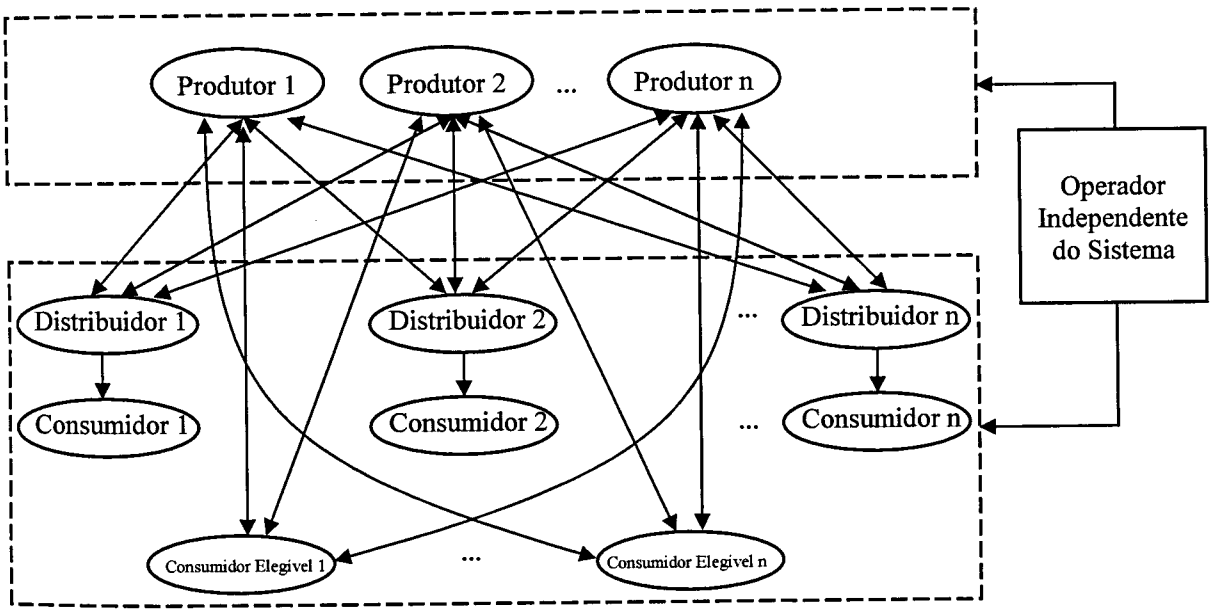


Figura 2.4 – SE com estrutura baseada em Contratos Bilaterais.

Nesta estrutura existe uma separação entre a parte comercial e a parte técnica no processo de transmissão de energia eléctrica dos produtores para os consumidores elegíveis ou distribuidores.

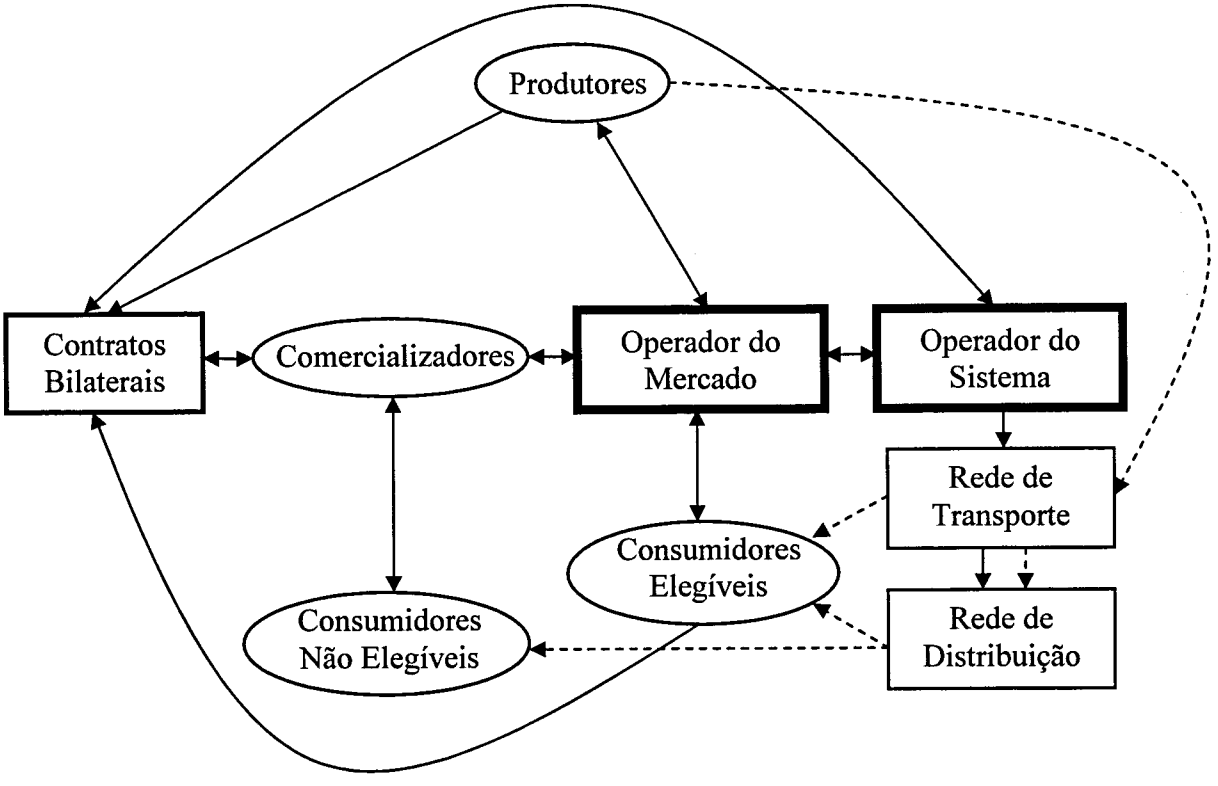
Na realização dos contratos bilaterais as empresas produtoras procuram vender a energia eléctrica ao preço mais elevado, enquanto que os consumidores elegíveis ou distribuidores pretendem comprar energia eléctrica ao preço mais baixo. Neste tipo de relacionamento comercial é usual ocorrer a não efectivação de alguns contratos de compra/venda de energia eléctrica, enquanto que outros podem levar à violação de algumas restrições técnicas ou de segurança da rede de transporte de energia eléctrica. Para ultrapassar estes problemas garantindo a segurança de exploração deverá existir uma entidade independente (ISO ou TSO) que terá as seguintes funções:

- Receber diariamente toda a informação técnica relativa aos Contratos Bilaterais;

- Efectuar estudos de análise de segurança para verificar se existem violações técnicas ou de segurança na rede de transporte;
- Informar os intervenientes dos problemas detectados, propondo ou ordenando alterações nos valores contratados.

2.2.3.4 – Estrutura Mista

A estrutura Mista do SE combina a estrutura em *Pool* com a existência dos Contratos Bilaterais, permanecendo a separação entre a parte técnica e a financeira. Por isso, neste tipo de estrutura existirão dois operadores independentes: o ISO ou TSO, por um lado, e o MO, por outro, conforme se mostra no esquema apresentado na figura 2.5.



——— *Relações comerciais e de informação.*

---------- *Trânsitos de energia.*

Figura 2.5 – SE com estrutura Mista.

O MO funciona como uma entidade responsável pela gestão do Mercado Bolsista de Electricidade, onde são realizados diariamente os encontros das ofertas para cada período de contratação. Realizados esses encontros, esta informação, bem como a informação técnica

associada aos contratos bilaterais é enviada para o ISO ou TSO, para verificar se existem ou não violações técnicas ou de segurança da rede de transporte.

O ISO ou TSO faz a gestão dos serviços técnicos do SE, ou seja, gere as redes de transporte e os serviços auxiliares. O ISO ou TSO recebe a informação do MO sobre os encontros de ofertas efectuados no mercado e a informação técnica associada aos Contratos Bilaterais e verifica, por exemplo, se existe congestionamento das linhas de transporte. Se não houver quaisquer violações, os contratos realizados e os encontros de ofertas podem ser fisicamente executados, no dia seguinte. Se houver violações, terão de ser realizados ajustes dos contratos efectuados, até essas violações serem eliminadas, de forma a ser garantida a segurança de exploração.

2.2.3.5 – Contratos do Tipo Financeiro

Num SE reestruturado e aberto à competição podem também existir mercados para estabelecer contratos do tipo financeiro, como são os casos dos Mercados de Futuros, os Mercados *Forward* e os Mercados de Opções, onde se podem realizar respectivamente Contratos de Futuros, Contratos *Forward* ou a Prazo e Contratos de Opções.

As principais finalidades a atingir com a implementação dos mercados de contratos financeiros em SE reestruturados são a diminuição do grau de incerteza e risco financeiro associados ao mercado bolsista de electricidade devido à volatilidade do preço *spot*, bem como aumentar a liquidez e melhorar os resultados dos participantes nesses mercados. Estes contratos podem ser interpretados como contratos bilaterais ou podem ser negociados nos mercados financeiros referidos. O seu estabelecimento não está directa e imediatamente associado à sua concretização física pelo que não necessitam ser comunicados ao ISO, ou TSO.

Os Contratos de Futuros são contratos normalizados e transaccionados num mercado financeiro (mercado de Futuros). Nestes contratos o comprador compromete-se a adquirir uma quantidade de energia eléctrica com um preço pré-definido e o vendedor compromete-se a vendê-la também a esse preço, sob as condições previamente acordadas.

A negociação dos contratos de futuros em bolsa garante uma maior segurança, o devido cumprimento dos contratos e uma maior disponibilidade de informação, que diminuem o respectivo risco financeiro. Têm no entanto, o inconveniente de ser difícil proceder à sua anulação.

Os Contratos *Forward* ou a Prazo são contratos bilaterais nos quais o comprador e o vendedor negoceiam uma transacção de energia eléctrica, chegando a acordo em relação ao preço, quantidade, qualidade, data e local de entrega. Estes contratos podem ser ou não negociados num mercado bolsista (mercado *Forward*), e são contratos que envolvem a transacção comercial e física de energia eléctrica.

A fixação do valor do preço e da data da efectivação dos contratos *Forward*, permitem diminuir o risco financeiro associado à volatilidade dos preços *spot*.

No entanto, os Contratos *Forward* apresentam alguns inconvenientes, tais como, o risco de uma das partes não cumprir o estipulado no contrato, a demora na negociação do contrato devido ao conjunto de condições contratuais presentes e a dificuldade ou quase impossibilidade em anular o contrato ou proceder a alterações ao mesmo.

Os Contratos de Opções são contratos bilaterais que podem ou não ser realizados num mercado organizado. Existem diferentes maneiras de exercer os Contratos de Opções, que se podem associar entre si:

- Opção pelo tipo de contrato: Compra ou Venda;
- Opção pelo momento de concretização do contrato: "europeia" ou "americana";
- Opção pelo tipo de prémio: Monetário ou Físico.

Assim, como exemplo, pode-se ter um Contrato de Opções de Compra com concretização de tipo "europeia" e Monetário ou um Contrato de Opções de Compra com concretização de tipo "americana" e Físico.

Nestes contratos, a transacção de energia eléctrica em termos de preço, quantidade e data, é acordada através do pagamento dum valor monetário, designado de prémio. O comprador (vendedor) através do pagamento de um determinado prémio adquire a *opção de compra* (*opção de venda*). Isto significa que adquire o direito, mas não a obrigação, de comprar (vender) até à data de expiração do contrato e, que o vendedor (comprador) lhe venda (compre) a quantidade de energia eléctrica negociada ao preço estabelecido.

Existem dois tipos de Contratos de Opções diferenciados pelo momento em que são concretizados: Contratos de "Opções europeias" e Contratos de "Opções americanas". Os Contratos de "Opções europeias" só podem ser concretizados na respectiva data de expiração. Por sua vez, os Contratos de "Opções americanas" podem ser concretizados em qualquer momento até à respectiva data de expiração.

Nos contratos de opções o prémio pode estar associado a um valor monetário ou pode resultar da própria transacção de energia eléctrica, em termos de preço e quantidade.

Em alguns mercados financeiros realizam-se também Contratos às Diferenças, do inglês *Contracts For Differences* (CFD). Estes contratos são estabelecidos entre um produtor e um consumidor elegível ou comercializador, que fixam uma quantidade de potência a transaccionar, com um determinado preço de referência, para um determinado período de tempo. Se, no mercado bolsista, o preço *spot* for superior ao preço de referência do contrato, o produtor paga a diferença ao consumidor. Caso contrário, se o preço *spot* for inferior ao preço de referência do contrato, o consumidor paga a diferença ao produtor.

No SE de Inglaterra & Gales, e antes das modificações ocorridas em 2000, mais de 90 [%] da energia transaccionada estava associada a CDF, sendo os participantes incentivados a efectuarem este tipo de contratos, de forma a reduzirem o risco e as incertezas dos preços *spot* do mercado bolsista. Também no SE de Inglaterra & Gales existe ainda um mercado financeiro designado de *Electricity Forward Agreements* (EFA) onde se negoceiam contratos financeiros com várias durações e contratos estandardizados.

2.2.3.6 – Contratos de Serviços Auxiliares

Com o movimento de reestruturação do SE também os serviços auxiliares, como por exemplo, controlo de potência reactiva / tensão, controlo de potência activa / frequência, teleregulação, contagem, arranque a frio, reservas primária, secundária e terciária, etc., foram até certo ponto, desagregados das restantes actividades, passando haver entidades responsáveis pelo seu fornecimento, comercialização e contratação.

Esses serviços auxiliares são essenciais para o correcto funcionamento do SE, de modo a garantir os níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

Usualmente, os contratos de serviços auxiliares são estabelecidos entre o ISO ou TSO e as entidades fornecedoras de serviços auxiliares (produtores, comercializadores ou redes), e são caracterizados pelo preço, quantidade, tipo de serviço, prazo ou outras condicionantes técnicas.

A entidade reguladora tem a responsabilidade de elaborar regulamentos que caracterizem os serviços auxiliares em serviços de natureza obrigatória e não obrigatória. No primeiro caso, o seu fornecimento usualmente por geradores é obrigatório como condição para participarem no mercado. A título de exemplo, a reserva primária e a teleregulação são com frequência considerados como serviços obrigatórios. A contratação de outros serviços, como reservas secundária e terciária, pode ser realizado no âmbito de mercados específicos, correspondendo a serviços não obrigatórios. Em diversos países a contratação do suporte

reactivo pode ser considerado como obrigatório até um certo nível, sendo o excesso em relação a esse nível contratado em mercados próprios.

2.3 – Aspectos Regulatórios

2.3.1 – O que é a Regulação

Nos SE com estrutura verticalmente integrada com carácter monopolista, a regulação do SE era usualmente realizada pelo estado através do controlo da sua gestão, operação e planeamento de todas as suas actividades. Com a implementação da reestruturação dos SE apareceram novas estruturas, isto é, as várias actividades de índole técnica e financeira do SE verticalmente integrado foram separadas e foram constituídos novos agentes. Estas alterações do funcionamento do SE determinaram a necessidade de novos processos de regulação que incentivassem a competição e, ao mesmo tempo, garantissem a transparência, eficiência, estabilidade e simplicidade de funcionamento, garantindo a qualidade do serviço prestado. Por estas razões, nestas novas estruturas existirá uma entidade independente que desempenha funções de regulação económica e de diversos aspectos técnicos e que deverá ter poderes de tipo administrativo e sancionatório.

Por definição, pode então dizer-se que a Regulação é uma actividade que estabelece as regras para o correcto funcionamento ou comportamento de um conjunto de entidades ou participantes que actuam num determinado sector económico, elaborando regulamentos e manuais de procedimentos que contêm as regras que deverão ser cumpridos por esses agentes.

A separação jurídica e contabilística das actividades do SE no âmbito do movimento de reestruturação fez aparecer um sector de produção de energia eléctrica a funcionar num ambiente competitivo, cujo funcionamento é, portanto, determinado pelo mercado de produção. No mercado de produção, o próprio ambiente competitivo obriga os produtores a cumprir as condições que originam um aumento da sua eficiência e exercendo a sua actividade com uma certa margem de lucro.

A actividade de transporte de energia eléctrica passou a ser exercida em regime de monopólio natural, o mesmo se passando em relação às empresas de distribuição que actuam em cada área geográfica. Como se referiu a multiplicação de redes de transporte ou de distribuição, para originar competição nestes sectores, é física e economicamente inviável.

Assim, as actividades de transporte e distribuição, como são asseguradas em regime de monopólio natural, têm de ser adequadamente reguladas. A rede de transporte é controlada pelo TSO, que é responsável pela manutenção da sua segurança de exploração e a respectiva independência. Os proprietários das redes de transporte e distribuição serão regulados quanto

às funções de operação, manutenção e investimento nas respectivas redes. De forma a garantir o mercado competitivo na produção, torna-se necessário regular o livre acesso a todos os participantes no SE (produtores, consumidores finais e outros) [Gómez_1999/A]. A sustentação económica das actividades de transporte e distribuição é outro aspecto fundamental a assegurar pela regulação. Para tal, deve proceder-se à regulação tarifária que fixe as remunerações dessas actividades, e que permita alocar os custos respectivos de forma justa e transparente aos diversos utilizadores das redes [INESC_TUR_2000].

2.3.2 – Estratégias de Regulação

As estratégias de regulação em aplicação nas diversas actividades do SE têm evoluído a par com a evolução registada nas últimas décadas nos SE. Assim, os SE com estrutura verticalmente integrada eram usualmente regulados com base numa Regulação por Custo de Serviço / Taxa de Remuneração, correspondente em inglês a "*Cost Of Service / Rate Of Return Regulation*" (COS/ROR). À medida que o processo de reestruturação avançou, diversas actividades passaram a ser reguladas por estratégias denominadas de Regulação por Incentivos ou Desempenho. Nos pontos seguintes serão descritas estas estratégias de regulação, uma vez que elas são fundamentais para assegurar o equilíbrio financeiro das empresas a curto prazo bem como para viabilizar os investimentos a longo prazo, na expansão e reforço das redes.

2.3.2.1 – Custo de Serviço/Taxa de Remuneração (COS/ROR)

COS/ROR é a estratégia de regulação tradicional, usualmente aplicada aos SE com estrutura verticalmente integrada. Nesta estratégia todos os custos associados ao funcionamento do SE são avaliados, sendo a entidade responsável por esse SE autorizada a obter remunerações que recuperem esses custos, acrescida de uma remuneração para investimentos e sobre os activos detidos. Este é o princípio utilizado para a definição do sistema tarifário, onde são determinadas as tarifas com base em preços e taxas de valor fixo. A equação (2.1) representa esta forma de regulação.

$$\sum_{i=1}^{n} p_i \cdot q_i = \sum_{j=1}^{m} Custo_j + r \cdot V_{act} \qquad (2.1)$$

Nesta expressão:

p_i – Preço unitário da venda de um determinado serviço i assegurado pela empresa regulada;

q_i – Número de unidades do serviço i, que se estima vender num dado ano;

$Custo_j$ – Valor da parcela j dos custos suportados pela empresa;

r – Taxa de remuneração dos investimentos ou dos activos existentes, definida pelo regulador ou por uma entidade administrativa;

V_{act} – Valor dos investimentos e dos activos cuja a remuneração foi aprovada.

Um período regulatório que utilize esta estratégia de regulação apresenta momentos fundamentais que consistem na avaliação dos custos, na fixação da taxa r e na aprovação do valor de V_{act}. Verifica-se que a parcela $r.V_{act}$, referente aos investimentos e activos tem geralmente um valor superior aos custos. Uma vez fixados todos os valores dos custos e dos investimentos e activos, será iniciado o processo de fixação das tarifas, de modo a recuperar o valor associado ao segundo membro da equação (2.1). A fixação das tarifas envolve a previsão das quantidades de serviços q_i a vender no período regulatório em análise e, finalmente, a fixação das tarifas p_i.

Os críticos desta estratégia de regulação têm apresentado várias desvantagens, entre as quais se evidenciam as seguintes:

- Falta de incentivos à redução dos custos, porque as empresas são sempre remuneradas em função dos seus custos. Uma forma de incentivo provém do designado *regulatory lag*, ou seja, a existência de um intervalo de tempo entre o conhecimento das regras e a aprovação dos custos pode levar as empresas a reduzir os seus custos. No entanto, essa redução só se traduz em lucros mais elevados para essas empresas;
- A fixação da taxa de remuneração para as empresas pode levar a situações de:
  - Sobre-investimento, se a taxa de remuneração adoptada for excessivamente superior ao custo de capital;
  - Sub-investimento, na situação contrária;
- Assimetrias entre a informação disponível nas empresas reguladas e a facultada ao regulador. Nestas condições, o relacionamento regulador /empresas reguladas pode não ser claro e simples, podendo originar dificuldades na aplicação dos processos regulatórios. Esta situação é ainda mais crucial e grave na regulação de empresas constituídas por uma grande multiplicidade de instalações e tipos de redes, como é o caso das empresas de distribuição, em que se requer uma informação mais completa e detalhada.

Apesar das desvantagens apontadas, esta estratégia de regulação continua a ser aplicada em diversos SE, o que evidencia algumas particularidades:

- Na grande parte dos casos esta estratégia de regulação é aplicada em empresas responsáveis pela rede de transporte, pelas seguintes razões:
    - Normalmente, a rede de transporte encontra-se tecnologicamente bem desenvolvida e, nesta estratégia de regulação, os respectivos planos de expansão e custos de investimento estão sujeitos a processos de monitorização. Estes dois factos minimizam o risco de sobre ou sub-investimento;
    - O elevado grau de desenvolvimento tecnológico da rede de transporte reflecte-se numa maior eficiência económica. Assim, os custos de transporte correspondem usualmente a uma parcela reduzida na estrutura do preço de venda de energia eléctrica aos clientes finais. Por esta razão, muito dificilmente se consegue uma melhor eficiência. Assim, a adopção de estratégias de regulação que pretendam aumentar a eficiência económica não é justificável;
- A exigência de um controlo detalhado das remunerações das empresas que funcionam em regime de monopólios naturais, como no caso das empresas responsáveis pela rede de transporte, impede que estas tenham lucros elevados ou reduzidos. Esta estabilidade contribui para diminuição das incertezas e dos riscos associados;
- Os países que utilizam esta estratégia de regulação apresentam períodos regulatórios de 3 a 4 anos. No final de cada um destes períodos são fixadas as regras gerais de remuneração e o valor de alguns parâmetros, que serão usados no período regulatório seguinte. Esta periodicidade contribui para evitar situações inesperadas;
- A utilização de períodos regulatórios de 3 a 4 anos não invalida que anualmente se avaliem os planos de investimentos, os custos e as receitas do ano anterior, para identificar eventuais desvios em relação aos valores previstos. Com este procedimento consegue-se reduzir o *regulatory lag* já referido, permitindo um acompanhamento mais contínuo da actividade das empresas;
- Esta estratégia de regulação incorpora normalmente mecanismos de correcção de desvios inter-anuais, para que se façam ajustes tarifários nos anos seguintes. Deste modo, consegue-se ajustar a forma regulatória às condições reais de operação num dado ano.

2.3.2.2 – Regulação por Incentivos

A estratégia de regulação por Incentivos também, conhecida por estratégia de regulação baseada no Desempenho, foi desenvolvida para colmatar as críticas apontadas à estratégia de regulação COS/ROR, no que respeita à falta de incentivos para melhorar a

eficiência económica. Por isso, a estratégia de regulação por Incentivos é apropriada para aplicar em empresas cuja actividade se encontra tecnologicamente menos desenvolvida, como é o caso das redes de distribuição, para onde, durante muitos anos, foram direccionados poucos investimentos. Esta situação originou baixos valores de fiabilidade e de qualidade de serviço, quando comparados com os verificados nas redes de transporte. Daí que a actividade de distribuição apresente custos elevados que se reflectem numa maior parcela do preço de venda da energia eléctrica aos clientes finais.

A estratégia de regulação por Incentivos apresenta períodos regulatórios de 3 a 5 anos e pode-se aplicar considerando três formas diversas: por Limites nos Preços, por Limites nos Proveitos e por Comparação.

Regulação por Limites nos Preços

A regulação por Limites nos Preços funciona através da fixação de limites máximos para os preços dos serviços regulados fornecidos pelas empresas, no início de cada período regulatório. As empresas, ao conhecerem antecipadamente os preços máximos dos respectivos serviços, válidos para todo o período regulatório, são incentivadas a mudar o seu comportamento, de forma a melhorarem os seus níveis de eficiência ajustando-os ao nível dos preços fixados. A melhoria de eficiência é conseguida através da redução dos custos ajustando-os ao nível de proveitos resultantes dos preços fixados. Se os valores dos preços fixados forem ainda elevados, as empresas podem obter margens de lucro elevadas. Para evitar o lucro excessivo esta forma regulatória pode incluir um mecanismo de partilha dos lucros.

A regulação por Limites nos Preços, que na literatura inglesa se designa por RPI-X, pode ser descrita pela expressão (2.2).

$$\overline{P_{i,t}} = \overline{P_{i,t-1}} \cdot \left(1 + \frac{I - X}{100}\right) + Z \qquad (2.2)$$

Nesta expressão:

$\overline{P_{i,t}}$ e $\overline{P_{i,t-1}}$ – Preço unitário máximo de venda de um serviço *i*, no ano ou semestre *t* e *t-1*, respectivamente;

I – Taxa de inflação, em percentagem;

X – Factor de Eficiência, em percentagem;

Z – Factor de Ajuste.

O Factor de Eficiência X pode ser positivo ou negativo. Se for adoptado um valor positivo, este serve para impedir que a empresa tenha lucros excessivos, transferindo ganhos

de eficiência para os seus clientes. Se o valor adoptado for negativo, reconhece-se a necessidade de financiar a empresa para realizar investimentos suplementares. Dependendo da forma de implementação da Regulação por Incentivos, o valor de X pode ser modificado todos os anos ou semestres, ou pode ser adoptado um valor a vigorar durante todo o período regulatório.

O Factor de Ajuste Z também pode ser positivo ou negativo. Este factor permitirá ajustar os preços se ocorrerem situações extraordinárias, imprevistas ou não controladas pela empresa e que afectam o seu desempenho. Alguns exemplos dessas situações são: variações não previstas dos custos de investimento, variações significativas nas vendas devido a factores climatéricos, a políticas macro-económicas ou a alterações nos preços dos combustíveis.

O preço unitário máximo inicial de cada serviço regulado pode ser calculado a partir da fixação de um valor de remuneração base, que é dividido pelo número de unidades desse serviço que se estima que a empresa possa fornecer. Devido à grande diversidade de empresas distribuidoras, a fixação do valor da remuneração base deve ser feita com base na identificação dos custos de cada uma das empresas reguladas.

Regulação por Limites nos Proveitos

Nesta forma de regulação é fixado um limite máximo para os proveitos das empresas reguladas. Este limite é calculado anualmente através da utilização do valor da taxa de inflação e do Factor de Eficiência X. Conhecido este limite as empresas sentem-se incentivadas a aumentar as suas margens de lucro e a reduzir os seus custos, para que esse valor não seja ultrapassado.

A expressão (2.3) é uma das expressões que podem representar a Regulação por Limite nos Proveitos.

$$\overline{R_t} = \left(\overline{R_{t-1}} + F_{cliente,t} \cdot \Delta Cliente_t + F_{energia,t} \cdot \Delta Energia_t\right) \cdot \left(1 + \frac{I - X}{100}\right) + Z \qquad (2.3)$$

Nesta expressão:

$\overline{R_t}$ e $\overline{R_{t-1}}$ – Proveito máximo permitido à empresa regulada no período t e no período t-1, respectivamente;

$F_{cliente,t}$ – Factor de Ajuste do proveito atendendo à variação prevista para o número de clientes servidos no período t;

$\Delta Cliente_t$ – Variação prevista para o número de clientes servidos durante o período t;

$F_{energia,t}$ – Factor de Ajuste de modo a considerar o impacto da variação prevista para a energia veiculada no período t;

$\Delta Energia_t$ – Variação prevista para a energia veiculada no período t.

Os Factores de Ajuste a utilizar permitem emular as condições técnicas e económicas com que as empresas reguladas exercem a sua actividade. Na expressão (2.3) especificaram-se os Factores de Ajuste relativos ao número de clientes e à energia veiculada, mas podem ser considerados outros Factores de Ajuste relativos a parâmetros que possam ter um impacto significativo no desempenho da empresa. A título de exemplo podem ser utilizados: a potência de ponta anual, a energia de perdas, índices de qualidade de serviço, etc. Por esta razão, a expressão (2.3) pode-se generalizar, obtendo-se a expressão (2.4).

$$\overline{R_t} = \left(\overline{R_{t-1}} + FM_t \cdot \Delta Mercado_t\right) \cdot \left(1 + \frac{I - X}{100}\right) + Z \qquad (2.4)$$

Nesta expressão:

FM_t – Factor de Ajuste reflectindo o impacto da variação de um determinado parâmetro do mercado previsto para o período t;

$\Delta Mercado_t$ – Variação prevista desse parâmetro durante o período t.

Os Factores de Ajuste e a variação desse (s) parâmetro (s) permitem internalizar as condições genéricas do mercado e de actuação das empresas reguladas.

Regulação por Comparação

A regulação por Comparação, também designada na literatura inglesa por *Yardstick* ou *Benchmark Regulation*, baseia-se na comparação das estratégias de regulação entre a empresa a regular e um modelo teórico ou de referência (reconhecido pelos seus padrões de eficiência e qualidade de serviço). Pretende-se assim incentivar a empresa regulada a atingir esses padrões. Esta estratégia de regulação encontra-se aplicada no Chile, Argentina e na Noruega.

Esta estratégia de regulação pretende ultrapassar as seguintes dificuldades:

- A relutância que as empresas actuando em regime de monopólio natural (empresas de distribuição reguladas ou actividades de rede) têm em aplicar os seus recursos na melhoria da sua eficiência e qualidade de serviço, por não estarem sujeitas a competição. Se a actividade dessas empresas for sujeita a uma comparação com uma empresa modelo ou de referência, essa relutância pode ser ultrapassada;
- A assimetria entre a informação disponível na empresa regulada e a informação facultada ao regulador pode ser atenuada se o regulador possuir um modelo teórico ou de referência duma empresa regulada. A partir dele e por comparação, será possível obter uma informação mais correcta sobre a empresa a regular.

A regulação por Comparação pode efectuar-se entre empresas similares ou distintas. Ao efectuar-se entre empresas similares podem utilizar-se os custos de empresas idênticas para fixar os preços ou o valor das remunerações e, desta forma, atenuar a diferença entre o nível dos preços e dos custos correspondentes. Se for efectuada entre empresas distintas é necessário que o regulador identifique as diferenças e as explique através de diversas variáveis e utilize, em seguida, técnicas de regressão de custos sobre essas variáveis.

No entanto, esta forma de regulação apresenta as seguintes dificuldades e riscos:

- Necessidade em assegurar a independência e transparência das entidades reguladoras na construção dos modelos teóricos e na sua utilização;
- Evitar que as empresas reguladas exerçam acções oligopólicas e de manipulação;
- Necessidade de utilizar todas as variáveis explicativas possíveis a ser usadas nas técnicas de regressão dos custos;
- Existência de conflitos de interesses entre as empresas reguladas e os reguladores, relacionados com aspectos essenciais do período regulatório, tais como: decisões de investimento, metas da eficiência e forma de aferição dessa eficiência.

2.3.2.3 – Aspectos Complementares

As estratégias de regulação por Incentivos incorporam usualmente um conjunto de mecanismos para assegurar a sua correcta aplicação. Alguns desses mecanismos são os seguintes:

- Mecanismos transparentes e não discriminatórios para a determinação dos parâmetros para o ano inicial do período regulatório. Este passo da aplicação das estratégias de regulação é fulcral porque, como se pode verificar pelas expressões (2.2), (2.3) e (2.4), estas são recursivas. Estes mecanismos utilizam técnicas econométricas para avaliar o desempenho das empresas reguladas, as quais normalizam vários factores que afectam a aplicação da estratégia de regulação. Alguns desses factores são de índole geográfica, demográfica e respeitam a algumas características dos clientes (número, tipo e densidade). Podem ainda ser realizadas aferições e análises utilizando metodologias de tipo *Benchmarking*;
- Mecanismos de partilha de lucros duma empresa regulada. Este mecanismo efectua uma transferência automática e transparente duma parte dos lucros obtidos através de ganhos de eficiência para os seus clientes. Para activar este mecanismo de partilha de lucros é fixado um valor de referência para a remuneração tendo em conta os preços máximos ou as remunerações obtidas durante o período regulatório. Em torno desta remuneração

existirá uma zona morta, dentro da qual não se procederá à partilha de lucros. Desejavelmente, o mecanismo de partilha de lucros deverá ter, em seguida, um comportamento progressivo durante o período regulatório. Assim, deverá existir uma elevada partilha de lucros no início, porque inicialmente a empresa regulada facilmente consegue reduzir os seus custos, obtendo lucros elevados. No entanto, o esforço na redução dos custos vai sendo cada vez mais elevado, pelo que este esforço deverá, em seguida, ser premiado com percentagens de partilha mais reduzidas.

- Elaboração de Regulamentos de Qualidade de Serviço. A par da monitorização e controlo da qualidade de serviço, os Regulamentos de Qualidade de Serviço são essenciais para impor limites em diversos indicadores da qualidade de serviço e em aplicar mecanismos de penalização, caso esses limites não sejam cumpridos. Desta forma, pode-se penalizar as empresas reguladas se estas tentarem reduzir os seus custos através da diminuição dos investimentos ou das suas acções de manutenção. Assim, a Regulamentação da Qualidade de Serviço pode desempenhar um papel crucial induzindo novos investimentos, e equilibrando a relação sempre problemática entre empresas fornecedoras de serviços e consumidores.

2.4 – Movimentos de reestruturação dos SE

O movimento de *reestruturação* dos SE em vários países é caracterizado duma forma cronológica na tabela 2.1. Nos pontos ***2.4.1*** a ***2.4.9*** serão detalhadas as características dos SE de alguns desses países ou áreas geográficas focando, em especial, os movimentos de reestruturação respectivos.

Tabela 2.1 – Cronologia do movimento de reestruturação nos SE.

Ano	País	Ano	País
1982	Chile	1994	Austrália Bolívia Colômbia
1990	Inglaterra & Gales	1995	Finlândia
1991	Noruega	1996	Nova Zelândia Suécia
1992	Argentina EUA	1998	Alemanha Califórnia (EUA) Espanha Holanda
1993	Peru	2000	Inglaterra & Gales (NETA)

2.4.1 – Chile

No Chile, o processo de reestruturação do SE iniciou-se no ano de 1978 como resultado de mudanças políticas anteriores, tendo as respectivas leis sido promulgadas em 1982. O SE do Chile apresenta uma estrutura do tipo *Pool*, que realiza o planeamento da exploração do sistema a curto prazo. O SE passou a ser constituído pelas seguintes entidades:

- O SE do Chile encontra-se dividido em dois subsistemas independentes denominados: *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING) e *Sistema Interconectado Central* (SIC);
- Sistema de transporte de energia eléctrica. No SIC a rede de transporte é explorada pela empresa TRANSELEC, em cujo o capital participam diversas empresas produtoras, pelo que não há uma completa separação entre produção e transporte;
- Sistemas *Pool* para o SIC e para o SING, designados de *Economic Load Dispach Center*, CDEC. Os CDEC's são formados pelos produtores de energia que possuírem mais de 2 [%] da capacidade instalada do sistema e asseguram o planeamento da produção para o dia seguinte;
- Entidade Reguladora, designada de Comissão Nacional de Energia (CNE) que coordena a elaboração de um planeamento indicativo do SE e fixa tarifas a pagar pelo uso das redes;
- Empresas distribuidoras que actuam em regime de monopólio natural na área da sua concessão e que são reguladas por Comparação.

O sistema tarifário em vigor no Chile inclui a fixação de preços de mercado de energia e potência. Em seguida, estes preços são afectados por Factores Nodais que permitem obter preços nodais de Energia e Potência nos nós de interligação com as redes de distribuição. Estes preços nodais de Energia e Potência são pagos pelas empresas de distribuição e remuneram a produção. Por sua vez, estes preços nodais acrescidos dos custos regulados de distribuição denominados de *Valor Agregado de Distribuicion* dão origem às tarifas a pagar pelos clientes finais.

2.4.2 – Inglaterra & Gales

Antes de Março de 1990 o SE em Inglaterra & Gales estava nacionalizado e era constituído por uma entidade central designada de *Central Electricity Generating Board* (CEGB) que coordenava 12 entidades responsáveis pela distribuição de energia eléctrica,

denominadas de *Area Boards*. O CEGB era ainda responsável pelos sectores de produção e transporte de energia eléctrica [Pérez-Arriaga_1995].

Foi em 1989 que uma nova experiência de *reestruturação* se iniciou em Inglaterra & Gales com a publicação do documento *Electricity Act*, que propunha um processo de privatização e a criação de um mercado competitivo.

Em Abril de 1990 foram implementadas diversas acções previstas no referido documento, introduzindo competição no sector da produção, através da separação e privatização dos centros produtores do CEGB em três grandes empresas: *National Power*, *PowerGen* e a *Nuclear Electric*. O sector de distribuição de energia eléctrica foi privatizado e dividido em 12 empresas regionais designadas de *Regional Electricity Supply Companies* (REC's). Foi ainda criada uma entidade independente designada de *National Grid Company* (NGC) que integrava a rede de transporte de energia eléctrica, e foi implementado um mercado *spot* do tipo *Day Ahead Market*, com períodos de negociação de meia hora, em que se calculavam os Preços de Encontro do Mercado.

A NGC funcionou como *Pool* do SE de Inglaterra & Gales desempenhando as funções:

- De TSO, responsável pela gestão e exploração da rede de transporte de energia eléctrica de modo eficiente de forma a incentivar a competição no SE;
- De MO ou *Power Exchange*, porque geria o relacionamento comercial entre os produtores e os consumidores através de um mercado em *Pool Obrigatório* e *Assimétrico*;
- De entidade responsável pelo planeamento da expansão e pelos investimentos na rede de transporte.

Esta nova estrutura do SE de Inglaterra & Gales integrava uma estrutura em *Pool Obrigatório* e *Assimétrico*, não sendo permitida a realização de Contratos Bilaterais Físicos. Encontravam-se, no entanto, muito generalizados os Contratos às Diferenças já descritos no ponto ***2.2.3.5*** como forma de lidar com o risco e a volatilidade inerente aos preços do mercado *spot*, [Wolak_1997].

Os sectores de transporte e distribuição funcionavam como monopólios naturais que eram regulados através de uma estratégia de Regulação por Incentivos do tipo Limite nos Preços [Wolak_1997].

Inicialmente eram considerados consumidores elegíveis, todos os que apresentassem uma potência de ponta superior a 1 [MW]. Em 1994 esse valor passou para 100 [kW] e em 1998 todos os consumidores passaram a ser elegíveis [Wolak_1997].

Entretanto, no ano de 2000 deu-se uma nova reestruturação no SE de Inglaterra & Gales com a implementação do *New Electricity Trady Arranjment* (NETA). Pretendeu-se assim evitar diversas situações perversas detectadas no *Pool* e introduzir uma maior flexibilidade no relacionamento comercial entre os produtores e os consumidores através da criação de uma estrutura Mista que integrava um *Pool Não Obrigatório* e *Simétrico* e a possibilidade de estabelecer Contratos Bilaterais [Saraiva_2002/B]. A figura 2.6 detalha as relações comerciais nesta nova estrutura.

O mecanismo referido como *Power Exchange* fornece processos de comercialização de energia eléctrica como o mercado *spot*, e também através de contratos bilaterais. O sistema inclui a possibilidade de efectuar contratos financeiros, contratos estandardizados, contratos de futuros e contratos *Forward*. O mercado *spot*, corresponde a um mercado de ajustes de curto prazo das posições contratuais dos participantes do mercado até próximo da efectivação física desses contratos. Os contratos *Forward* ou a Prazo podem ter durações muito diversas desde vários anos até meia hora. A comercialização da energia eléctrica pode ser feita através de corretores ou comercializadores, que intervêm no mercado [Stephenson_2001].

Nesta nova estrutura as funções do ISO são asseguradas pela NGC que apresenta as seguintes funções principais [Stephenson_2001]:

- Gestão da rede de transporte de energia eléctrica;
- Fornecimento de serviços operacionais, destinados a manter a integridade física do SE;
- Em particular, gestão de um mecanismo para ultrapassar desequilíbrios em tempo real, *Balancing Mechanism*, e que visa garantir o equilíbrio, a segurança e a estabilidade do SE;
- Previsão da produção;
- Gestão dos congestionamentos;
- Garantia da qualidade no fornecimento de energia eléctrica entre a produção e os consumidores;
- Garantia da estabilidade e segurança da rede eléctrica através da contratação ou fornecimento de serviços auxiliares como potência reactiva, controlo de frequência e tensão e de reservas.

A tarefa de regulação é desempenhada pelo *Office for Gas and Electricity Market* (OFGEM).

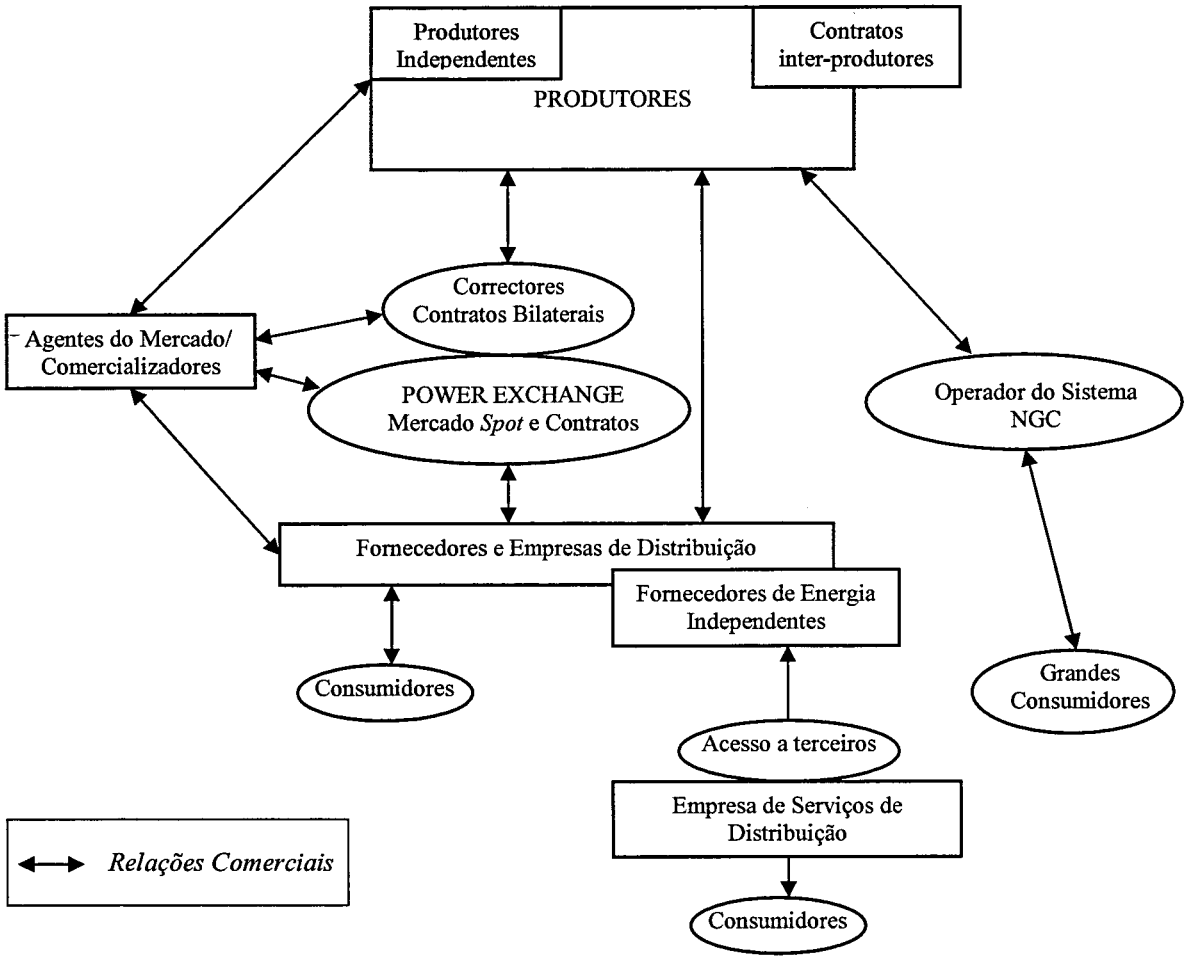


Figura 2.6 – Relações Comerciais no SE de Inglaterra & Gales de acordo com o NETA.

2.4.3 – Países Escandinavos

Após a publicação do documento *Norwegian Energy Act* em 1990, o movimento de reestruturação nos países Escandinavos iniciou-se em 1991 na Noruega, onde um *Pool* começou por gerir o mercado de electricidade Norueguês. Em 1993 uma subsidiária da *Statnett SF*, a *Statnett Marked AS* ficou responsável pelo mercado de electricidade Norueguês, designado de *Norwegian Power Market*. Nessa data, o mercado incluía duas entidades, a ELSPOT responsável pelo mercado *spot*, e a ELTERMIN responsável pelos mercados de Futuros e *Forward*. Em 1995, a Suécia juntou-se a esse movimento de reestruturação e começaram as negociações para a construção de um dos primeiros mercados eléctricos transnacionais entre Noruega e Suécia. Esse mercado comum começou a funcionar em 1996. Com a formação do mercado eléctrico Nórdico, o *Pool* comum passou a ser designado por *Nord Pool ASA*, onde os respectivos TSO's, *Statnett SF* na Noruega e *Svenska Kraftnätet* na Suécia, detinham cada 50 [%]. No ano de 1999, com a junção da Finlândia e Dinamarca, a *Nord Pool ASA* passou a ter dois mercados *spot* que funcionam de forma coordenada, o

mercado *spot* principal ELSPOT e um mercado *spot* designado de *Elbas Market* para a Finlândia e Suécia. Neste mesmo ano e no âmbito do mercado financeiro do *Nord Pool ASA*, foi criado um mercado de Opções designado de *Eloptions* que transacciona opções do tipo "opções europeias". Desta forma, ficou completa a reestruturação do SE Escandinavo, onde os consumidores são livres de escolher o seu fornecedor de energia eléctrica, [Wolak_1997] e [Stephenson_2001]. Em 2002, constituiu-se a empresa *Nord Pool Spot SA* em substituição do ELSPOT, como uma empresa independente participada pela *Nord Pool ASA* e pelos *Pool*'s de todos os países Escandinavos [Makkonen_1999] e Nord Pool Spot SA Annual Report 2002.

Actualmente o mercado eléctrico Escandinavo é visto como um modelo para o que virá a ser o Mercado Interno de Electricidade da União Europeia ou outros mercados transnacionais em todo o mundo. No entanto, é de referir que existiram particularidades dos países Escandinavos que muito contribuíram para a criação e desenvolvimento deste mercado, e que muito dificilmente se encontram noutros países. Entre elas devem referir-se a cultura política e a tradição de colaboração. Estas particularidades ajudaram a ultrapassar os problemas colocados pelas complexas interligações das redes eléctricas entre os países Escandinavos, e a realizar uma boa gestão das fontes de energia eléctrica desses países, particularmente os grandes recursos hidroeléctricos da Noruega e Suécia [Stephenson_2001].

O relacionamento físico e comercial do SE Escandinavo é detalhado na figura 2.7.

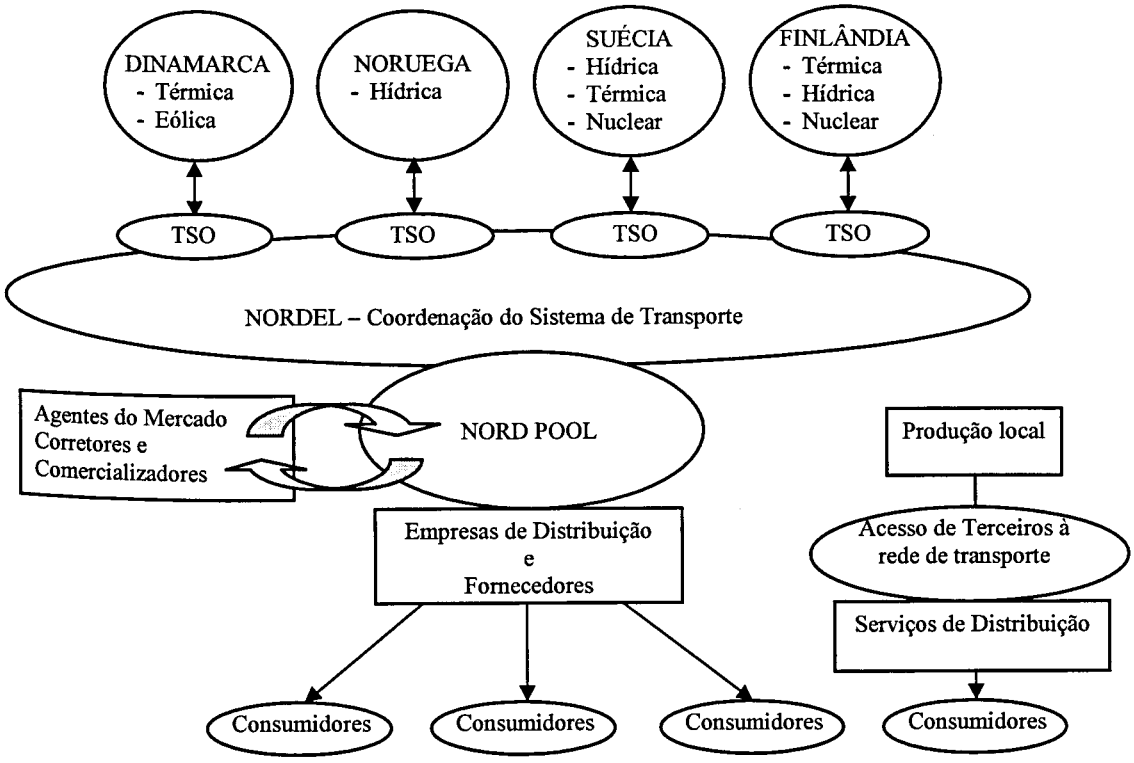


Figura 2.7 – SE Escandinavo – Relacionamento geral entre os diversos agentes.

No SE Escandinavo a actividade de produção funciona num mercado competitivo, onde se verifica um aproveitamento das fontes de energia próprias e, muito particularmente dos recursos hídricos da Noruega e Suécia. Os trânsitos de energia eléctrica são fortemente influenciados por esses recursos hídricos, verificando-se trânsitos de energia eléctrica muito diferenciados ao longo do ano. No Verão e em anos de grande pluviosidade existe uma grande fluxo de energia eléctrica da Noruega para os restantes países Escandinavos, porque a Noruega apresenta excesso de recursos hídricos, enquanto os restantes países dependem em larga medida de centrais térmicas ou nucleares. No Inverno e em anos de fraca pluviosidade ocorre o inverso. A Finlândia importa principalmente energia eléctrica da Suécia e só sazonalmente importa ou exporta energia de e para a Noruega [Stephenson_2001].

A periodicidade de utilização dos recursos hídricos apresenta uma influência muito importante nos preços do mercado. Também, a decisão política assumida pelo governo Sueco em encerrar uma central nuclear pode vir a influenciar a evolução do mercado eléctrico Escandinavo tal como é assinalado em [Stephenson_2001].

O sector de transporte no SE Escandinavo é regulado. Cada país manteve o respectivo TSO (*Eltra* no Oeste da Dinamarca, *Elkraft System* no Este da Dinamarca, *Fingrid* na Finlândia, *Statnett* na Noruega e *Svenska Kraftnät* na Suécia) que é responsável pela respectiva rede de transporte de energia eléctrica. Existe uma entidade designada de NORDEL que coordena todo o sector de transporte e que é constituído pelos quatro TSO's e pelas interligações entre os países. Esta entidade tem as funções de assegurar a cooperação entre os quatro TSO's, a nível do planeamento e operação do sector de transporte e de tarifas a pagar pelos trânsitos de energia nas interligações. Por sua vez, os TSO's são responsáveis pela fiabilidade e qualidade de serviço da rede de transporte e pela garantia do equilíbrio de potências em tempo real entre a produção e o consumo.

O *Pool* do SE Escandinavo é *Simétrico* e *Não Obrigatório*, pelo que grande parte da energia eléctrica transaccionada no mercado eléctrico Escandinavo envolve a realização de Contratos Bilaterais entre os produtores e os consumidores.

O mercado *spot* é do tipo "*Day Ahead Market*" com períodos de contratação de uma hora, através de um leilão com preço e capacidade de potência fixos simultaneamente. Os participantes no mercado podem comunicar as suas ofertas por telefone ou electronicamente. A validação técnica dos despachos realizados no mercado *spot* é feita em cada país, por intermédio dos respectivos TSO's. Se ocorrerem congestionamentos em alguma área são calculados preços diferenciados para cada área de modo a penalizar os consumos nas zonas em que há défice de produção, e a penalizar a produção nas áreas em que ela é excessiva.

Existem também dois mercados financeiros. Um deles é o mercado de Futuros designado de *Eltermin*, onde são negociados contratos *Forward* e contratos de Futuros. O outro consiste num mercado de Opções designado de *Eloptions*, onde são negociados contratos de Opções. Nestes mercados são negociados contratos que apresentam um preço menos volátil que no mercado diário permitindo a minimização do risco.

Para colmatar as diferenças entre o consumo diário de electricidade previsto e o consumo que na realidade se verifica existem mercados de Ajustes para contratar os incrementos de electricidade necessários para alimentar consumos inesperados e, assim, manter a integridade do SE. Esta contratação é realizada em mercados designados de *Regulation Power Market* (RPM) na Noruega e *Balancing Market* na Suécia. Na Finlândia e na Dinamarca estes procedimentos são realizados pela *Fingrid* e *Eltra*, respectivamente.

Até ao ano de 1997 a estratégia de regulação aplicada no SE Escandinavo para a tarifação dos sectores de transporte e distribuição foi do tipo COS/ROR. A partir desse ano começou a ser aplicada uma estratégia de regulação por Incentivos, através da fixação de Limites nos Preços.

Prevê-se no futuro a abertura de relações comerciais do mercado de electricidade Escandinavo com os mercados eléctricos dos países vizinhos: Alemanha, Rússia, França e Islândia. Assinala-se que em 2002 já existiram relacionamentos com a Alemanha e França.

2.4.4 – Estado da Califórnia (EUA)

No ano de 1978, com a publicação do documento *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA), deu-se início à alteração do SE dos EUA, permitindo a competição no sector de produção de energia eléctrica com a integração de novas empresas de produção designadas de *Qualifying Facilities* (QF) coexistindo com as empresas tradicionais. Desta forma, a percentagem da potência instalada exterior às empresas tradicionais passou de 16 [%] em 1985 para 64 [%] em 1992, aumentando a competitividade no sector de produção de energia eléctrica.

Em 1992 com a publicação do *Energy Policy Act* (EPA) iniciou-se verdadeiramente a *reestruturação* do SE dos EUA, com a aplicação de mecanismos de mercado que permitissem a competição. Nos EUA cada Estado apresenta o respectivo SE e regulamentação interna. Por esta razão, o movimento de reestruturação progrediu mais rapidamente em alguns Estados do que noutros. Neste ponto caracteriza-se de forma geral a evolução do SE no Estado da Califórnia, pelo aspecto pioneiro que assumiu e pelo impacto que os seus problemas tiveram.

Nos EUA ocorreu uma larga discussão sobre o melhor tipo de estrutura a adoptar resultando numa polarização de opiniões, entre os defensores da estrutura em *Pool* e os defensores da estrutura baseada em Contratos Bilaterais. Como resultado, a estrutura dos SE na maior parte dos Estados dos EUA tem carácter Misto, coexistindo um *Pool Não Obrigatório* com a possibilidade de realizar Contratos Bilaterais, tanto do tipo físico como do tipo financeiro, [Saraiva_2002/B].

No SE do Estado da Califórnia desenvolveu-se essa estrutura Mista, que se encontra detalhada na figura 2.8, em que a proliferação de um grande número de agentes, tais como *California Independent System Operator* (Ca-ISO), entidades prestadoras dos serviços de transporte de energia eléctrica, entidades prestadoras de serviços auxiliares, etc., originou um sistema bastante desagregado.

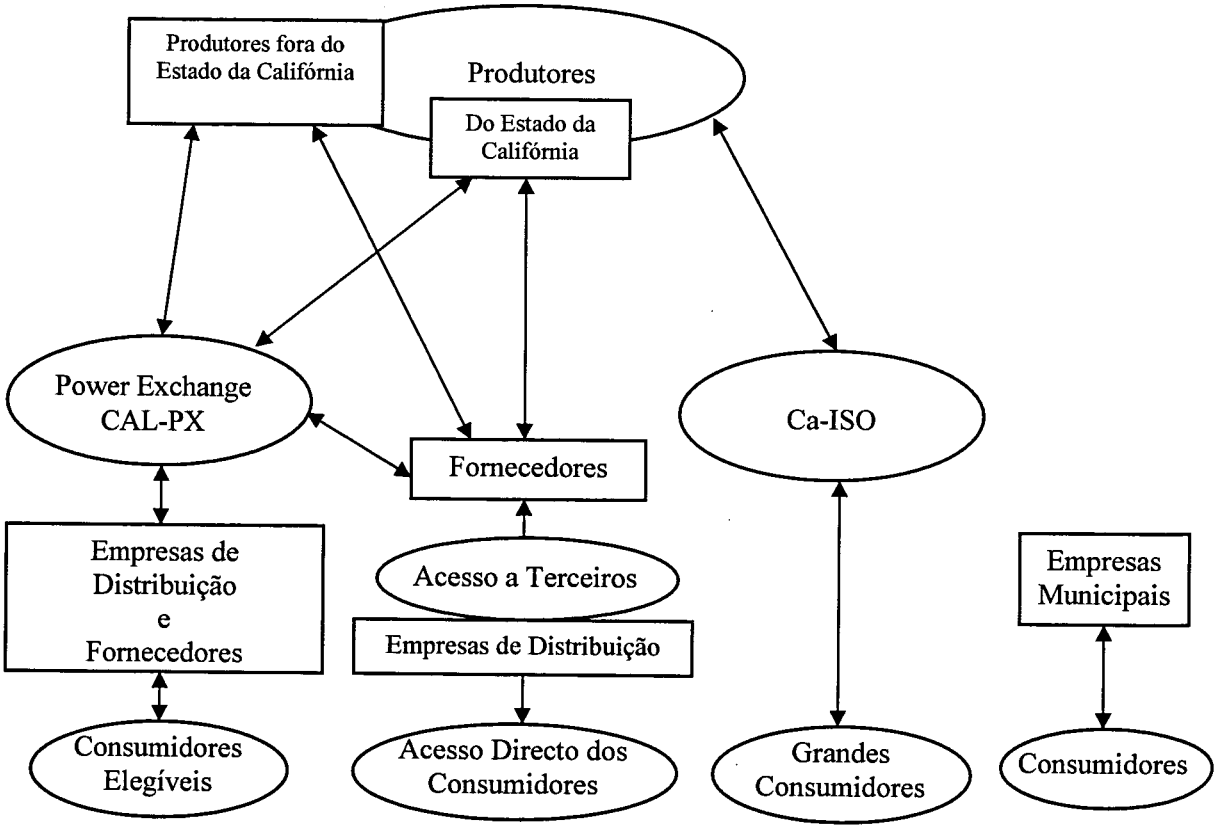


Figura 2.8 – Estrutura e relacionamentos comerciais no SE do Estado da Califórnia (EUA).

Foi a partir do ano 2000 que algumas deficiências do funcionamento dos SE de alguns Estados dos EUA se tornaram mais evidentes, tal como aconteceu no ano 2000 no Estado da Califórnia e mais recentemente (Julho de 2003) no Estado de Nova Iorque.

No ano 2000, no Estado da Califórnia verificaram-se vários cortes de energia acompanhados de grandes aumentos nos preços no mercado em *Pool*, tendo-se concluído que estas ocorrências se deveram à falta de investimentos no sector da produção e transporte de

energia eléctrica. Por esta razão, a margem de segurança entre a potência instalada e a carga tinha diminuído para níveis perigosos. A par deste facto, o aumento dos preços do petróleo e do gás natural, e a ocorrência dum período de seca na costa Oeste dos EUA, tornaram a situação mais crítica. Como consequência, os preços de venda de energia eléctrica na produção subiram, enquanto que os preços de venda de energia eléctrica das empresas distribuidoras aos consumidores finais se mantinham estabilizados, devido à regulamentação em vigor. A impossibilidade de empresas distribuidoras reflectirem os custos de aquisição de energia eléctrica de forma rápida nos seus preços de venda, originaram grandes dificuldades financeiras nestas empresas.

Mais recentemente, um incidente ocorrido no Estado de Nova Iorque em 2003 causou o colapso do SE durante 18 horas. Segundo diversas análises esta situação também se deveu a deficiências na rede de transporte de energia eléctrica por falta de investimentos adequados nos últimos anos.

Estas duas situações ocorridas nos SE dos EUA evidenciaram alguns problemas decorrentes da reestruturação dos SE, que deveria ser realizada duma forma mais cuidadosa. Em particular, sobressai com alguma frequência a escassez de investimento nos diferentes sectores do SE (produção, transporte e distribuição). Por esta razão, num SE liberalizado torna-se crucial incentivar o investimento, criando sistemas tarifários que garantam que as tarifas reflictam, duma forma clara, quer os custos de exploração quer os de investimento, e assegurem a remuneração total das actividades dos diversos sectores. O desenvolvimento dum sistema tarifário nestas condições, em particular para o sector de transporte de energia eléctrica constitui um dos principais objectivos desta Tese.

2.4.5 – Austrália

A Austrália é formada por um conjunto de Estados, cada um com o seu SE, que se desenvolveram independentemente uns dos outros. No entanto, o desejo de criação de um mercado de electricidade único na Austrália começou a prevalecer, sendo para isso necessário construir uma rede de transporte de energia eléctrica a nível nacional, que implicaria a construção de novas interligações entre estados e reforçar as já existentes.

Em 1997 iniciou-se a implementação do *National Electricity Market* (NEM), que foi criado após um acordo entre os Estados de *New South Wales*, *Victoria*, *Queensland*, *South Australia* e o *Australian Capital Territory*. A criação do NEM tinha como objectivos a implementação de um modelo desagregado (desagregação mercantilista) no SE Australiano,

com uma estrutura em *Pool*, em ambiente competitivo e com a participação de todos os agentes, a eliminação a médio prazo das áreas concessionadas na distribuição de energia eléctrica, e a criação de uma entidade reguladora independente para organizar o processo regulatório e supervisionar o funcionamento do SE.

Para que o NEM pudesse funcionar foi necessário constituir novas entidades:

- *National Electricity Code Authority* (NECA): tem as funções de supervisionar o funcionamento do mercado, e interpretar e alterar as condições de funcionamento do NEM;
- *Australian Competition and Consumer Comission* (ACCC): é a entidade reguladora do SE, que tem a função de regular o funcionamento das entidades responsáveis pela rede de transporte de energia eléctrica e supervisionar os mecanismos de regulação do mercado com o apoio de comités dos participantes;
- *National Electricity Market Management Company* (NEMMCO): é o MO do SE, e tem as funções de gerir o mercado de tipo *Pool*, promover o desenvolvimento do SE, aumentar a eficiência do mercado, coordenar o planeamento e expansão do SE, e garantir a segurança e continuidade do fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores.

Devido ao diferente desenvolvimento dos SE nos Estados da Austrália e às dificuldades de interligação da rede de transporte, optou-se pela criação do mercado de electricidade de uma forma faseada. Por isso, o mercado de electricidade começou a funcionar em 1997 somente nos Estados *New South Wales* e *Victoria*, uma vez que estes Estados tinham já iniciado a sua reestruturação. O Estado de *Queensland* tinha já dado passos no sentido da reestruturação, prevendo-se a sua entrada no mercado de electricidade Australiano nos próximos anos.

O Estado de *New South Wales* iniciou o seu movimento de reestruturação a 1 de Março de 1996, apresentando uma estrutura tipo *Pool*, em que a TRANSGRID era a empresa responsável pela gestão do mercado *spot* e pela rede de transporte de energia eléctrica. No ano de 1997 a gestão do mercado passou para a NEMMCO, e a TRANSGRID passou somente a explorar a rede de transporte.

O Estado de *Victoria* aderiu ao movimento de reestruturação em 1992, também com uma estrutura do tipo *Pool*, onde a *Victoria Power Exchange* (VPX) era a empresa responsável pela gestão do mercado *spot* e pela exploração da rede de transporte. A 13 de Dezembro de 1998 a gestão do mercado da VPX passou a ser assegurada pela NEMMCO.

Entretanto, foi proposta uma nova versão para o NEM, que se designou de *National Electricity Market Code* (NEMC), e que comtemplava as seguintes alterações:

- Criação de uma estrutura em *Pool Obrigatório*, com um mercado *spot* onde se efectuariam períodos de negociação de meia hora;
- A NEMMCO teria a função de gerir o mercado *spot*, contratar os serviços auxiliares, realizar estudos de previsão das cargas e efectuar o planeamento e expansão do SE;
- O modelo a utilizar pelo NEMMCO para garantir a segurança do SE e verificar a viabilidade da ordem de mérito na efectivação dos contratos do *Pool* tem de considerar as perdas na rede de transporte e as restrições de limites dos trânsitos de potência nas linhas de interligações;
- Criação de um mercado *Forward* onde se podem efectuar contratos do tipo financeiro de modo a gerir o risco associado ao mercado *spot*.

O mercado *spot* Australiano é um mercado do tipo *Day Ahead Market*, com períodos de negociação de meia hora. O preço *spot* em cada período de negociação, estando definidas todas as transacções nesse período, corresponde ao preço num nó de referência do SE. O mercado *spot* também disponibiliza o custo marginal das perdas nos nós da rede de transporte, sob a forma de Factores de Perdas, do inglês "*Loss Factors*", que relacionam o preço *spot* num dado nó com o preço no nó de referência. Os valores dos Factores de Perdas irão alterar os preços *spot* nos nós da rede de transporte, obtendo-se preços diferentes de nó para nó. Desta forma, os preços *spot* podem funcionar como sinais económicos para os agentes participantes, ajudando-os a tomar decisões em relação à exploração e à expansão do sistema.

Quanto à utilização da rede de transporte de energia eléctrica, a regulamentação refere que deverá ser permitido o livre acesso não discriminatório a todos os participantes no SE. Os diversos agentes deverão pagar uma tarifa de ligação e outra de utilização, às entidades proprietárias e prestadoras dos serviços de rede.

2.4.6 – Espanha

Até ao ano de 1995 o SE Espanhol apresentava uma estrutura verticalmente integrada com carácter monopolista e que incluía empresas privadas concessionárias de diversas actividades. Nesse ano foi publicada nova legislação que provocou algumas alterações na estrutura do SE Espanhol através da criação de uma entidade reguladora, *Comission Nacional de Energia* (CNE), e a separação do SE em dois sistemas: sistema integrado e sistema

independente. No entanto, esta nova estrutura foi bastante contestada, de tal modo que em Novembro de 1997 foi aprovada uma nova lei. Esta lei, designada de *Ley del Sector Electrico*, introduziu profundas alterações na estrutura do SE, dando início à criação de um verdadeiro mercado de electricidade, que arrancou no dia 1 de Janeiro de 1998. A *Ley del Sector Electrico* aboliu a estrutura verticalmente integrada ainda existente, criando um SE, onde o sector da produção de energia eléctrica é competitivo e os sectores de transporte e distribuição de energia eléctrica são monopólios naturais regulados. Viabilizou a constituição de novos agentes na nova estrutura do SE, como o TSO, função atribuída à *Red Eléctrica de Espana* (REE), o MO, função atribuída à *Companhia Operadora do Mercado Eléctrico Espanhol* (OMEL), produtores, distribuidores e a já existente entidade reguladora, CNE. Esta nova legislação tem como principal objectivo garantir o abastecimento de energia eléctrica a todos os consumidores com qualidade e ao menor custo, sem esquecer os impactos ambientais.

Os produtores podem actuar em regime ordinário e em regime especial. Os produtores em regime ordinário estão devidamente autorizados a efectuar ofertas de venda de energia eléctrica no mercado ou a estabelecer contratos bilaterais e têm uma potência superior a 50 [MW]. Os produtores em regime especial são aqueles que estão devidamente autorizados para produzir energia eléctrica por cogeração, utilizar fontes de energia renováveis com potência instalada inferior a 50 [MW] ou utilizar resíduos agrícolas para produção de energia eléctrica com potência instalada inferior a 25 [MW]. A sua actividade e remuneração são reguladas por legislação específica.

De acordo com a lei de 1997, o mercado de electricidade Espanhol passou a integrar um mercado *spot*, do tipo *Day Ahead Market*, designado de Mercado Diário, com períodos de negociação de uma hora, para os quais se determinam o preço e quantidade de energia transaccionada. Uma vez realizados os encontros de ofertas para cada hora do dia, o MO, recebe a informação técnica respeitante aos contratos bilaterais, e envia toda a informação para o TSO. Este irá verificar se existem congestionamentos na rede de transporte. Se não existirem congestionamentos o resultado do encontro de ofertas e dos contratos bilaterais corresponde ao despacho final. Se existirem congestionamentos, o TSO e o MO seleccionam outras ofertas de venda/compra de acordo com a respectiva ordem de mérito, efectuando vários estudos de trânsitos de potência até solucionar os congestionamentos. Esta sequência de acções dá finalmente origem ao Despacho Diário Tecnicamente Viável. Em seguida, o TSO determina os níveis de serviços auxiliares necessários, procedendo à sua contratação. Os valores de potências activas, reactivas, reservas, etc., são então implementados no dia seguinte. No sentido de melhor ajustar os níveis de produção e de carga às condições reais de

exploração que se irão verificar, o TSO activa seis sessões do Mercado Intradiário respectivamente às 20 horas do dia anterior, às 0 horas, às 4 horas, às 8 horas, às 12 horas e às 16 horas do próprio dia. Nestas sessões, e com antecedência de 4 horas, são contratados ajustes de produção ou consumo. Finalmente, o TSO é responsável pela exploração do sistema em tempo real.

A nível de consumo, a legislação Espanhola impôs um ritmo muito intenso de diminuição do limiar de elegibilidade que estava fixado em 15 [GWh] por ano em 1998, e foi sucessivamente diminuído para 9 [GWh] em 2000, 5 [GWh] em 2001, tendo sido finalmente alargado a todos os consumidores no início de 2003. Esta liberalização total foi finalmente acompanhada pela criação da figura do comercializador.

Assinala-se, por fim, que em Dezembro de 2000 e Janeiro de 2001 ocorreram picos de preços no Mercado Diário, com valores na ordem dos 11 [c€/kWh], quando normalmente variavam entre 4 a 7 [c€/kWh]. Admitindo-se que os custos de produção têm um peso de cerca 45 a 50 [%] no preço da energia eléctrica fornecida aos clientes finais, pode-se ter uma ideia mais próxima deste problema. A causa deste problema estava mais uma vez associada à falta de investimentos nos sectores de produção e transporte evidenciando, de novo, a dificuldade em compatibilizar em ambiente de mercado as condições de exploração a curto prazo com a implementação de investimentos na expansão e reforço dos sistemas, associados necessariamente a prazos mais alongados.

2.4.7 – União Europeia

Em 1996 a União Europeia publicou a Directiva 96/92/CE para a criação de um Mercado Interno de Electricidade. Esta Directiva apresentava uma orientação geral tendente a criar uma nova organização do SE, tendo em conta o movimento de reestruturação que já se tinha iniciado em alguns países (EUA e países Nórdicos) inclusive alguns países da União Europeia (Reino Unido).

Devido à existência de países na União Europeia que já tinham iniciado o movimento de reestruturação do SE, enquanto que outros se mostravam mais reticentes, a Directiva 96/92/CE previa a existência de estruturas em *Pool Obrigatório*, ou estruturas baseadas em Contratos Bilaterais.

No seu artigo 13º, a Directiva realça a necessidade de especificação e transparência da contabilidade, referindo que uma autoridade competente deverá ter direito de acesso à contabilidade das empresas de produção, transporte e distribuição, mesmo que estas

pertençam a uma empresa verticalmente integrada. Tal procedimento visava evitar discriminações, subsídios cruzados e distorções de concorrência.

O capítulo VII aborda a Organização do Acesso à Rede, que será realizada obedecendo a critérios objectivos, transparentes e não discriminatórios, sendo fundamental para a implementação de condições de competitividade. Previam-se então duas formas de acesso à rede, consubstanciadas no sistema de acesso negociado (artigo 17º) e no sistema baseado num comprador único (artigo 18º).

Sobre o sistema de acesso negociado à rede, o nº 1 do artigo 17º referia que "os Estados membros tomarão as medidas necessárias para que os produtores e, caso os Estados membros autorizem a sua existência, as empresas fornecedoras de electricidade e os clientes elegíveis, dentro e fora do território abrangido pela rede, possam negociar entre si um acesso à rede que lhes permita celebrar contratos de fornecimento na base de acordo comerciais voluntários". Para garantir a transparência e facilitar as negociações de acesso à rede, os operadores das redes deverão publicar os preços indicativos para a utilização das redes de transporte.

No sistema de acesso baseado num comprador único previa-se que os países da União Europeia designassem uma pessoa colectiva como comprador único num determinado território coberto por um operador da rede. Neste sistema deveria ser definida uma tarifa não discriminatória para a utilização da rede de transporte. Os clientes elegíveis poderiam realizar contratos de fornecimento com produtores ou com empresas fornecedoras fora do território abrangido pela rede.

A Directiva em análise previa ainda valores mínimos de elegibilidade que deveriam ser implementados pelos diversos países. Para tanto, pretendia-se que a nível europeu se encontrasse liberalizado o consumo equivalente a consumidores com consumos superiores a 40 [GWh] a partir de Fevereiro de 1999, 20 [GWh] passados 3 anos e 9 [GWh] ao fim de 6 anos. O valor inicial conduzia ao valor mínimo de cerca de 25 [%] do consumo que deveria ser, em seguida, transposto para cada estado membro.

Passados vários anos após a implementação da Directiva, verifica-se que os resultados são muito diversos. Vários países liberalizaram de forma completa as condições de acesso às redes enquanto que outros implementaram apenas os valores mínimos previstos.

Entretanto em 2003 foi aprovada uma nova Directiva pela União Europeia, a Directiva 2003/54/CE, que revoga a Directiva 96/92/CE. Esta nova Directiva tem em conta a experiência adquirida com a implementação da Directiva 96/92/CE na construção do Mercado Interno de Electricidade em termos de eficiência, reduções dos preços, padrões de serviço

mais elevados e maior competitividade. No entanto, subsistem algumas deficiências, como é o caso da falta de investimento na produção e na rede de transporte, assim como há possibilidade de melhorar o funcionamento do mercado. Estes aspectos podem ser ultrapassados através de medidas concretas em relação aos seguintes pontos:

- Assegurar condições de concorrência equitativa a nível da produção;
- Reduzir os riscos de ocorrência de posições dominantes no mercado e de comportamentos predatórios;
- Garantir tarifas de transporte e distribuição não discriminatórias através do acesso à rede com base em tarifas publicadas;
- Garantir a protecção dos direitos dos pequenos clientes e dos clientes vulneráveis;
- Divulgar a informação sobre as fontes de produção de energia eléctrica e o respectivo impacto ambiental.

A seguir mencionam-se alguns artigos de maior importância da Directiva 2003/54/CE relacionados com o trabalho a desenvolver nesta Tese.

No ponto 1 do artigo 3º refere-se que as empresas de electricidade devem ser exploradas de forma a realizarem um mercado de electricidade competitivo, seguro e ambientalmente sustentável, sem discriminações no que respeita a direitos e obrigações. No ponto 2 deste artigo refere-se que os governos podem impor às empresas de electricidade a realização de funções de serviço público relacionadas com a segurança no fornecimento, regularidade, qualidade e preço e protecção do ambiente. Para isso os governos podem instaurar um sistema de planeamento a longo prazo.

No artigo 4º mencionam-se os parâmetros que os governos ou as entidades reguladoras devem monitorizar de modo a garantir a segurança do fornecimento de energia eléctrica. Esses parâmetros são os seguintes:

- Equilíbrio entre a oferta e a procura do mercado nacional;
- Nível de procura previsto;
- Capacidade suplementar prevista ou em construção;
- Qualidade e nível de manutenção das redes;
- Medidas para fazer face aos picos de procura e às falhas de um ou mais fornecedores.

De 2 em 2 anos deve ser publicado um relatório com um resumo das conclusões da monitorização efectuada e onde se devem mencionar as medidas que estão a ser adoptadas ou que se prevê adoptar.

Os artigos 6º e 7º dizem respeito ao sector da produção de energia eléctrica. No artigo 6º mencionam-se os procedimentos a cumprir para ser autorizada a construção de novas capacidades de produção, de acordo com critérios objectivos, transparentes e não

discriminatórios. No ponto 2 deste artigo mencionam-se esses critérios, que são os seguintes: a fiabilidade e segurança da rede eléctrica, protecção do ambiente, a eficiência energética, a natureza das fontes primárias, a protecção da saúde pública e da segurança, a ocupação do solo e a localização, a utilização do domínio público e a capacidade técnica, financeira e económica do requerente. O artigo 7º apresenta diversas condições inerentes às aberturas de concursos para a construção de novas capacidades de produção.

O disposto nos artigos 8º ao 12º são referentes à exploração da rede de transporte. No artigo 8º obriga-se cada país da União Europeia a solicitar às empresas proprietárias das redes de transporte a designação do ou dos operadores das redes de transporte para um determinado período de tempo. O artigo 9º apresenta as diversas funções atribuídas ao operador da rede de transporte, entre as quais se destacam as seguintes:

- Assegurar a capacidade da rede a longo prazo para atender a pedidos razoáveis de transporte de electricidade;
- Contribuir para a segurança do fornecimento através de uma capacidade de transporte adequada e da fiabilidade do sistema;
- Gerir o trânsito de energia na rede, tendo em conta as trocas com outras redes interligadas;
- Assegurar a disponibilização dos serviços auxiliares indispensáveis, desde que seja independente de qualquer outra rede de transporte com a qual esteja interligada;
- Fornecer informações suficientes ao operador de qualquer outra rede com a qual a sua rede esteja interligada, de modo a garantir um funcionamento seguro e eficiente, um desenvolvimento coordenado e a interoperabilidade da rede interligada;
- Velar para que não haja discriminação, designadamente entre os utilizadores da rede, em especial em benefício de empresas suas participadas ou coligadas;
- Facultar aos utilizadores da rede as informações de que necessitem para um acesso eficaz à rede.

O artigo 10º refere que o operador da rede de transporte, mesmo quando fizer parte duma empresa verticalmente integrada, deve ser independente das outras actividades, pelo menos no plano jurídico, da organização e da tomada de decisões. Tal independência não obriga a uma separação da propriedade dos activos da rede de transporte da empresa verticalmente integrada. Para assegurar essa independência têm de se cumprir os seguintes critérios mínimos: as entidades responsáveis pela gestão do operador da rede de transporte não podem exercer qualquer cargo nas estruturas relativas às outras actividades e devem ser tomadas medidas para que os interesses profissionais das pessoas dessas entidades garantam a sua capacidade de actuação de forma independente. Essa independência é extensiva a decisões

específicas relativas à construção ou melhoramento das linhas de transporte, desde que não excedam os termos do plano financeiro anual aprovado pela empresa proprietária.

Finalmente, o artigo 20° refere que deve ser aplicado um sistema de acesso de terceiros às redes de transporte e distribuição baseado em tarifas reguladas que serão aplicáveis a todos os clientes elegíveis.

2.4.8 – Sector Eléctrico Português

2.4.8.1 – Descrição

Como consequência da Revolução de Abril de 1974 em Portugal, no ano de 1975 o SE Português foi nacionalizado, constituindo-se uma única empresa designada de Electricidade de Portugal (EDP). A EDP correspondia a uma estrutura verticalmente integrada de carácter monopolista.

Em 1988 verificou-se a primeira alteração nesta estrutura organizativa com a publicação do Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de Maio que criou o que foi designado de Produção em Regime Especial (PRE). Pretendia-se, assim, incentivar o investimento em novas fontes de energia (mini-hídricas até 10 [MVA], parques eólicos, cogeração, biomassa, etc.) por entidades particulares, através dos seguintes benefícios: um sistema tarifário atractivo e a obrigação da empresa pública comprar a energia por elas produzida. A aplicação desta lei teve bastante sucesso, pois actualmente a potência instalada em termos de PRE corresponde a 14 [%] da potência instalada total do SE Português [Peças Lopes_2002].

Com a legislação aprovada em 1995 (Decretos-Lei nº 182/95 a 187/95 de 27 de Julho) a estrutura do SE Português sofreu profundas alterações na sua organização com o objectivo de aumentar a sua eficiência, proceder à privatização de diversas áreas de actividade, introduzir mecanismos competitivos bem como os princípios da regulação independente. De acordo com esta legislação, o SE Português ficou organizado como se mostra no organigrama apresentado na figura 2.9. O Sistema Eléctrico Nacional (SEN) integra dois subsistemas: Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) e Sistema Eléctrico Independente (SEI).

O SEP é explorado e planeado em termos de serviço público e encontra-se orientado para a satisfação universal de todos os clientes com regularidade e continuidade e em condições de uniformidade tarifária. O SEP integra os Produtores Vinculados, a Entidade Concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), os Distribuidores Vinculados e os Clientes Vinculados. Os Produtores Vinculados (PV) e os Distribuidores Vinculados (DV) englobam, respectivamente, as empresas de produção de energia eléctrica e as empresas de distribuição de energia eléctrica que estão relacionadas com a Entidade Concessionária da

RNT através de contratos de vinculação a longo prazo. Desta forma os PV estão obrigados a vender toda a energia à Entidade Concessionária da RNT e os DV estão obrigados a comprar grande parte da energia à Entidade Concessionária da RNT (somente uma percentagem de 8 [%] pode ser comprada a outros fornecedores). A Entidade Concessionária da RNT é responsável pela exploração da rede de transporte de energia eléctrica devendo realizar um planeamento a longo prazo, de forma a garantir a segurança e o abastecimento da energia eléctrica. O Transporte e Distribuição de energia eléctrica são actividades exercidas em termos de monopólios naturais sujeitos a regulação.

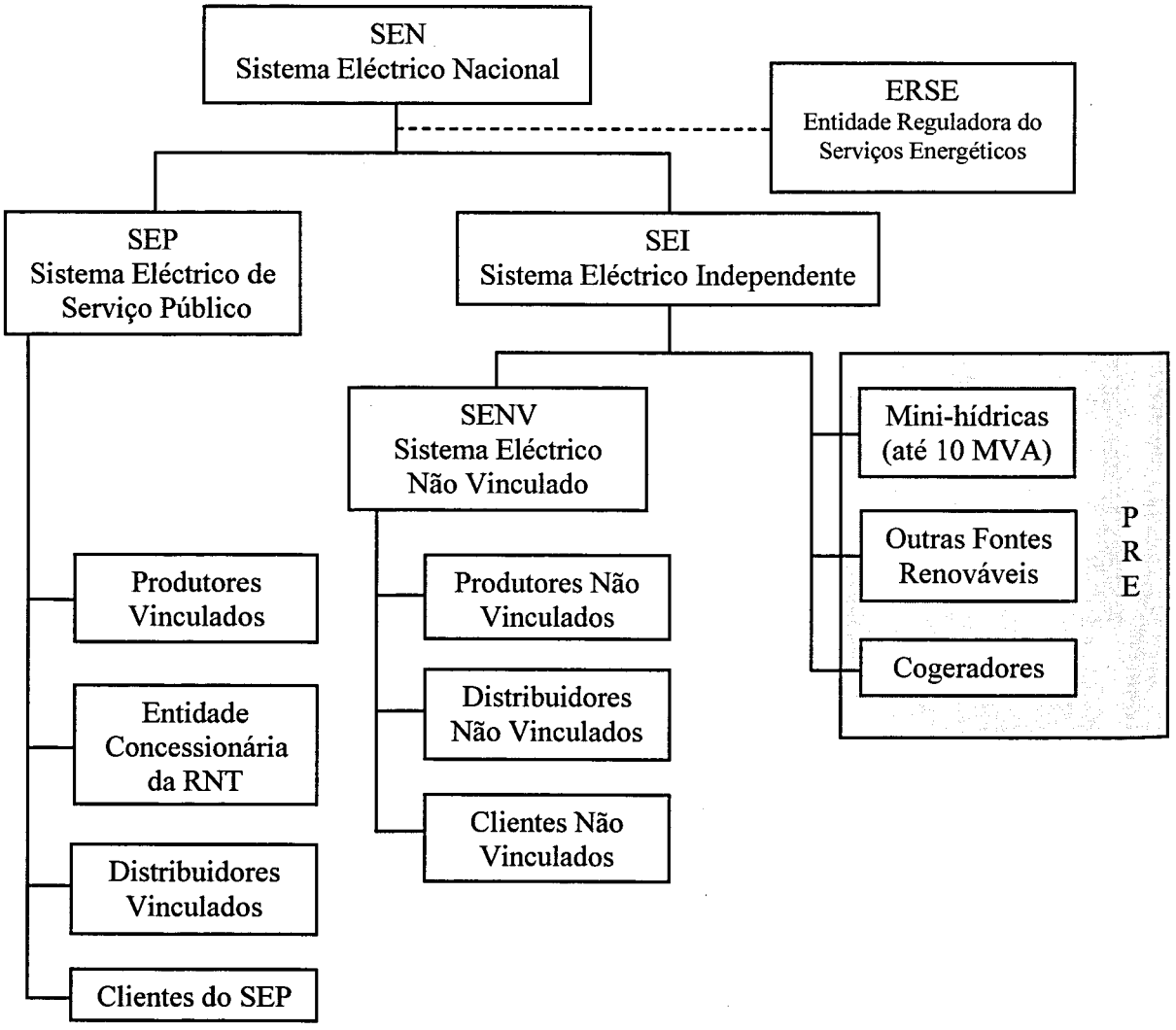


Figura 2.9 – Organização do Sistema Eléctrico Nacional de acordo com o Decreto-Lei 182/95 de 27 de Julho.

O SEI integra dois subsistemas: o Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) e a PRE. O SENV integra os Produtores Não Vinculados (PNV), os Distribuidores Não Vinculados (DNV) e os Clientes Não Vinculados (CNV). Estes mantêm entre si uma relação de mercado

através de Contratos Bilaterais, mas utilizam as redes de transporte e distribuição que são propriedade de entidades do SEP mediante o pagamento das correspondentes Tarifas de Uso das Redes. A PRE integra as centrais mini-hídricas com potência instalada até 10 [MVA], as fontes de produção renováveis (utilizando energia eólica, solar, fotovoltáica, etc.) e a cogeração.

De modo a tornar o SEN mais transparente, eficiente e com maior racionalidade económica e evitando a subsidiação cruzada, a legislação impôs uma separação contabilística entre as diversas actividades que estavam originalmente integradas na EDP S.A.. Para tanto, a EDP S.A. iniciou um processo de reorganização com a formação do Grupo EDP que era constituído por várias empresas, entre as quais se destacavam as seguintes.

- Empresas do SEP
    - CPPE – Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade S.A., que é responsável pelos grandes centros produtores hídricos e térmicos;
    - REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., responsável pela rede de transporte de 400/220/150 [kV];
    - Empresas de distribuição de energia eléctrica em AT, MT e BT:
        - EN - Electricidade do Norte S.A.;
        - CENEL - Electricidade do Centro S.A.;
        - LTE - Electricidade de Lisboa e Vale do Tejo, S.A.;
        - SLE - Electricidade do Sul S.A.;
- Empresas do SENV (constituíram-se as empresas de produção que se encontram ligadas à rede de distribuição):
    - HDN - Energia do Norte S.A.;
    - HIDROCENEL - Energia do Centro S.A.;
    - Hidrotejo - Hidroeléctrica do Tejo S.A..

No âmbito do SEP existem ainda diversas empresas privadas, tais como:

- Tejo Energia – Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.;
- TURBOGÁS – Produtora Energética, S.A.;
- Pequenos distribuidores de energia eléctrica, maioritariamente de BT.

A privatização do Grupo EDP S.A. iniciou-se no ano de 1996. Embora no início se tivesse pensado em privatizar cada uma das empresas que resultaram da reestruturação do Grupo EDP, as entidades governamentais optaram por privatizar por fases o Grupo EDP S.A., de tal modo que só no ano 2000 a maioria do capital social deixou de ser propriedade do

Estado. Apesar da maior parte do SE se encontrar privatizado, a liberalização é ainda incipiente, já que grande parte das actividades do SE são propriedade de um único grupo empresarial, o Grupo EDP S.A., existindo ainda uma estrutura do SE muito próxima do monopólio, se bem que diversas actividades sejam reguladas.

Em Junho de 2000, a empresa concessionária da RNT, REN, foi separada do Grupo EDP S.A., constituindo-se uma nova empresa de capitais maioritariamente públicos, com o nome de REN S.A.. Esta empresa detém a concessão da rede de transporte de energia eléctrica estabelecida a 400/220/150 [kV], funcionando como TSO e assegurando as seguintes funções:

- Exploração do sector de transporte de energia eléctrica. Assim, desempenha um papel fundamental no SE ao efectuar fisicamente a transferência de energia entre a produção e os distribuidores e consumidores finais;
- Aquisição de energia eléctrica ao sector de produção do SEP através de Contratos de Aquisição de Energia (CAE);
- Estabelecimento dos níveis requeridos dos serviços auxiliares, os quais são adquiridos às empresas de produção através de mecanismos incluídos nos CAE;
- Elaboração do planeamento da expansão do sector de transporte. O planeamento da expansão da rede de transporte é realizado para um período de seis anos, actualizado de dois em dois anos, e é submetido à entidade reguladora. Depois de aprovado, os investimentos são remunerados através do sistema tarifário. Enquanto os investimentos estão a decorrer são considerados custos regulados, passando a integrar os activos da empresa, após a sua entrada em serviço;
- Elaboração do planeamento da expansão do sector de produção a longo prazo de modo a organizar e fornecer informação sobre a necessidade de construção e ligação de novos centros produtores ao sistema público;
- Desenvolvimento de estudos de planeamento de operação a longo prazo de modo a optimizar a utilização dos recursos hídricos.

A legislação de 1995 também previa que as alterações organizativas do SE Português seriam acompanhadas pela implementação de um novo sistema de regulação e pela elaboração de novos regulamentos para as diferentes actividades do SE. A regulação do SE passou a ser assegurado por uma nova entidade independente designada de Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE). A ERSE ficou responsável pela elaboração dos seguintes regulamentos: Tarifário, das Relações Comerciais, do Despacho e do Acesso às Redes e às Interligações. Uma outra entidade, a Direcção Geral de Energia (DGE) ficou

responsável pela elaboração dos regulamentos de Qualidade de Serviço, da Rede de Transporte, e das Redes de Distribuição. Mais recentemente, a ERSE assumiu também a responsabilidade de regulação do sector do gás, passando a denominar-se de Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

A regulação do SE Português e a caracterização das funções da ERSE serão descritas no ponto *2.4.8.2* desta Dissertação. O Regulamento Tarifário será particularizado no ponto *3.5* – "Tarifas no Sector de Transporte de Energia Eléctrica em Portugal" numa alínea específica dedicada ao sistema tarifário Português, pois o cálculo e a caracterização das tarifas por uso das redes constituem um dos temas principais desta Tese.

Quanto à caracterização dos aspectos técnicos do SE Português estes podem ser mencionados para cada um dos sectores: produção, transporte, distribuição e consumo.

O sector de produção de energia eléctrica, detalhado em [REN_2004], apresenta no ano 2003 uma potência instalada total de 11459 [MW], dividida pelas seguintes fontes de energia:

- No SEP
  - Centrais hídricas – 4023 [MW]
  - Centrais térmicas a carvão – 1776 [MW]
  - Centrais térmicas a fuelóleo – 1852 [MW]
  - Centrais térmicas a fuelóleo / gás natural – 104 [MW]
  - Centrais térmicas a gás natural – 1382 [MW]

- No SEI
  - SENV – 224 [MW]
  - PRE – 2098 [MW] (Hídrica – 340 [MW], Eólica – 302 [MW] e Térmica – 1456 [MW])

Verifica-se que 35 [%] da potência instalada do SE Português está associada a recursos hídricos, pelo que as condições de exploração dependem fortemente da pluviosidade anual e da sua maior ou menor regularidade.

O sector de produção é também bastante dependente de combustíveis fósseis (carvão, fuelóleo e gás natural), que correspondem a 45 [%] da potência instalada total. Como estes recursos fósseis são totalmente importados, o SE Português encontra-se sujeito às perturbações sociais, políticas e económicas internacionais, o que se verificou com as crises ou acontecimentos particulares vividos nos anos de 1973, de 1991 e de 2001.

Um dado muito importante corresponde aos 20 [%] de potência instalada no âmbito do SENV e PRE. Este facto mostra o alto valor que tem vindo a tomar a utilização de novas

fontes de energia (eólica, solar e biomassa), assim como o melhor aproveitamento dos recursos energéticos endógenos (mini-hídricas e cogeração). Este aproveitamento vai ao encontro das iniciativas propostas pela União Europeia para uma maior diversificação, exploração e aproveitamento dos recursos energéticos endógenos e renováveis. No entanto, Portugal está ainda muito longe de atingir as metas propostas para a participação destes recursos (39 [%] em 2010). Para atingir essas metas, muito irá contribuir o grande investimento que se prevê realizar na construção de novos parques eólicos.

Os dados técnicos sobre o SE Português são periodicamente apresentados por relatórios do Grupo EDP S.A., da REN S.A. e da ERSE. Alguns desses dados, mais particularmente sobre os sectores de produção e de transporte, são apresentados no ***Anexo D.3***. A figura 2.10 apresenta a localização dos principais centros produtores em Portugal e a rede de transporte de energia eléctrica a 400/220/150 [kV]. Verifica-se que grande parte das centrais hídricas se localiza no Norte e Centro de Portugal, enquanto que as centrais térmicas se localizam com poucas excepções no Centro e Sul. Por esta razão era tradicional que grande parte do fluxo de energia se fizesse nos períodos de Verão do Sul para o Norte e nos períodos de maior pluviosidade, de Norte para Sul. Esta assimetria encontra-se hoje mais atenuada pela existência de trânsitos de energia importantes vindos da Galiza e que são injectados na rede, bem como pela construção de uma central de ciclo combinado no Norte.

O sector de transporte de energia eléctrica é constituído pelas redes de linhas aéreas e cabos subterrâneos do nível de tensão 400, 220 e 150 [kV] e pelas subestações a elas associadas. A figura 2.10 evidencia que o sistema de transporte assegura a ligação entre os principais centros produtores e os principais centros de consumo e realiza ainda as seguintes interligações com a rede Espanhola:

- 2 Interligações a 400 [kV], em Cartelle no Norte de Portugal e em Cedillo no Centro de Portugal, estando prevista uma terceira interligação no ano de 2004 entre o Alqueva e Balboa (Espanha) no Sul de Portugal;
- 3 Interligações a 220 [kV] no Norte de Portugal (uma em Saucelle e duas em Aldeadávila).

O sector de distribuição de energia eléctrica é constituído pelas redes aéreas e subterrâneas estabelecidas em níveis de tensão entre os 60 [kV] e a BT, e pelas respectivas Subestações e Postos de Transformação (PT). Estas redes asseguram a ligação entre os pontos de entrega da rede de transporte e os consumidores finais, assegurando também a ligação aos centros produtores no âmbito da PRE.

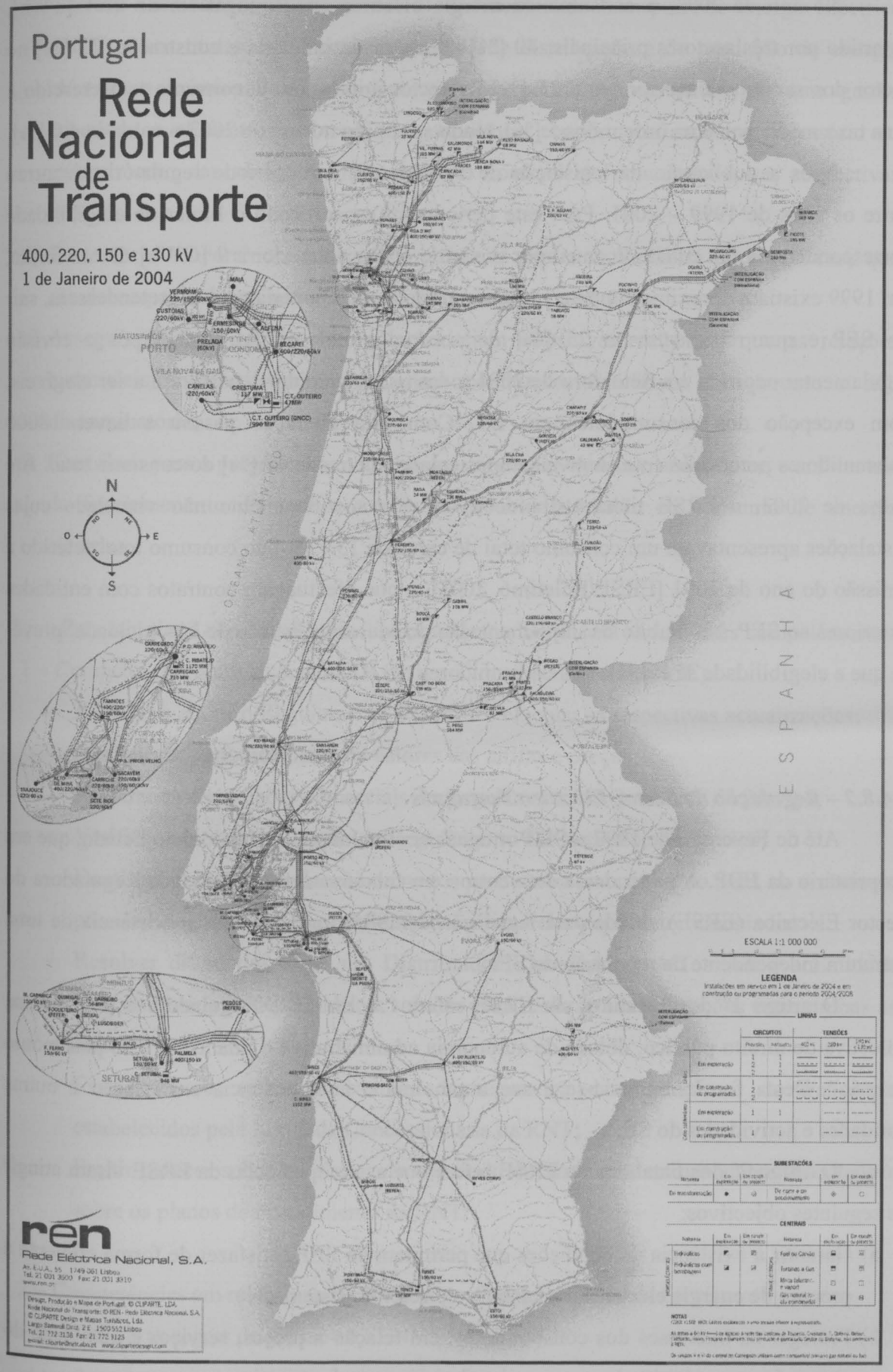


Figura 2.10 – Mapa da Rede Nacional de Transporte Portuguesa (1 de Janeiro de 2004).

No ano de 2003, o consumo de energia eléctrica em Portugal foi de 43.1 [TWh], repartido por três sectores principais: 40 [%] no sector da indústria e construção, 35 [%] no sector dos serviços e transportes e 25 [%] no sector doméstico. O consumo tem crescido a uma taxa média anual na ordem dos 5 [%], tendo assumido no ano de 2003 o valor de 4.0 [%].

Após a publicação da legislação de 1995, o primeiro período regulatório decorreu entre os anos de 1999 – 2001. Para este período foi especificado o limiar de elegibilidade correspondente a um consumo anual por ponto de entrega superior a 9 [GWh]. Desta forma, em 1999 existiam aproximadamente 150 consumidores que poderiam, se o pretendessem, sair do SEP e que representavam 25 [%] do consumo total em Portugal. Após a revisão regulamentar ocorrida em Setembro de 2001 todos os consumidores passaram a ser elegíveis, com excepção dos consumidores em BT. Com esta alteração passou a haver 18000 consumidores potencialmente elegíveis, representando cerca de 45 [%] do consumo total. Até Julho de 2003, a ERSE tinha atribuído 1906 estatutos de cliente não vinculado cujas instalações apresentavam um consumo total de cerca de 13.7 [%] do consumo total referido à emissão do ano de 2001 [ERSE/Boletim6_2003], e que efectuavam contratos com entidades exteriores ao SEP. No âmbito da implementação do Mercado Ibérico de Electricidade, prevê-se que a elegibilidade se estenda aos consumidores em BT no ano de 2004.

2.4.8.2 – Regulação do Sector Eléctrico Português

Até de Fevereiro de 1997 o SE Português era totalmente regulado pelo Estado, que era proprietário da EDP. A partir dessa data entrou em funcionamento a Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE), criada pela legislação de 1995, que consagra a existência de uma estrutura independente de regulação do SE.

O artigo 1º dos Estatutos da ERSE refere "A Entidade Reguladora é uma pessoa colectiva de direito público, dotada de autonomia administrativa e financeira e de património próprio". Desta forma, enuncia-se a sua autonomia e independência em relação a outras entidades e actividades do SE.

O artigo 2º dos Estatutos da ERSE refere que as competências da ERSE visam atingir os seguintes objectivos:

a) Garantir a existência de condições que permitam ao SEP satisfazer de forma eficiente a procura de energia eléctrica dos clientes do referido sistema;
b) Proteger os interesses dos consumidores, em relação a preços, serviços e qualidade do abastecimento;

c) Garantir à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) e aos titulares de licença vinculada de distribuição e de produção de energia eléctrica a existência de condições que lhes permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças;

d) Fomentar a concorrência onde exista potencial para a melhoria da eficiência com que são desempenhadas as actividades do SE;

e) Assegurar que as regras de regulação sejam objectivas, de modo que as relações comerciais entre os operadores sejam conduzidas de forma transparente e não discriminatória;

f) Contribuir para a progressiva melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais de funcionamento dos meios a utilizar desde a produção ao consumo de energia eléctrica.

Para atingir os objectivos atrás mencionados, a ERSE terá as seguintes competências:

1 – Competências em relação ao SEP (artigo 3º dos Estatutos da ERSE).

- Preparar e emitir o Regulamento Tarifário e efectuar as respectivas actualizações;
- Estabelecer periodicamente os valores das tarifas e preços;
- Preparar as disposições comerciais do Regulamento da Qualidade de Serviço;
- Verificar a integral aplicação do Regulamento da Qualidade de Serviço;
- Emitir parecer para a selecção de novos produtores vinculados ao SEP, no âmbito do processo de expansão da capacidade do sistema electroprodutor vinculado;
- Resolver diferendos entre um Distribuidor Vinculado de MT e AT e a Entidade Concessionária da RNT sobre a solução para realizar novas ligações entre ambas as redes;
- Emitir parecer sobre os padrões de segurança da produção e do transporte estabelecidos pela Entidade Concessionária da RNT;
- Emitir parecer sobre os planos de expansão do sistema electroprodutor vinculado e sobre os planos de investimento na RNT.

2 – Competências em relação ao SENV (artigo 4º dos Estatutos da ERSE).

- Definir as regras de acesso ao SENV;
- Assegurar o cumprimento das regras de funcionamento do SENV.

3 – Competências Comuns (artigo 5º dos Estatutos da ERSE).

- Preparar e emitir o Regulamento das Relações Comerciais e respectivas actualizações;
- Estabelecer as regras para definição da parcela das necessidades de potência e energia que os Distribuidores Vinculados de MT e AT podem adquirir a entidades exteriores ao SEP;
- Estabelecer o valor da quantidade mínima de energia consumida anualmente que permita a um consumidor pedir autorização de adesão ao SENV;
- Preparar e emitir o Regulamento do Despacho, assim como as suas actualizações, sob proposta da Entidade Concessionária da RNT, por sua iniciativa ou desta entidade;
- Fiscalizar o cumprimento do Regulamento do Despacho, podendo solicitar o apoio da Entidade Concessionária da RNT ou qualquer Produtor Vinculado;
- Auditar o despacho dos centros electroprodutores que se encontrem sujeitos a despacho centralizado;
- Preparar e emitir o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, bem como as suas actualizações;
- Fiscalizar o cumprimento do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, podendo solicitar o apoio da Entidade Concessionária da RNT, de qualquer Distribuidor Vinculado ou entidades não vinculadas;
- Exigir à Entidade Concessionária da RNT, ou a qualquer entidade detentora de licença, informação que se integre no âmbito das suas atribuições e competências.

O desenvolvimento regulamentar previsto pelo Decreto-Lei nº 182/95, de 27 de Julho, foi alterado pelo Decreto-Lei nº 56/97, de 14 de Março. Com a entrada em funcionamento da ERSE no ano de 1997, publicaram-se em 1998 os seguintes regulamentos: Tarifário, de Relações Comerciais e do Acesso às Redes e às Interligações, que foram revistos no ano de 2001. O Regulamento do Despacho foi publicado em 1999, o Regulamento da Qualidade de Serviço foi publicado no ano de 2001 e foi revisto em 2003. Entretanto, foram também publicados os Regulamentos das Rede de Transporte e das Redes de Distribuição.

No Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), de Abril de 2003 [ERSE/RARI_2003], salienta-se o artigo 18º que diz respeito ao Planeamento da RNT. O ponto 1 desse artigo refere que a entidade concessionária da RNT deve elaborar um plano de investimentos na RNT que terá que ser submetido a um parecer da ERSE. Os pontos 2 e 3

mencionam que esse plano de investimentos deve apresentar um conjunto de propostas de evolução da RNT e das interligações que devem atender: às previsões de procura, ao cenário base de evolução dos centros electroprodutores (plano de expansão da produção), previsões de contratação de compra e venda de energia eléctrica do Agente Comercial do SEP, aos trânsitos de energia previsíveis nas interligações e aos pedidos de ligação à RNT de produtores não vinculados, PRE, clientes em MAT e distribuidor vinculado em MT e AT. Para cada projecto, o ponto 4 refere que o plano de investimentos na RNT deve apresentar um conjunto de alternativas, das quais se deve identificar a mais favorável em termos de lista das obras a executar, valor do orçamento e repartição dos encargos nos projectos que envolvam outras entidades. O ponto 5 refere que o plano de investimentos na RNT deve apresentar uma avaliação técnica da previsão de funcionamento da rede baseada nos seguintes parâmetros: segurança, fiabilidade e qualidade de serviço regulamentares assim como apresentar uma análise da avaliação técnico-económica dos principais investimentos. Os pontos 7 e 8 referem, respectivamente, que o plano de investimentos na RNT será realizado para um horizonte de planeamento de 6 anos, a partir do ano em que é apresentado, e deverá ser enviado à ERSE de 2 em 2 anos.

Durante o período regulatório de 1999 – 2001 a estratégia de regulação para a Entidade Concessionária da RNT foi do tipo COS/ROR, através da aplicação de tarifas designadas de tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT). Esta estratégia foi mantida no período regulatório que se iniciou em Janeiro de 2002 e que terminará no final de 2004.

No ano 2002, através do Decreto-Lei nº 97/2002 de 12 de Abril, a ERSE (Entidade Reguladora do Sector Eléctrico) foi transformada na Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Para além da regulação do SE Continental passou também a ser responsável pela regulação dos SE das Regiões Autónomas dos Açores e Madeira e pela regulação do sector do Gás Natural, dando início a uma nova fase de regulação do sector da energia em Portugal.

2.4.9 – Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL)

A 14 de Novembro de 2001 foi assinado entre os governos Português e Espanhol um Protocolo [MIBEL_2001] para a criação de um Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). Previa-se na altura que o MIBEL entraria em funcionamento a partir de Janeiro de 2003, de tal forma que esta iniciativa contribuía para a construção do Mercado Interno de Electricidade

da União Europeia. O MIBEL previa a criação de um mercado de electricidade comum a Portugal e Espanha com uma estrutura tipo bolsa de electricidade, como actualmente existe no SE Espanhol, complementada pela possibilidade de realizar Contratos Bilaterais. Portanto, seria uma nova estrutura do SE baseada em Contratos Bilaterais, com um MO e dois ISO (a REN em Portugal e a REE em Espanha). No entanto, as grandes diferenças existentes entre as duas actuais estruturas dos SE Português e Espanhol criaram algumas dificuldades na construção do MIBEL. A tarefa de estruturação do Modelo Organizativo do MIBEL foi atribuída às duas entidades reguladoras dos respectivos SE: ERSE em Portugal e CNE em Espanha, que poderão contar com a colaboração dos diferentes agentes dos SE dos dois países, tais como a REN, REE, empresas de produção, empresas de distribuição, etc.

O trabalho conjunto realizado pela ERSE e a CNE culminou com a apresentação do documento "Modelo de Organização do MIBEL" em Março de 2002 [ERSE/CNE_2002]. Este documento começa por apresentar os princípios de organização e regulação do MIBEL:

- Concretização do Mercado Interno de Electricidade da União Europeia, considerando-se que a criação do MIBEL, como um mercado de electricidade transnacional entre Portugal e Espanha, corresponderá a uma grande contribuição para a concretização desse mercado, tal como já acontece com o mercado de electricidade Escandinavo;
- Desenvolvimento de formas eficientes de concorrência tendo como principal objectivo o benefício e satisfação dos consumidores;
- Desenvolvimento gradual do MIBEL, porque a criação do mercado grossista (prevista inicialmente para 1 de Janeiro de 2003) não implicava a harmonização de todos os aspectos do SE nesta data. Essa harmonização deveria ser realizada duma forma gradual, mesmo após a criação do MIBEL;
- Regulação simples das diversas actividades, de modo a facilitar a compreensão das regras e flexibilizar a sua evolução tendo em conta os desenvolvimentos tecnológicos e os comportamentos dos agentes do mercado;
- Transparência do MIBEL, sendo necessário que se faça uma justa aplicação das regras, de modo a garantir a credibilidade do mercado;
- Incentivo aos investimentos na expansão das redes de transporte e distribuição, à eficiência do seu funcionamento, assim como das actividades exercidas em regime de competição (produção e comercialização);
- Garantia da estabilidade do mercado, condição indispensável para o seu desenvolvimento e para a concretização dos investimentos necessários;
- Garantia da segurança no funcionamento do sistema de modo a evitar riscos desnecessários e garantir níveis adequados de abastecimento e de qualidade de serviço.

Para atingir este objectivo, o MIBEL deve ser dotado de mecanismos de supervisão e controlo devidamente implementados.

Na elaboração do Modelo Organizativo do MIBEL foram ainda tidos em consideração, entre outros, os seguintes aspectos:

- A legislação da União Europeia, em especial a Directiva 96/92/CE;
- Propostas relativas ao Mercado Interno de Electricidade por parte da Comissão Europeia de Março de 2001 e as conclusões do Conselho Europeu de Barcelona de 16 de Março de 2002;
- Políticas energéticas adoptadas por Portugal e Espanha;
- Experiências recentes do funcionamento dos sectores de electricidade em Portugal e Espanha;
- Experiências internacionais de funcionamento de mercados de electricidade, particularmente no Reino Unido, países Escandinavos e EUA.

Partindo do referido no Protocolo de 14 de Novembro de 2001, dos princípios e considerações atrás enunciados, a ERSE e a CNE fizeram uma profunda comparação dos SE Português e Espanhol, e com toda esta informação elaboraram um Modelo Organizativo do MIBEL. A organização do MIBEL fundamentar-se-á na liberdade de contratação entre os participantes do mercado, somente havendo restrições devidas às medidas necessárias para fomentar um adequado nível de liquidez e concorrência de acordo com o estabelecido no Protocolo.

A contratação de energia eléctrica no MIBEL poder-se-á efectuar através dos seguintes mercados principais:

- Mercado livre baseado em Contratos Bilaterais Físicos.
- Mercados geridos pelo Operador do Mercado Ibérico (OMI) incluindo:
    - Mercado diário ou de curto prazo:

      Mercado *spot* do tipo *Day Ahead Market*, com períodos de negociação de uma hora, e em que o preço da energia é fixado de acordo com a oferta de venda aceite com preço mais elevado. O despacho económico obtido será comunicado pelo OMI aos ISO's, que receberão também os resultados das contratações bilaterais desagregadas por unidades físicas, de modo a realizarem a validação técnica de todo o conjunto.

- Mercado a Prazo:

  Mercado onde serão disponibilizados produtos normalizados, como por exemplo, "blocos de potência" com uma duração fixa e pré-definida.

Existirá ainda um Mercado Intradiário ou de Ajuste, no qual os agentes de mercado podem alterar as posições contratuais efectuadas nos mercados principais. O mecanismo do mercado será similar ao mercado diário e terá várias sessões diárias. Este tipo de mercado requer uma análise técnica detalhada, pelo que a sua implementação será conduzida por um grupo de trabalho coordenado pela REN, REE e pelo OMI.

Devido à grande diferença nos processos de funcionamento actual dos SE Português e Espanhol e à proximidade do arranque do MIBEL, prevê-se a existência de dois Mercados de Serviços do Sistema, cada um adequado à respectiva situação. Pretende-se assim evitar riscos desnecessários provenientes de alterações repentinas no modo de operação dos sistemas. A reduzida capacidade de interligação entre os dois sistemas eléctricos contribui também para esta opção. No futuro, estes dois mercados poderão evoluir para um único Mercado de Serviços do Sistema que realize a gestão dos serviços a nível global. Este objectivo só se concretizará com a experiência de funcionamento do MIBEL e com a entrada em serviço de diversas interligações em construção ou que se encontram previstas.

Um outro ponto fundamental para o bom funcionamento do MIBEL é a Garantia de Potência. Significa isto que se deverá promover a construção de nova capacidade de produção no curto e longo prazo para que o abastecimento a todos os consumidores seja garantido com segurança. Para cada sector eléctrico pode admitir-se a existência de um nível de investimento requerido em capacidade de produção e tipo de tecnologia. Este nível de investimento depende da Energia Não Fornecida (ENS[5]) que se admite poder ocorrer e de diversos outros factores, tais como as incertezas na previsão do consumo, nas condições hidrológicas, na produção renovável da PRE, nos preços futuros das fontes de energia primária ou no prazo de construção de uma nova capacidade de produção. Estas incertezas poderão originar a ocorrência de períodos de desadequação entre a oferta e a procura, o que poderá causar grande volatilidade dos preços do mercado e a uma degradação da continuidade de serviço. Para minimizar estes efeitos prevê-se a existência de um pagamento regulado a todos os produtores que estejam instalados ou que se instalem durante o primeiro período regulatório (2003-2006), através de uma tarifa de capacidade regulada e idêntica em Portugal e Espanha, que

[5] Do inglês *Energy Not Supplied.*

será aplicada a todos os clientes independentemente da forma como contratam o seu fornecimento de energia eléctrica. Pretende-se assim garantir uma remuneração atractiva dos investimentos, minimizando o risco de não ocorrer Garantia de Potência.

Existem dois aspectos fundamentais relativos aos agentes intervenientes no mercado que devem ser considerados:

- O processo de autorização do exercício de actividade dos agentes que participem no MIBEL deverá ser único e comum aos dois países, para que os agentes possam exercer a sua actividade em toda a Península Ibérica;
- De prever a separação jurídica e contabilística entre as actividades liberalizadas (produção e comercialização) onde os preços se estabelecem pelas regras do mercado, e as actividades reguladas (transporte, distribuição, operação do sistema e operação do mercado) em que os preços são estabelecidos pelas entidades reguladoras. Desta forma obtém-se um funcionamento mais transparente e eficiente do MIBEL, porque se evita a subsidiação cruzada e os conflitos de interesse, que levariam a uma descredibilização do mercado.

De modo a melhorarem a eficiência do sistema, os dois Operadores do Sistema (REN e REE), responsáveis pela gestão técnica do sistema de transporte do respectivo país, têm de optimizar globalmente a exploração e o planeamento da expansão das redes de transporte tendo para este efeito as seguintes responsabilidades:

- Coordenação do planeamento da expansão das redes de transporte através de trocas de informação sobre previsões, metodologias e situação real das redes, de modo a elaborarem uma proposta de planeamento conjunta da rede Ibérica;
- Elaboração de procedimentos harmonizados que permitam a exploração conjunta dos dois sistemas em condições óptimas de eficiência, economia e segurança.

Deverá ser realizado um planeamento da expansão das redes de transporte de modo a assegurar as capacidades das redes com níveis de qualidade de serviço e segurança, simulando-se um conjunto de situações típicas de funcionamento previsional das redes ao longo de um horizonte de médio prazo, com base em cenários de evolução dos consumos e de ligação de novos centros produtores. Estas simulações deverão permitir construir um plano de expansão optimizado de forma coordenada e harmonizada para a rede de transporte Ibérica, tendo em conta o modelo de mercado implementado. Este plano de expansão terá de ser aprovado pelas autoridades competentes de cada país.

A harmonização das metodologias, critérios de segurança e dos cenários adoptados entre os dois países no processo de planeamento da expansão da rede de transporte Ibérica, permitirá conferir uma maior robustez e fiabilidade às previsões da capacidade de interligação, que permitirão calendarizar duma forma eficaz os reforços dessas interligações.

2.5 – Conclusões

Foi a partir da década de 80 do século XX que o movimento de *reestruturação* dos SE começou a modificar a estrutura e o funcionamento dos SE de vários países por todo o mundo, que até então apresentavam uma estrutura verticalmente integrada. Tipicamente, os SE funcionavam em regime de monopólio (público ou privado) e eram regulados por entidades governamentais através de uma estratégia de regulação do tipo COS/ROR.

O movimento de *reestruturação* dos SE consistiu essencialmente nas seguintes alterações:

- Substituição da estrutura tradicional por novos tipos de estruturas dos SE: em *Pool*, baseada em Contratos Bilaterais e Mista;
- Abertura do SE ao regime de competição e à iniciativa privada;
- Separação jurídica e contabilística das várias actividades do SE, incluindo:
    - Aspectos de contratação de energia através de Contratos Bilaterais, Mercado *Spot* e outros Mercados Derivados (Futuros, *Forward* e de Opções);
    - Aspectos técnicos com as actividades de produção, transporte e distribuição e coordenação técnica;
- Aplicação de estratégias de regulação por Incentivos em diversas áreas, de modo a melhorar a eficiência de várias actividades no SE.

Analisando a evolução verificada em diversos países verificam-se as seguintes tendências:

- Implementação de estruturas de tipo Misto na maior parte dos países, porque proporciona uma maior independência, transparência e flexibilidade no funcionamento das diferentes actividades do SE, devido à existência de um MO para gerir os mercados financeiros, à possibilidade de efectuar Contratos Bilaterais, à existência de um ISO que assegura a gestão técnica do SE e de uma entidade reguladora independente que elabora regulamentos, fixa tarifas reguladas e aplica sanções administrativas e pecuniárias;
- Construção de mercados de electricidade transnacionais abrangendo diversos países europeus, tendo em vista a criação do Mercado Interno de Electricidade da Comunidade

Europeia proposto na Directiva 96/92/CE. Neste âmbito podem referir-se o Mercado de Electricidade Escandinavo, Mercado de Electricidade de Inglaterra & Gales e o MIBEL a implementar proximamente. Os objectivos a atingir consistem em tornar mais líquidos os mercados, melhorar o aproveitamento dos recursos energéticos de cada país e incentivar a eficiência económica e técnica.

Em alguns países em que os SE foram reestruturados verificaram-se diversos problemas, tais como as situações ocorridas no ano 2000 no Estado da Califórnia (EUA), em 2001 na Espanha e em 2003 no Estado de Nova Iorque (EUA) e em Itália. Estas situações evidenciaram a falta de investimentos no SE, e em particular na rede de transporte de energia eléctrica e no sistema de produção. Apesar das várias formas (jurídicas e financeiras) existentes para incentivar o investimento, estas medidas podem revelar-se insuficientes. Desta forma e em relação ao sistema de transporte, assume uma importância particular o desenvolvimento de novas metodologias de cálculo de tarifas para esta actividade que a remunerem completamente, isto é, que incluam de forma adequada os custos de exploração, a curto prazo, e os custos de investimento na expansão e reforço, associados a prazos mais longos.

CAPÍTULO III

SISTEMAS TARIFÁRIOS

3.1 – Necessidade de Novos Sistemas Tarifários

Até à década de 80 do século XX o Sector Eléctrico (SE) da grande maioria dos países apresentava uma estrutura verticalmente integrada de carácter monopolista, onde a estratégia de regulação era do tipo COS/ROR. Este *status quo* revelara-se pouco transparente em termos económicos e de eficiência, pois os sistemas tarifários não deixavam transparecer o verdadeiro funcionamento do SE, já que as tarifas não reflectiam os custos de cada actividade (produção, transporte, distribuição, serviços auxiliares, etc.).

A eclosão do movimento de reestruturação em vários países teve como consequência a desagregação mercantilista do SE, na sua vertente técnica e financeira, e a constituição de entidades reguladoras independentes. A desagregação técnica deu origem à separação jurídica e contabilística das actividades de produção, transporte e distribuição, em que a actividade de produção funciona num ambiente competitivo, enquanto que as actividades de transporte e distribuição permanecem monopólios naturais. A desagregação financeira fez aparecer novas relações comerciais entre os participantes do SE, como um mercado bolsista de energia eléctrica, contratos bilaterais e outros tipos de contratos financeiros. Tipicamente, os sistemas incluem agora duas entidades independentes, uma que gere a parte técnica (ISO ou TSO) e outra que gere a parte financeira (MO). Por outro lado, há uma diversidade de novos participantes no SE: ISO, TSO, MO, produtores, distribuidores, comercializadores, correctores e consumidores elegíveis.

Num SE liberalizado e competitivo, uma empresa responsável por uma determinada actividade tem de obter uma remuneração que recupere os custos do serviço prestado, os custos de operação e os custos de investimento. Este aspecto revela-se fulcral para o bom funcionamento do SE. Para que tal aconteça é necessário adoptar uma estratégia adequada de regulação e um novo regulamento tarifário. Estes elementos serão adaptados aos regimes de funcionamento de cada empresa ou entidade participante no SE, porque coexistem empresas actuando em regime de competição (produção de energia eléctrica e comercialização), em monopólio natural (transporte e distribuição de energia eléctrica) ou, simplesmente, actividades que têm de ser remuneradas pelos seus serviços (ISO, MO e Entidade Reguladora).

Para o sucesso deste processo revela-se portanto imperiosa a implementação de novos sistemas tarifários que garantam a sobrevivência e independência económica de todos os participantes no SE. Para este efeito, nas últimas décadas, investigadores e entidades interessadas neste tema têm procurado desenvolver metodologias de cálculo de tarifas para os vários serviços do SE. O desenvolvimento dessas metodologias tem-se pautado pela procura de métodos de cálculo de tarifas orientados para a simplicidade, transparência e justeza, e que reflictam as incertezas e riscos futuros, de forma a remunerar os custos dos investimentos ao longo dos anos.

As actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica, sendo exercidas através de monopólios naturais, são reguladas, e a remuneração destas actividades assume uma importância fundamental, porque os serviços prestados pelas redes de transporte e distribuição são utilizados pelos participantes do SE (produtores e consumidores). Assim, as metodologias de cálculo das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição devem permitir obter a remuneração dessas actividades e alocar os custos dos serviços das redes às entidades que utilizam esses serviços, tendo em conta a sua localização geográfica e transmitindo sinais económicos que induzam utilizações mais eficientes.

A concepção de sistemas tarifários, tal como hoje em dia esta actividade é entendida, decorre portanto da segmentação das actividades tradicionais do SE, da identificação dos custos de cada uma, e da sua alocação aos agentes que utilizam esses serviços de forma eficiente e evitando a existência de subsidiação cruzada.

3.2 – Identificação de Custos e sua Alocação

Como se referiu no ***Capítulo I***, um dos principais objectivos desta Tese consiste em desenvolver uma nova metodologia de cálculo das tarifas para a actividade de transporte de energia eléctrica. Pretendendo-se remunerar esta actividade, torna-se necessário identificar os custos que lhe estão associados de modo a, em seguida, realizar a sua alocação pelos participantes do SE que utilizam a rede de transporte.

Na publicação [UNIPEDE_1997] refere-se que os custos associados à actividade de transporte de energia eléctrica podem ser classificados da seguinte forma:

- Custo de capital relativo a juros e depreciação do valor das instalações da rede de transporte;
- Custos de exploração referentes a perdas no transporte de energia eléctrica;
- Custos de operação relacionados com a exploração, monitorização e manutenção da rede de transporte;

- Custos administrativos e de pessoal;
- Custos associados aos serviços auxiliares, tais como, custos decorrentes do controlo da potência activa / frequência, custos relativos à regulação de tensão / potência reactiva e custos relativos às actividades de teleregulação, facturação e contagem;
- Custos associados a redespachos devidos a congestionamentos da rede;
- Custos associados a ENS sob a forma de penalizações e compensações aos consumidores;
- Custos de natureza indirecta.

Os custos de natureza indirecta estão relacionados, por exemplo, com os seguintes aspectos:

- Custos que deveriam ser suportados pela comunidade através dos impostos mas que, por facilidade, são suportados pelos utilizadores da rede. A alocação destes custos desta forma pode gerar ineficiências no funcionamento do sistema;
- Custos resultantes da revisão dos sistemas regulatórios ou tarifários, ou por alteração de parâmetros das fórmulas tarifárias;
- Custos associados à obrigação de serviço público, se este estiver devidamente regulamentado;
- Custos ociosos que, segundo [Lasheras_1998], são definidos como os custos que não são recuperados por uma empresa, por causa da transição do SE tradicional para o SE reestruturado.

Usualmente os serviços auxiliares são adquiridos pelo ISO de forma directa ou no âmbito de mercados específicos, ou serão fornecidos obrigatoriamente por vários agentes que participam no SE. Por isso, em alguns destes casos, poderá não haver uma remuneração directa destes serviços no âmbito das tarifas por uso das redes de transporte.

Alguns destes custos podem não ser incluídos de forma directa na regulação tarifária. Tal situação ocorre, por exemplo, com os custos ociosos que, em alguns países, têm uma regulamentação específica.

Os custos de investimento associados à rede de transporte dizem respeito ao custo de novas linhas de transporte, subestações e toda a aparelhagem acessória. Em redes tecnologicamente desenvolvidas, os custos fixos associados aos investimentos são normalmente superiores aos custos variáveis que dependem da exploração das redes (custos

relativos a perdas na rede e custos de redespachos devido a congestionamentos). Assim, ao serem efectuados novos investimentos, aumenta-se a capacidade de transporte, contribuindo para a diminuição dos custos variáveis durante um determinado período. Por vezes, ocorre também a situação contrária. Se, durante um período alongado, os investimentos forem reduzidos, os custos fixos associados aos investimentos podem tornar-se inferiores aos custos variáveis de utilização da rede. Esta situação origina perdas elevadas e vários congestionamentos que, em casos extremos, podem levar a cortes de carga, aumentando drasticamente os custos variáveis.

Os custos atribuídos à actividade de transporte de energia eléctrica podem ser agrupados em custos de curto ou longo prazo, ou em custos fixos ou custos variáveis, ou ainda ser explicados por variáveis associadas à energia ou potência (discriminadas por períodos horários). Os custos referidos podem também ser influenciados pelos seguintes factores:

- Os níveis de tensão adoptados, visto que estes influenciam o valor das perdas e os custos de investimento. Na publicação [Rubio-Odériz_1999] é referido que a escolha do nível de tensão é influenciada pelas economias de escala, dado que o custo por unidade de potência transmitida diminui à medida que o nível de tensão aumenta;
- A distância entre os nós influencia a escolha do nível de tensão bem como o respectivo investimento;
- O nível de consumo. Com níveis de consumos baixos, os custos variáveis estão directamente associados ao custo das perdas. Se os níveis de consumo forem elevados poderá ser inviável realizar o despacho segundo a ordem de mérito dos meios de produção, originando custos devido a redespachos ou congestionamentos. Caso o consumo seja muito elevado, pode colocar-se em causa a fiabilidade e segurança do sistema, podendo ser necessário efectuar cortes de carga, ou ainda atingir situações que originem o colapso de tensão.

3.3 – Princípios e Critérios de Apreciação dos Métodos de Alocação

Os vários métodos de alocação dos custos da actividade de transporte podem ser apreciados através de um conjunto de princípios e critérios que deveriam ser cumpridos se fosse desenvolvido um método de alocação ideal.

A publicação [Rubio-Odériz_1999] enumera esses princípios e critérios, dividindo-os em duas categorias: *conceptuais* e *operativos*.

Conceptuais:

Os princípios ou critérios de natureza *conceptual* são aqueles que um determinado método de alocação dos custos deveria cumprir de modo a poder ser aplicado nos SE reestruturados e abertos à competição. Esses princípios e critérios são os seguintes:

- *Solidez técnica e objectividade* – O método de alocação dos custos deve permitir justificar os preços e tarifas com base no comportamento real e condições de exploração dos SE, evitando-se excessivas simplificações. Desta forma, pode-se garantir um tratamento justo e não discriminatório de todas as entidades envolvidas;
- *Eficiência económica* – O método de alocação dos custos deve permitir aumentar a eficiência do SE da seguinte forma:
  - Recuperação da maior percentagem possível dos custos regulados da empresa;
  - As tarifas devem funcionar como sinais económicos que induzam um comportamento mais eficiente dos agentes do SE que utilizam a rede, na aplicação de investimentos nos sectores de produção, transporte e na exploração do SE;
- *Justiça* – O método de alocação dos custos deve obedecer aos seguintes preceitos:
  - Todos os agentes deverão ser tratados de forma igual e não discriminatória, através de uma aferição justa de alocação dos custos de utilização das redes;
  - Devem ser eliminados os subsídios cruzados através duma correcta identificação dos custos e sua alocação;
- *Aplicabilidade em mercados abertos* – O método de alocação dos custos deve ser adequado e seleccionado de acordo com o tipo de estrutura adoptada para o SE. Em particular, existindo um mecanismo em *Pool*, o método de alocação dos custos não deverá exigir o conhecimento de pares de nós produção / carga associados a qualquer posição contratual.

Operativos:

Os princípios e critérios de natureza *operativa* viabilizam a aplicação prática de um método de alocação dos custos. Estes princípios e critérios incluem:

- *Simplicidade e transparência* – A utilização de um método de alocação dos custos simples e transparente permite uma melhor compreensão e possibilidade de cálculo por parte dos agentes envolvidos, para que possam analisar situações futuras. A simplicidade também permite uma diminuição dos custos associados a equipamentos de medida e de transmissão de dados. Por vezes, os métodos mais simples revelam-se também menos sólidos sob o ponto de vista de eficiência e transmissão de sinais

económicos. Por esta razão, é conveniente encontrar um compromisso adequado entre a simplicidade e a solidez dos métodos;

- *Estabilidade e volatilidade reduzida* – A estabilidade e pouca volatilidade das tarifas decorrentes de um método de alocação dos custos é essencial para a diminuição das incertezas e risco inerentes aos SE reestruturados. Estas características contribuem ainda para aumentar a previsibilidade das tarifas e da remuneração das empresas, tornando o funcionamento das empresas reguladas mais estável.

Os princípios e critérios atrás enunciados são também genericamente apresentados em [Green_1997/A], e serão utilizados no ponto seguinte deste capítulo, para aferição dos métodos de alocação dos custos de utilização da rede de transporte. Nesta aferição será considerada a organização do SE, assim como a relevância das tarifas calculadas por cada método para cada situação particular.

3.4 – Métodos de Alocação dos Custos

Nas últimas décadas foram desenvolvidos vários métodos de alocação dos custos relativos à utilização das redes de transporte de energia eléctrica. Alguns desses métodos são aplicados a determinados SE em particular, enquanto outros assumem um carácter geral. Neste ponto descrever-se-ão cada um desses métodos, que serão referenciados pela respectiva bibliografia.

As referências bibliográficas podem ser divididas naquelas que propõem uma selecção e classificação dos métodos e aquelas que aplicam os métodos de alocação a SE de vários países. Em relação ao primeiro grupo foram consideradas as referências bibliográficas seguintes: [Shirmohammadi_1989], [Happ_1994], [Kovacs_1994], [Tabors_1994], [Pérez-Arriaga_1995], [Rudnick_1995], [Marangon Lima_1996], [Shirmohammadi_1996], [Green_1997/A], [Vieira-Filho_1997] e [Yu_1997]. Por sua vez, as publicações [Baughman_1997/A], [Braten_1997], [Bushnell_1997], [Green_1997/B], [Illic_1997], [Read_1997], [Stewart_1997] e [Rudnick_1997] integram-se no segundo grupo referido.

Após a identificação dos custos da actividade da transporte de energia eléctrica e definida a estratégia de regulação a aplicar durante um determinado período regulatório, o desenvolvimento de um método de alocação dos custos por utilização dos serviços da rede de transporte é fulcral para o funcionamento correcto e eficiente de um SE.

Os métodos de alocação dos custos são apresentados nas alíneas seguintes, considerando uma classificação decorrente do respectivo princípio de cálculo. Assim, são apresentados Métodos Embebidos, Métodos Incrementais, Métodos baseados na Teoria Marginalista e Métodos baseados na Teoria dos Jogos. Será ainda realizada uma referência breve aos *Transmission Transaction Contracts* (TCC) usuais em diversos SE liberalizados como forma de gestão do risco.

3.4.1 – Métodos Embebidos

Os Métodos Embebidos foram aplicados pela primeira vez nos EUA com o surgimento das transacções *Wheeling*. Uma transacção *Wheeling* consistia numa transacção entre duas empresas com estrutura verticalmente integrada, que estabelecem um contrato de compra e venda de energia eléctrica, cuja concretização requer a utilização da rede de uma terceira empresa. Os custos dos serviços prestados pela terceira empresa deverão ser alocados às duas primeiras empresas, para o que poderá ser utilizada uma medida que reflicta o grau de utilização da rede por essas empresas.

Atendendo a esta aplicação primordial dos Métodos Embebidos podem-se referir os seguintes aspectos:

- Os Métodos Embebidos baseiam-se numa medida referente ao grau de utilização da rede de transporte de energia eléctrica pelos participantes no SE para efectuar a respectiva alocação dos custos;
- A aplicação dos Métodos Embebidos é, em geral, mais adequada em SE com estrutura baseada em contratos bilaterais.

Este tipo de métodos podem-se dividir em métodos que não utilizam resultados de estudos de trânsitos de potência, designados de Métodos *Rolled-In*, e métodos que utilizam esses resultados.

3.4.1.1 – Métodos Rolled-In

Os Métodos *Rolled-In* não utilizam resultados de estudos de trânsitos de potência na rede de transporte de energia eléctrica, assumindo-se que a rede é utilizada na totalidade pela transacção de energia eléctrica independentemente das instalações que poderão, na verdade, estar a ser utilizadas numa determinada transacção [Happ_1994].

Os Métodos *Rolled-In* são os seguintes: Método do Selo do Correio, Método do Caminho da Transacção e Método das Participações Médias.

3.4.1.1.1 – Método do Selo do Correio

O Método do Selo do Correio que, na literatura inglesa se designa de "*Postage Stamp*", é um método que não depende da localização dos nós de injecção e de absorção da potência [Happ_1994]. Assim, a tarifa pelo uso do serviço da rede transporte é sempre a mesma, daí decorrendo o nome para ele adoptado. Em [Rubio-Odériz_1999] refere-se que este método consiste num cálculo simples de uma tarifa baseada num custo médio do serviço de transporte.

Após a identificação e contabilização dos custos totais da rede de transporte, este valor será dividido pelos vários utilizadores da rede através de uma medida do uso que reflicta a respectiva utilização. Esta medida do uso pode ser a potência produzida ou consumida, ou a respectiva energia, especificando devidamente o período de tempo correspondente.

O cálculo da tarifa a pagar por um utilizador ligado a qualquer ponto da rede de transporte é determinada pela expressão (3.1).

$$TF = \frac{C_T}{P_T} \qquad [€/MWh] \text{ ou } [€/MW] \tag{3.1}$$

Nesta expressão:

TF – Tarifa a pagar por uma entidade ou transacção que utiliza a rede de transporte, em [€/MW] ou [€/MWh];

C_T – Custo total regulado da rede de transporte, em [€];

P_T – Valor total da grandeza referente à medida do uso P da rede de transporte que é contabilizada para um determinado momento ou período de tempo, em [MW] ou [MWh].

O valor total a pagar por uma empresa j pela utilização dos serviços da rede de transporte é dado pela expressão (3.2).

$$C_{Tj} = P_j \cdot TF = C_T \cdot \frac{P_j}{P_T} \qquad [€] \tag{3.2}$$

Nesta expressão:

C_{Tj} – Valor total a pagar pela empresa j pela utilização da rede de transporte, em [€];

P_j – Quantidade da medida do uso P da rede da responsabilidade da empresa j, em [MW] ou [MWh].

As principais vantagens da aplicação deste método são a sua simplicidade e a total recuperação dos custos da rede de transporte. As suas principais desvantagens incluem:

- A medida do uso da rede de transporte não tem em conta a real utilização e as leis físicas que regem a exploração do sistema;
- A tarifa não transmite sinais económicos aos participantes no SE, devido à sua uniformidade geográfica;
- A tarifa também não reflecte as condições reais de exploração da rede. Com efeito, a tarifa a pagar é uniforme, quer se trate de pares de agentes produtor / consumidor situados a 10 [km] ou a 100 [km] de distância. Na verdade, os custos associados a cada uma destas transacções serão diferentes, pelo que a uniformidade tarifária se revela pouco robusta do ponto de vista técnico;
- Este método pode ser injusto porque uma transacção pode ser responsável por um acréscimo substancial dos custos de utilização da rede. No entanto, este sobrecusto será diluído no valor médio utilizado para calcular a tarifa, ficando este utilizador beneficiado em detrimento dos outros que serão penalizados [Shirmohammadi_1996]. Esta situação traduz afinal a existência de subsidiação cruzada generalizada em todo o sistema.

Mantendo a mesma metodologia base, alguns dos inconvenientes podem ser mitigados adequando melhor as tarifas às condições de exploração. Neste sentido, podem ser considerados os aspectos seguintes:

- Diferenciação das tarifas por nível de tensão. Nesta situação, o utilizador da rede de transporte pagará uma tarifa fixa diferente para cada nível de tensão. No entanto, esta forma da aplicação da tarifa pode dar origem à situação designada de *pankaking* das tarifas [Rubio-Odériz_1999], em que o utilizador da rede pode vir a pagar um somatório de tarifas, resultando num valor superior aos custos em que, na realidade, a rede está a incorrer;
- Aplicação de coeficientes de ajuste de perdas, que se aplicarão à tarifa, originando a sua diferenciação nodal ou zonal. Estes coeficientes permitem transmitir sinais económicos aos vários agentes que utilizam a rede.

Sob o ponto de vista dos princípios e critérios enunciados no ponto *3.3*, este método revela-se muito insuficiente. No entanto, se a rede de transporte de energia eléctrica se encontrar tecnologicamente muito desenvolvida, não sendo por isso de prever custos significativos relativos a congestionamentos, perdas ou investimentos, os sinais económicos transmitidos pelas tarifas não serão tão necessários. Com efeito, nestas condições, mesmo que esses sinais estivessem presentes as tarifas seriam aproximadamente uniformes. Nestes casos, o Método do Selo do Correio pode ser bem aceite e aplicado com vantagem atendendo à sua grande simplicidade.

O Método do Selo do Correio foi aplicado em transacções tipo *Wheeling* nos EUA, sendo também aplicado em vários países Europeus para tarifar o uso das redes de transporte ou mesmo de distribuição de energia eléctrica.

3.4.1.1.2 – Método do Caminho da Transacção[1]

Este método consiste em alocar os custos correspondentes a um conjunto de instalações de uma rede de transporte que integram o caminho contínuo utilizado por uma transacção que liga o ponto de injecção e o ponto de consumo de energia eléctrica. Para isso e em primeiro lugar, torna-se necessário identificar, se tal for possível, as instalações que fazem parte desse caminho contínuo, e ainda assegurar que qualquer alteração no valor dos trânsitos de potência ou injecções não alteram esse conjunto de instalações [Happ_1994]. Definido esse conjunto de instalações bem como uma medida do uso da rede P, pode-se alocar a uma transacção j, o custo pelo uso dessas instalações, através da expressão (3.3).

$$C_T^j = \sum_{k=1}^{ntij} C_k \cdot \frac{P_k^j}{P_{Tk}} \qquad [€] \tag{3.3}$$

Nesta expressão:

C^j_T – Custo alocado à transacção j, em [€];

C_k – Custo da instalação k, em [€];

P^j_k – Valor da medida do uso P de que a transacção j é responsável ao utilizar a instalação k da rede de transporte;

P_{Tk} – Valor total da medida do uso P associado à utilização da instalação k, num dado momento ou período de tempo;

[1] Da literatura inglesa *Contract Path Method*, este método também é conhecido por *Red-Line Allocation*.

ntij – Número total de instalações que integram o caminho contínuo definido para a transacção *j*.

Conforme referido em [Shirmohammadi_1996] e [Rubio-Odériz_1999], este método é ineficaz e inadequado para ser aplicado no contexto actual dos SE, porque apresenta as seguintes desvantagens:

- A dificuldade na definição do caminho contínuo da transacção por acordo entre o produtor, comprador e a entidade responsável pela rede de transporte;
- A identificação desse caminho não se baseia, com frequência, em estudos técnicos que considerem as leis físicas de exploração do SE;
- A existência de outras transacções provoca alterações nos trânsitos de potência associados a uma determinada transacção. Os *loop* ou *parallel flows* são exemplos de situações deste tipo;
- As tarifas calculadas por este método não transmitem os sinais económicos adequados;
- Podem-se obter valores de tarifas muito elevados para uma transacção entre dois nós afastados. Para uma transacção deste tipo, este método pode estabelecer um trajecto contínuo entre os pontos de injecção e de absorção que originam o efeito de *pankaking* devido à adição de parcelas tarifárias respeitantes a percentagens de custos das instalações desse trajecto provocando, assim, um aumento do valor das tarifas. Portanto, verifica-se que este método não tem em conta a realidade do funcionamento do SE revelando-se pouco robusto do ponto de vista técnico e económico.

3.4.1.1.3 – Método das Participações Médias

O Método das Participações Médias utiliza coeficientes designados de *Mean Participation Factors* (MEPF) para calcular uma medida do uso da rede de transporte para cada agente (produtor ou consumidor) atendendo à contribuição desses participantes para os trânsitos em cada um dos ramos da rede. Considerando um cenário de produção, consumos e trânsitos na rede de transporte, este método calcula a participação ou percentagem do trânsito de potência em cada ramo da rede a alocar a cada produtor ou consumidor através dum princípio de proporcionalidade [Rubio-Odériz_1999]. Este princípio de proporcionalidade baseia-se na aceitação de que, conhecidas as potências que incidem num nó da rede, os participantes usam os ramos da rede mantendo a proporcionalidade das potências que incidem em cada nó [INESC_TUR_2000].

Para ilustrar a aplicação deste método, considere-se a situação apresentada na figura 3.1.

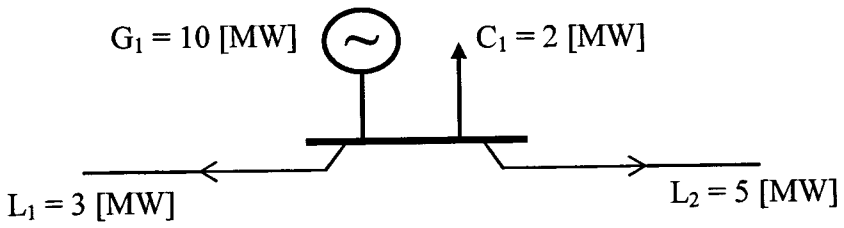


Figura 3.1 – Exemplo da aplicação do Método das Participações Médias.

Com base nos elementos constantes nesta figura, calculam-se os MEPF e a percentagem que cada um dos participantes (G_1 e C_1) tem no trânsito nos ramos L_1 e L_2. Assim:

- Factor de Participação do gerador G_1 no trânsito no ramo L_1

$$FP_{G_1L_1} = 3 \cdot \frac{10}{10+2} = \frac{30}{12} = 2.5 \text{ [MW]} \rightarrow \frac{2.5}{3} \cdot 100 = 83.3 \text{ [\%]}$$

- Factor de Participação da carga C_1 no trânsito no ramo L_1

$$FP_{C_1L_1} = 3 \cdot \frac{2}{10+2} = \frac{6}{12} = 0.5 \text{ [MW]} \rightarrow \frac{0.5}{3} \cdot 100 = 16.7 \text{ [\%]}$$

- Factor de Participação do gerador G_1 no trânsito no ramo L_2

$$FP_{G_1L_2} = 5 \cdot \frac{10}{10+2} = \frac{50}{12} = 4.17 \text{ [MW]} \rightarrow \frac{4.17}{5} \cdot 100 = 83.3 \text{ [\%]}$$

- Factor de Participação da carga C_1 no trânsito no ramo L_2

$$FP_{C_1L_2} = 5 \cdot \frac{2}{10+2} = \frac{10}{12} = 0.83 \text{ [MW]} \rightarrow \frac{0.83}{5} \cdot 100 = 16.7 \text{ [\%]}$$

Este método pode considerar as perdas nos ramos da rede de transporte. Para este efeito metade das perdas estimadas em cada ramo são adicionadas às cargas ligadas aos nós extremos desse ramo.

Este método pode ser aplicado para efectuar a alocação dos custos da rede de transporte por um período anual, conhecidas as condições de exploração durante esse período, através de cenários de operação e das respectivas durações. Para este efeito, podem ser calculados valores médios dos MEPF.

Apesar da sua simplicidade, este método, apresenta as seguintes desvantagens:

- Os valores calculados não emitem sinais económicos que permitam aos participantes melhorar a sua eficiência económica e técnica;
- O processo de cálculo deste método não reflecte as condições reais de exploração do SE.

Este método foi utilizado na Nova Zelândia [TransPower_1991] e na Polónia para alocar os custos totais da rede de transporte de energia eléctrica.

3.4.1.2 – Métodos Embebidos baseados em Estudos de Trânsito de Potências

Os Métodos Embebidos que se baseiam em resultados de estudos de trânsito de potências são os seguintes: MW.milha, do Uso ou Módulo, Zero *Counterflow*, do Fluxo Dominante, *General Agreement on Parallel Paths* (GAPP), *Rated System Path* e Factores de Distribuição Generalizados (GGDF e GLDF).

A grande maioria destes métodos utiliza o Modelo DC para efectuar os estudos de trânsito de potências, considerando a sua simplicidade e rapidez de aplicação.

3.4.1.2.1 – Método MW.milha

O Método MW.milha foi proposto por D. Shirmohammadi *e outros* em 1989 na publicação [Shirmohammadi_1989] e consiste na alocação dos custos por utilização da rede de transporte de energia eléctrica em função de uma medida do uso que depende da potência associada a cada transacção bem como da distância associada a cada uma delas ou do comprimento de cada ramo utilizado por essa transacção.

D. Shirmohammadi *e outros* apresentam dois tipos de Métodos MW.milha: Método MW.milha baseado na Distância [Shirmohammadi_1996] e o Método MW.milha baseado em Estudos de Trânsito de Potências [Shirmohammadi_1989], [Shirmohammadi_1991] e [Shirmohammadi_1996].

- ***Método MW.milha baseado na Distância***

Este método pode ser considerado como realizando a transição entre os Métodos Embebidos de tipo *Rolled-In* e os Métodos Embebidos baseados em Estudos de Trânsito de Potências.

O método realiza a alocação dos custos de utilização da rede de transporte a cada transacção de energia eléctrica em função da potência e da distância entre os pontos de injecção e de consumo, não recorrendo à resolução de estudos de trânsitos de potência.

O custo alocado a uma transacção *j* pode ser calculado através da expressão (3.4).

$$C_T^j = C_T \cdot \frac{P^j \cdot L^j}{\sum_{i=1}^{m} P^i \cdot L^i} \qquad [€] \tag{3.4}$$

Nesta expressão:

C^j_T – Custo alocado à transacção *j* por utilização dos serviços da rede de transporte, em [€];

C_T – Custo total regulado atribuído à rede de transporte, em [€];

P^j – Potência associada à transacção *j*, em [MW];

L^j – Distância associada à transacção *j*, em [milhas];

m – Número total de transacções realizadas.

Para além da sua simplicidade, este método tem a particularidade de favorecer as transacções de energia eléctrica entre os pontos de injecção e consumo mais próximos, porque acarretam menores custos. Assim, é incentivada a instalação de produtores perto dos locais de consumo ou vice-versa. Apesar disto, o método apresenta sérias desvantagens, tais como:

- Não reflecte as condições reais de exploração do SE;
- Dificuldade em determinar o número de MW.milha da responsabilidade de cada transacção. Com efeito, o produto $P^j.L^j$ corresponde em geral, ao somatório estendido a todos os ramos da rede dos produtos do trânsito em cada ramo da responsabilidade da transacção *j* pelo seu comprimento. O cálculo da contribuição de cada transacção *j* para o trânsito em cada ramo pode fazer-se de forma simples em redes radiais mas exigirá outras técnicas de análise em redes emalhadas;
- Os custos alocados às transacções não transmitem os sinais económicos adequados aos participantes no SE de modo a incentivar melhorias do ponto de vista económico e técnico.

- ***Método MW.milha baseado em Estudos de Trânsito de Potências***

Ao contrário do método anterior, esta versão do Método MW.milha utiliza resultados de Estudos de Trânsito de Potências. A literatura da especialidade apresenta diferentes versões da aplicação deste método, apresentando-se nesta Tese uma delas.

O método começa por efectuar um estudo de trânsito de potências para uma situação de referência de exploração da rede de transporte de energia eléctrica em que se consideram todas as transacções. Este estudo de trânsito de potências permite determinar os valores dos trânsitos de potências em todos os ramos da rede devidos ao conjunto das transacções. Em seguida, serão alocados os custos por utilização da rede de transporte a cada uma das transacções, em função dos valores de MW.milha a ela associados, utilizando a expressão (3.5).

$$C_T^j = \sum_{k=1}^{ntij} \frac{c_k \cdot l_k}{P_k^{máx}} \cdot \left| P_k^j \right| \qquad [€] \tag{3.5}$$

Nesta expressão:

C^j_T – Custo alocado à transacção j por utilização da rede de transporte, em [€];

c_k e l_k – Custo do componente (ramo da rede de transporte) k por unidade de comprimento, em [€/milha], e comprimento do componente k, em [milhas], respectivamente;

$P_k^{máx}$ – Capacidade máxima de transmissão do componente k, em [MW];

P_k^j – Contribuição da transacção j para o trânsito de potências no componente k, em [MW];

$ntij$ – Número total de componentes ou instalações utilizadas pela transacção j.

O valor de P_k^j é determinado por intermédio de um novo estudo de trânsito de potências, onde apenas se consideram as injecções e os consumos de potência respeitantes à transacção j. Desta forma, é calculado um valor de trânsito de potências para cada componente k.

Por fim, será repartido o custo total regulado para a rede de transporte, atendendo à percentagem de alocação dos custos da transacção j em relação à totalidade da alocação dos custos a todas as transacções, obtidos em função dos valores MW.milha. A expressão (3.6) permite efectuar essa repartição dos custos.

$$C^j = C_T \cdot \frac{C_T^j}{\sum_{i=1}^{m} C_T^i} \qquad [€] \tag{3.6}$$

Nesta expressão:

C^j – Parcela dos custos regulados alocados à transacção j, em [€];

C_T – Custo total regulado atribuído à rede de transporte, em [€];

C^j_T – Custo alocado à transacção j por utilização da rede de transporte em função dos valores MW.milha, em [€], calculado por (3.5);

m – Número total de transacções realizadas na rede de transporte.

O método apresentado é mais complexo do que os referidos nos pontos anteriores, porque necessita de realizar diversos estudos de trânsito de potências. No entanto, tem a vantagem de que os valores obtidos para as tarifas reflictam melhor as condições de exploração do SE.

Os valores das tarifas por uso da rede de transporte calculados por este método favorecem as transacções de energia eléctrica em que os produtores se encontram mais próximos dos consumidores e vice-versa. No entanto, este sinal económico pode não ter uma utilidade elevada (localização dos recursos energéticos, ambientais, etc.), não trazendo melhorias em termos de eficiência económica e técnica. Por esta razão, considera-se que, em geral, as tarifas calculadas não transmitem aos participantes no SE os sinais económicos adequados.

3.4.1.2.2 – Método do Uso ou do Módulo

O Método do Uso ou do Módulo foi proposto por R.R. Kovacs *e outros*, em 1994, [Kovacs_1994]. O método baseia-se em estudos de trânsito de potências que se utilizam para determinar a contribuição, em termos do valor do módulo do trânsito de potências, de cada transacção no trânsito de potências total de uma dada instalação (linha ou subestação) da rede de transporte. A expressão (3.7) permite calcular o custo a alocar a uma transacção j por utilização dos serviços da rede de transporte.

$$C_T^j = \sum_{k=1}^{ni} C_k \cdot \frac{\left|P_k^j\right|}{\sum_{j=1}^{m}\left|P_k^j\right|} \quad [€] \tag{3.7}$$

Nesta expressão:

C^j_T – Custo alocado à transacção j por utilização dos serviços da rede de transporte, em [€];

C_k – Custo regulado da instalação k, definida como a remuneração atribuída a essa instalação, em [€];

$|P_k^j|$ – Módulo do trânsito de potências na instalação k devido à transacção j, em [MW];

m – Número total de transacções consideradas no processo de alocação;

ni – Número total de instalações (linhas e subestações) da rede de transporte.

Neste método, o custo da instalação C_k é um custo regulado e corresponde à remuneração atribuída à instalação (linha ou subestação) de forma a remunerar os respectivos custos de operação, manutenção, administrativos e de investimento.

Na expressão (3.7) são calculadas relações entre o módulo do trânsito de potência na instalação k devida à transacção j e o somatório dos módulos dos trânsitos de potência na instalação k devida a todas as m transacções consideradas. Desta forma, consegue-se uma maior percentagem de recuperação dos custos por utilização dos serviços da rede de transporte do que no Método MW.milha baseado no estudo de trânsito de potências utilizando (3.5). Neste caso, era calculada uma relação que incluía a capacidade máxima de transmissão da instalação k. Com efeito, o trânsito de potência numa instalação é usualmente inferior à sua capacidade máxima de transmissão, devido à existência de margens de segurança, por efeito de economias de escala no reforço ou investimento realizado ou, ainda, pela existência de períodos em que o consumo é diminuto. Nestas circunstâncias, a utilização da capacidade máxima de transmissão originaria uma alocação insuficiente dos custos regulados, isto é, uma percentagem de recuperação de custos mais reduzida.

Por outro lado, a utilização da capacidade máxima de transmissão da instalação k e a não existência de incentivos para que a entidade detentora da rede de transporte realize investimentos, pode originar o adiamento desses investimentos, de tal modo que os trânsitos de potência nas instalações se podem aproximar das respectivas capacidades máximas de transmissão. Se tal ocorresse, a empresa seria premiada por uma maior percentagem de recuperação de custos. No entanto, esta situação limite, pode originar efeitos graves no funcionamento do SE, como congestionamentos e aumento da energia não fornecida.

Finalmente, assinala-se que a expressão (3.7) inclui os módulos dos trânsitos de potências das instalações de modo a eliminar o efeito de parcelas de trânsitos de potências apresentando sentido contrário ao dominante. Se tal ocorresse, e a expressão (3.7) não incluísse o módulo poderia obter-se um valor reduzido para o denominador originando um valor de remuneração superior aos custos regulados.

3.4.1.2.3 – Método Zero Counterflow

As transacções que contribuem para o trânsito de potências total numa instalação k com trânsito de potências de sentido contrário ao trânsito de potências dessa instalação são benéficas para o aumento da eficiência na utilização da rede de transporte. Dado esse carácter benéfico, no Método *Zero Counterflow* essas transacções não serão consideradas, nem tarifadas.

Este método é descrito em [Marangon Lima_1996], sendo utilizada a expressão (3.8) para alocar os custos por utilização da rede de transporte a cada transacção j.

$$C_T^j = \begin{cases} \sum_{k=1}^{ni} C_k \cdot \dfrac{P_k^j}{\sum_{\substack{j=1 \\ j\in\Omega_k^+}}^{m} P_k^j}, & \text{para } P_k^j > 0 \\ 0, & \text{para } P_k^j \leq 0 \end{cases} \tag{3.8}$$

As variáveis utilizadas nesta expressão correspondem às que já foram referidas para a expressão (3.7) e Ω_k^+ corresponde ao conjunto de transacções que originam trânsitos de potências na instalação k com o mesmo sentido que o trânsito de potência existente nessa instalação.

As tarifas calculadas com base neste método têm a vantagem de transmitir sinais económicos aos participantes no SE, pois dão uma indicação relativamente aos nós (para injecção ou consumo) mais adequados para efectuar a ligação. Assim, contribui-se para uma melhor eficiência na utilização da rede de transporte, ao aliviar determinados ramos, permitindo inclusivamente adiar decisões de investimento.

O Método *Zero Counterflow* apresenta diversas desvantagens relacionadas com a descontinuidade e volatilidade das tarifas em SE pouco carregados ou com poucas transacções. Nesses casos, os trânsitos de potência sofrem com facilidade alterações do seu sentido, de tal modo que transacções que não eram tarifadas podem passar a sê-lo.

3.4.1.2.4 – Método do Fluxo Dominante

O Método do Fluxo Dominante consiste numa combinação do Método do Módulo com o Método *Zero Counterflow* com o objectivo de eliminar ou atenuar os inconvenientes dos métodos apresentados nos pontos anteriores.

J.W. Marangon Lima em [Marangon Lima_1996] descreve este método referindo que consiste em dividir os custos por utilização da rede de transporte alocados a uma transacção ou agente j, C^j_T, em duas parcelas. Uma das parcelas é devida à capacidade de transporte base (*Capacidade Base*), C^j_{T1}, e a outra é devida à capacidade de transporte adicional (*Capacidade Adicional*), C^j_{T2}, (3.9).

$$C^j_T = C^j_{T1} + C^j_{T2} \tag{3.9}$$

A *Capacidade Base* está relacionada com a utilização real dos ramos da rede de transporte, de tal modo que o custo do ramo k, C_k, a alocar não é o custo total regulado, mas

corresponde a uma percentagem da capacidade máxima de transmissão do ramo k, $P_k^{máx}$. Este custo a alocar é dado pela expressão (3.10). Nesta expressão, P_k corresponde ao trânsito de potência total no ramo k, resultante de todas as transacções.

$$Cb_k = C_k \cdot \frac{P_k}{P_k^{máx}} \tag{3.10}$$

A alocação desta parcela do custo é realizada através do Método *Zero Counterflow*, substituindo na expressão (3.8) C_k por Cb_k obtido por (3.10), resultando (3.11).

$$C_{T1}^j = \begin{cases} \sum_{k=1}^{ni} Cb_k \cdot \dfrac{P_k^j}{\sum_{\substack{j=1 \\ j\in\Omega_k^+}}^{m} P_k^j}, & \text{para } P_k^j > 0 \\ 0, & \text{para } P_k^j \le 0 \end{cases} \tag{3.11}$$

Por sua vez, a *Capacidade Adicional* consiste na diferença entre a capacidade máxima de transmissão e a capacidade realmente utilizada no ramo k. Esta capacidade corresponde à reserva dos ramos da rede de transporte para efeitos de segurança e fiabilidade no funcionamento do SE beneficiando, portanto, todos os participantes. O custo relativo a esta capacidade adicional é obtido pela expressão (3.12).

$$Ca_k = C_k \cdot \frac{\left(P_k^{máx} - P_k\right)}{P_k^{máx}} \tag{3.12}$$

A alocação deste custo é realizada através da expressão (3.7) decorrente do Método do Módulo, onde o custo C_k é substituído por Ca_k, obtendo-se a expressão (3.13).

$$C_{T2}^j = \sum_{k=1}^{ni} Ca_k \cdot \frac{\left|P_k^j\right|}{\sum_{j=1}^{m}\left|P_k^j\right|} \tag{3.13}$$

3.4.1.2.5 – Factores de Distribuição Generalizados

A utilização dos factores de distribuição para efectuar a alocação dos custos por uso dos serviços da rede de transporte foi proposta por H. Rudnick *e outros* em [Rudnick_1995]. Até então estes factores foram utilizados para análises de segurança e de contingências da rede de transporte.

Os factores de distribuição são obtidos a partir dos coeficientes de sensibilidade baseados no Modelo DC. Os coeficientes de sensibilidade $a^b_{i\text{-}k}$, representam a alteração incremental do trânsito de potência no ramo i-k, $\Delta P_{i\text{-}k}$, ocasionada por uma alteração da

potência injectada num dado nó *b* (excepto no nó de referência *R*), $\Delta Pinj_b$. A alteração incremental no trânsito de potência no ramo *i-k* é determinada pela expressão (3.14).

$$\Delta P_{i-k} = \sum_{b \neq R} a_{i-k}^{b} \cdot \Delta Pinj_b \tag{3.14}$$

Os coeficientes de sensibilidade são independentes das condições de exploração do SE, mas são dependentes do nó escolhido para referência no Modelo DC e, como se compreende, da topologia do SE.

Se necessário, os coeficientes de sensibilidade podem ser determinados utilizando o Modelo AC para realizar o estudo de trânsito de potências sendo, no entanto, preferível a utilização do Modelo DC pela sua simplicidade.

Os Factores de Distribuição Generalizados caracterizam-se por serem independentes do nó de referência escolhido, podendo definir-se Factores de Distribuição Generalizado da Produção (GGDF[2]) e Factores de Distribuição Generalizado da Carga (GLDF[3]). As expressões de cálculo destes Factores são deduzidas a seguir.

Os GGDF representam o impacto da alteração da produção nos nós de produção no trânsito de potências em qualquer ramo. Em particular, o factor $GGDF_{i-k,g}$ relaciona a produção Pg_g num nó *g* com o trânsito de potência P_{i-k} num ramo *i-k*, através da expressão (3.15).

$$P_{i-k} = \sum_{g} GGDF_{i-k,g} \cdot Pg_g \tag{3.15}$$

Os factores GGDF têm natureza não incremental e dependem das condições de funcionamento do SE, pelo que é necessário executar um estudo de trânsito de potências como base para o seu cálculo, através da expressão (3.16) em que o coeficiente $GGDF_{i-k,R}$ é dado por (3.17).

$$GGDF_{i-k,g} = a_{i-k}^{g} + GGDF_{i-k,R} \tag{3.16}$$

$$GGDF_{i-k,R} = \frac{P_{i-k} - \sum_{g \neq R} a_{i-k}^{g} \cdot Pg_g}{\sum_{g} Pg_g} \tag{3.17}$$

Os GLDF representam o impacto da alteração da carga nos nós de carga no trânsito de potências em qualquer ramo. O factor $GLDF_{i-k,j}$ relaciona a carga Pc_j num nó *j* com o trânsito de potência P_{i-k} num ramo *i-k*, pela expressão (3.18).

[2] Do inglês *Generalized Generation Distribution Factors.*
[3] Do inglês *Generalized Load Distribution Factors.*

$$P_{i-k} = \sum_j GLDF_{i-k,j} \cdot Pc_j \tag{3.18}$$

Uma alteração na carga ΔPc_t num nó t é compensada por uma correspondente alteração na carga do nó de referência R, originando um novo trânsito no ramo i-k. Em [Rudnick_1995], assume-se que a alteração na carga ΔPc_t num nó t corresponde a uma alteração na produção (injecção negativa no nó t), obtendo-se a expressão (3.19) para o factor GLDF, em que $GLDF_{i-k,R}$ é dado por (3.20).

$$GLDF_{i-k,t} = GLDF_{i-k,R} - a^t_{i-k} \tag{3.19}$$

$$GLDF_{i-k,R} = \frac{P_{i-k} + \sum_{j \neq R} a^j_{i-k} \cdot Pc_j}{\sum_j Pc_j} \tag{3.20}$$

Ao utilizar o Modelo DC para deduzir os Factores de Distribuição, desprezam-se as perdas activas. No entanto, para diversas aplicações a incorporação de uma estimativa das perdas pode ser importante. Tal pode ser realizado como vem referido no artigo de M. Rivier *e outros* de 1990 [Rivier_1990]. Estes autores consideram as perdas activas nos ramos como cargas fictícias, de tal modo que metade das perdas em cada ramo é adicionada à carga nos nós extremos desse ramo.

Os Factores de Distribuição podem ser utilizados num processo de alocação dos custos aos produtores e cargas por utilização da rede de transporte de energia eléctrica. Uma das formas de efectuar essa alocação dos custos é detalhada em seguida.

A alocação dos custos aos utilizadores (produtores ou cargas) por utilização de uma instalação da rede de transporte pode ser realizada considerando a proporção entre a máxima potência da responsabilidade de cada utilizador em relação à potência máxima total transmitida. Por outro lado, somente serão alocados os custos aos utilizadores que contribuem com trânsitos de potência com o mesmo sentido do trânsito de potências verificado nessa instalação, de tal modo que aqueles que contribuem com trânsitos de potência com sentido contrário, aliviando deste modo a instalação, não são tarifados nem são recompensados pela sua contribuição. Por exemplo, para os factores GGDF, a parcela a suportar $FP_{i-k,b}$, pelo produtor ligado ao nó b, em relação ao custo do ramo i-k é dada por (3.21).

$$FP_{i-k,b} = \frac{GGDF^a_{i-k,b} \cdot Pg_b}{\sum_g GGDF^a_{i-k,g} \cdot Pg_g} \tag{3.21}$$

Nesta expressão:

$$GGDF^{a}_{i-k,g} = \begin{cases} GGDF_{i-k,g}, & \text{se a contribuição do produtor tem o mesmo sentido do trânsito no ramo b.} \\ 0, & \text{se tem sentido contrário.} \end{cases} \quad (3.22)$$

A finalizar, assinala-se que os significados dos Coeficientes de Sensibilidade e dos Factores de Distribuição são diferentes. Os Coeficientes de Sensibilidade reflectem a utilização incremental dos recursos, enquanto que os factores GGDF e GLDF pretendem reflectir a utilização total dos recursos por cada um dos utilizadores (produtor ou carga).

Deve-se salientar que os Coeficientes de Sensibilidade são independentes das condições de funcionamento do SE, mas são fortemente dependentes do nó de referência seleccionado. Por esta razão, é conveniente associar o nó de referência ao nó onde se encontra instalado o gerador marginal. Esta tarefa pode ser difícil num SE em que a produção marginal se encontra distribuída por várias máquinas ou onde a localização do gerador marginal se altera frequentemente.

3.4.1.2.6 – General Agreement on Parallel Paths (GAPP)

O GAPP surgiu nos EUA no ano de 1992 com a finalidade de resolver alguns dos problemas decorrentes dos contratos *Wheeling* efectuados entre empresas de SE de diferentes regiões. Estes problemas são devidos a trânsitos de potências indesejáveis designados de *loop* ou *parallel flows*.

Pode-se dizer que o GAPP não é verdadeiramente uma metodologia de alocação dos custos da rede de transporte de energia eléctrica, mas consiste num conjunto de procedimentos que têm por objectivo prever ou antecipar os trânsitos de potência indesejáveis que se podem produzir durante as transacções *Wheeling*.

Esses procedimentos são detalhados em [Rubio-Odériz_1999]. O GAPP baseia-se na realização de vários estudos de trânsitos de potências para situações típicas de exploração do SE, de forma a avaliar a contribuição de uma dada transacção para os trânsitos de potência nos ramos da rede. Desta forma, é construída uma matriz de Factores de Participação das Transacções (TPF[4]) que correspondem, para uma dada transacção, às percentagens dos trânsitos de potência que transitam nas instalações das empresas dos SE adjacentes àquela entre as quais é realizada a transacção. Em seguida são organizados os pedidos de autorização para implementar as transacções e são determinadas as compensações económicas a atribuir às redes que são afectadas.

[4] Do inglês *Transaction Participation Factors*.

No contexto das transacções *Wheeling*, ou ainda nos Contratos Bilaterais, o GAPP representa um avanço substancial em relação a outros métodos rudimentares, como por exemplo o Método do Caminho da Transacção. Com efeito, o GAPP permite uma melhor estruturação e sistematização da informação. A aplicação do GAPP a SE reestruturados que não se baseiam em Contratos Bilaterais é complicada, mas a sua aplicação pode ser vantajosa em países com múltiplas áreas de controlo entre as quais existem intercâmbios, como os EUA e a Austrália.

3.4.1.2.7 – Método Rated System Path

O Método *Rated System Path* surgiu nos EUA no ano de 1996, tendo sido concebido pela empresa Norte Americana *PacifiCorp*, para ser aplicado à zona Oeste do SE dos EUA e do Canadá (incluindo onze Estados dos EUA e duas províncias do Canadá). Esta região é caracterizada por ter linhas de grande comprimento e exigir margens de segurança elevadas das respectivas capacidades de transmissão por questões de estabilidade do SE.

Este método consiste em calcular previamente a capacidade de transmissão em cada zona do SE ou de cada ramo ou equipamento. Este cálculo é realizado através da execução de diversos estudos de trânsito de potências considerando várias situações típicas de exploração do SE e situações de contingência destinadas a avaliar a estabilidade do SE. Na realidade, o método foi bastante utilizado para atribuir Direitos de Transmissão a novas instalações da rede de transporte. Com efeito, a entrada em serviço de uma nova instalação permite reforçar a capacidade de transmissão existente, obrigando a realizar novos estudos de trânsito de potências, de forma a calcular os incrementos de capacidade de transmissão obtidos devidos à nova instalação. Esses incrementos poderão ser atribuídos à entidade proprietária dessa nova instalação que poderá, em seguida, negociar os respectivos Direitos de Transmissão.

A aplicação deste método encontra-se restrita a SE pouco emalhados e com linhas de grande comprimento. Em redes mais desenvolvidas e mais emalhadas, a sua aplicação mostra-se complicada, porque é difícil averiguar a contribuição de cada linha para a capacidade de transmissão entre zonas, assim como é difícil identificar essas zonas.

3.4.2 – Métodos de Tipo Incremental

Os métodos de tipo incremental utilizam a definição de preços incrementais para alocar os custos por utilização dos serviços da rede de transporte aos agentes que a utilizam para efectuar transacções de energia eléctrica.

O *preço incremental* pode ser definido como o acréscimo dos custos de utilização da rede de transporte quando se verifica a inclusão de um novo agente ou transacção em relação a uma situação de referência dessa rede.

Este preço incremental funciona como a tarifa que será aplicada ao utilizador da rede de transporte, a partir da qual a entidade proprietária da rede de transporte é remunerada. Esta remuneração estará associada ao tempo de duração do contrato realizado entre os agentes envolvidos na transacção, tendo estes de pagar o custo total de utilização dos serviços da rede de transporte necessários para efectuar essa transacção se forem os únicos agentes a utilizar esses serviços ou equipamentos.

No caso de um novo equipamento da rede de transporte ser utilizado por mais do que uma transacção ou por vários agentes, o preço incremental deve ser alocado a cada transacção ou a cada agente de acordo com o respectivo grau de utilização desse equipamento.

Os métodos incrementais são genericamente referidos por D. Shirmohammadi *e outros* em [Shirmohammadi_1996] e por F.J. Rubio-Odériz em [Rubio-Odériz_1999]. Estes referem algumas das vantagens e inconvenientes associados a estes métodos. Assim, as principais vantagens são:

- As tarifas calculadas reflectem as condições técnicas de exploração da rede de transporte, devido à resolução de estudos de trânsito de potências ou problemas de optimização;
- As tarifas emitem sinais económicos aos agentes, contribuindo para aumentar a eficiência e racionalidade económica na utilização da rede de transporte.

Os seus principais inconvenientes são os seguintes:

- A aplicação deste tipo de métodos pode assumir grande complexidade e estar associada a um grande esforço computacional, especialmente se o número de transacções for elevado;
- Estes métodos podem revelar-se discriminatórios devido às não linearidades associadas ao funcionamento dos SE. Com efeito, se existirem várias transacções, a ordem pela qual essas transacções serão consideradas não é indiferente podendo ordenações diversas originar incrementos parcelares dos custos de exploração também diferentes.

Os métodos incrementais são adequados para serem aplicados em SE com estrutura baseada em Contratos Bilaterais ou Transacções *Wheeling*, desde que exista um pequeno número de transacções e de agentes, e onde facilmente se podem identificar cenários de exploração base ou de referência. Um exemplo de uma situação deste género correspondia às transacções efectuadas entre as empresas eléctricas de Portugal e França utilizando a rede de transporte Espanhola. Por outro lado, a aplicação destes métodos é difícil em SE com estrutura em *Pool* e onde o acesso à rede de transporte se encontra generalizado.

Os diferentes métodos de tipo incremental descritos na literatura podem-se agrupar de acordo com o tipo de custos a alocar e pelo grau de utilização dos serviços da rede de transporte. Quanto ao tipo de custos alocar, existem Métodos Incrementais de Curto Prazo e Métodos Incrementais de Longo Prazo. Quanto ao grau de utilização podem considerar-se os seguintes: Método das Áreas de Influência, *Cost Reflective Network Pricing* (CRNP) e Método dos Beneficiários.

3.4.2.1 – Métodos Incrementais de Curto Prazo

Este método é referido em [Shirmohammadi_1996] e destina-se a avaliar e alocar os custos de curto prazo por utilização da rede de transporte. Os custos de curto prazo estão associados a custos de exploração e de manutenção associados a uma nova transacção. Os custos de exploração podem ser estimados através da resolução de estudos de trânsitos de potência óptimo.

Atendendo à definição de preços incrementais, os preços incrementais de curto prazo podem assumir um valor negativo. Tal acontece quando a incorporação de uma nova transacção melhora as condições de exploração, diminuindo o valor da função custo do problema.

Apesar dos avanços técnicos para a melhoria de eficácia na avaliação dos custos de exploração e manutenção, existem ainda, as seguintes dificuldades associadas a este tipo de métodos:

- A previsão dos custos de curto prazo para um determinado horizonte de estudo é bastante complexa de realizar, apesar de ser essencial para fornecer os sinais económicos adequados aos participantes. Por outro lado, a construção de cenários de exploração futuros é tanto mais complexa e afectada por vários tipos de incertezas quanto mais longo for o horizonte em análise;

- Uma maior volatilidade dos preços ou tarifas devido à utilização da rede de transporte, quando se utilizam os preços incrementais de curto prazo, tornam difícil a realização de previsões e tomada de decisões para melhorar a eficiência económica quando se trabalha com contratos a longo prazo;
- A remuneração da entidade detentora da rede de transporte obtida através deste tipo de preços é insuficiente, porque as tarifas assim calculadas só conseguem remunerar os custos de exploração e manutenção. Não existindo qualquer forma de completar esta remuneração, este tipo de métodos desencoraja a realização de investimentos para a expansão e reforço da rede de transporte.

3.4.2.2 – Métodos Incrementais de Longo Prazo

Os Métodos Incrementais de Longo Prazo encontram-se descritos em [Shirmohammadi_1996] e têm como objectivo avaliar e alocar os custos de exploração estimados para um prazo mais alongado, bem como os custos de reforço e de expansão, por utilização da rede de transporte quando se realiza uma determinada transacção de energia eléctrica.

Os custos de exploração estimados para longo prazo e os custos de reforço e expansão da rede de transporte atribuídos a uma transacção podem ser avaliados através das alterações provocadas por essa transacção no planeamento da rede de transporte.

De forma similar aos preços incrementais de curto prazo, os preços incrementais de longo prazo podem também ser negativos, porque uma determinada transacção pode permitir adiar ou mesmo a anular reforços ou expansões que se encontravam planeados, diminuindo assim os custos totais em relação a uma situação inicial.

Apesar do conceito de custo de reforço e expansão ser de fácil compreensão, a avaliação destes custos é difícil de concretizar, porque requer a resolução de problemas de planeamento da expansão da rede de transporte para determinar os investimentos a realizar durante um determinado período de planeamento. Esta avaliação torna-se mais complexa se existirem várias transacções responsáveis por um novo investimento dificultando a alocação de parcelas do custo total a cada uma dessas transacções.

3.4.2.3 – Método das Áreas de Influência

O Método das Áreas de Influência realiza a alocação dos custos de utilização da rede de transporte através do grau de utilização dessa rede por cada agente. Neste método a

utilização da rede de transporte é avaliada de forma incremental, ou seja, é calculado o incremento do valor do trânsito de potência em cada ramo da rede quando se aumenta de 1 [MW] a carga ou produção em cada nó.

Mantendo o valor do incremento na carga ou produção, é possível calcular o uso da rede de transporte por um agente, para um determinado período de tempo (por exemplo, um ano) organizado em vários cenários de exploração.

O Método das Áreas de Influência foi utilizado pela primeira vez no SE reestruturado do Chile em 1982, [Rudnick_1995], sendo em seguida utilizado no SE reestruturado da Argentina em 1992. Em 1999, F.J. Rubio-Odériz e I.J. Pérez-Arriaga realizaram diversos estudos utilizando este método que são descritos em [Rubio-Odériz_1999] e [Rubio-Odériz_2000].

Em [Rubio-Odériz_2000] apresentam-se as expressões matemáticas que permitem calcular os Factores de Participação Marginal (MPF[5]). Para o cálculo destes factores só são considerados incrementos positivos, isto é, os que originam um aumento do trânsito de potências do ramo em análise. A expressão (3.23) permite calcular o Factor de Utilização U_{kr} do agente k pela utilização do ramo r.

$$U_{kr} = \sum_{nc} \left(\left| P^{k}_{r,nc} \right| - \left| P_{r,nc} \right| \right) \cdot P_{k,nc} \cdot D_{nc} \quad \text{para} \quad \left| P^{k}_{r,nc} \right| - \left| P_{r,nc} \right| > 0 \quad [\text{MW}^2\text{h}] \qquad (3.23)$$

Nesta expressão:

$P_{r,nc}$ – Trânsito de potências no ramo r para o cenário nc;

$P^{k}_{r,nc}$ – Trânsito de potências no ramo r quando o consumo ou produção do agente k no cenário nc aumenta de 1 [MW];

$P_{k,nc}$ – Potência produzida ou consumida pelo agente k para o cenário nc;

D_{nc} – Duração do cenário nc.

Usando os factores U_{kr}, é em seguida calculado, pela expressão (3.24), o Factor de Participação, FP_{kr}, da responsabilidade de um agente k num ramo r da rede de transporte.

$$FP_{kr} = \frac{U_{kr}}{\sum_{k} U_{kr}} \qquad (3.24)$$

Algumas considerações importantes podem ser feitas em relação a este método:

- Este método não requer que o relacionamento entre produção e consumo se realize através de Contratos Bilaterais pelo que pode ser aplicado em SE em que existe um *Pool*;

[5] Do inglês *Marginal Participation Factors*. Atenção que apesar desta designação dos factores como sendo marginais, o método das Áreas de Influência tem caracter incremental.

- Não fornece os sinais económicos correctos, porque a repartição dos trânsitos de potência nos ramos pelos agentes não é realizado tendo em conta aspectos económicos, mas sim técnicos. No entanto, F.J. Rubio-Odériz em [Rubio-Odériz_1999] refere que a utilização física de um sistema está em geral associada à utilização económica;
- O esforço computacional na aplicação desta metodologia é elevado, porque o cálculo dos *FP* relativos a um agente e a um ramo requer a realização de cálculos para toda a rede de transporte;
- Esta metodologia realiza sucessivos despachos óptimos que são executados aquando da realização de incrementos na carga ou na produção. Assim, é possível considerar restrições de limites dos ramos do SE;
- Se o trânsito de potências num ramo da rede de transporte tiver um valor muito próximo da sua capacidade de transmissão, uma variação do trânsito de potência nesse ramo não será detectada e portanto não será remunerada. Esta situação deve-se à realização de redespachos devido à inclusão de restrições de limites nos ramos;
- Ao utilizar o algoritmo de trânsito de potências óptimo, este método reflecte as condições reais de operação do SE. A sua aplicação permite calcular os *FP* dos agentes em cada um dos ramos da rede de transporte. No entanto, no Chile e na Argentina foram realizadas algumas simplificações, de tal modo que o cálculo dos *FP* é realizado para corredores de linhas e não para cada ramo. Considerou-se ainda um nó de compensação (nó *slack*) para absorver modificações na produção devidas a alterações no consumo;
- Os componentes da área de influência de um agente k são identificados através do cálculo dos *FP*. Neste sentido, a área de influência de um agente corresponde ao conjunto de componentes ou instalações em relação às quais um agente k apresenta Factores U_{kr} superiores a um limiar a especificar. Por vezes, esta área é bastante alargada, de tal modo que o agente em causa está a participar no pagamento de custos de instalações ou equipamentos que estão fisicamente afastados do seu ponto de ligação.

3.4.2.4 – Cost Reflective Network Pricing

O Método designado de *Cost Reflective Network Pricing* (CRNP) foi desenvolvido em 1997 na Austrália por R. Stewart *e outros* [Stewart_1997], para ser aplicado na alocação dos custos por utilização da rede de transporte em todos os Estados Australianos, de acordo com o desenvolvimento do *National Electricity Market* (NEM) Australiano.

O método consiste em alocar os custos das instalações da rede de transporte a pontos de ligação da rede em função do uso dessas instalações. Assim, para cada ponto de ligação

são calculados Factores Nodais que traduzem a participação de cada gerador ou carga na utilização da rede de transporte. O aspecto mais curioso deste método resulta do facto desses factores serem determinados com base na simulação de curto-circuitos nos nós de carga e no cálculo da contribuição de cada gerador para essas correntes de curto-circuito. A racionalidade técnica da opção pela utilização de correntes de curto-circuito para estruturar o processo de alocação de custos encontra-se insuficientemente justificada na publicação referida, pelo que se considera que este método apresenta pouca relevância no contexto dos métodos de alocação de custos.

3.4.2.5 – Método dos Beneficiários

O Método dos Beneficiários foi proposto por I.J. Pérez-Arriaga em 1992 para ser aplicado no SE reestruturado da Argentina e encontra-se descrito em [Pérez-Arriaga_1995]. Este método foi concebido para distribuir os custos de investimento em novas instalações ou equipamentos pelos diversos utilizadores de uma rede de transporte.

O Método dos Beneficiários consiste na alocação dos custos com base nos benefícios económicos que cada instalação da rede de transporte proporciona aos seus utilizadores. O benefício é entendido como a melhoria económica que um determinado agente obtém pela utilização de uma determinada instalação ou equipamento (novo ou existente) da rede de transporte. O benefício económico é calculado como a diferença entre duas situações de exploração da rede de transporte, sem e com uma instalação ou um equipamento. O cálculo do benefício económico é realizado de forma diferente para produtores e consumidores. Assim:

- No caso de um produtor, o benefício económico está associado ao aumento do seu rendimento líquido (diferença entre a remuneração obtida pela produção de energia enviada para a rede e os respectivos custos de exploração) com base na diferença de duas situações, sem e com as novas instalações;
- No caso de um consumidor, o benefício económico decorre da redução dos seus encargos totais respeitantes ao respectivo consumo, também com base na diferença entre duas situações, sem e com as novas instalações.

Calculados os benefícios económicos para todos os agentes e para diversos cenários de exploração do SE durante um período alargado, determina-se o Factor de Benefício de cada agente k pela utilização de um ramo r da rede de transporte, FB_{kr}, utilizando a expressão (3.25), que considera apenas os valores positivos dos benefícios económicos.

BIBLIOTECA F.E. PORTO

$$FB_{kr} = \frac{B_{kr}}{\sum_{k} B_{kr}}, \text{ para } B_{kr} > 0 \tag{3.25}$$

Nesta expressão:

B_{kr} – Benefício económico obtido pelo agente k pela utilização do ramo r, durante o período de estudo.

O Método dos Beneficiários baseia-se num conceito simples e de fácil compreensão. No entanto, a sua aplicação exige um grande esforço computacional devido à necessidade de realizar um elevado número de simulações. Por outro lado, os sinais económicos transmitidos são adequados, pois promovem a eficiência económica decorrente do cálculo dos benefícios económicos para cada agente. Refira-se ainda que a realização de investimentos é incentivada porque o método permite identificar os benefícios económicos dos diversos agentes devido à construção de novas instalações alocando de forma correcta os custos dessas instalações.

3.4.3 – Métodos de Tipo Marginal

3.4.3.1 – Aspectos Gerais

A aplicação de conceitos de índole marginal aos SE sofreu um impulso decisivo com as contribuições de M.C. Caramanis *e outros* em 1982 [Caramanis_1982]. Nesta publicação refere-se que em ambientes regulados as tarifas calculadas com base em preços marginais se revelam mais eficientes, tendo a virtude de fornecer os sinais económicos adequados aos vários agentes do SE, reflectindo as condições técnicas e económicas de exploração da rede de transporte.

Os conceitos e formulações matemáticas associados à teoria marginalista têm tido um grande desenvolvimento até aos dias de hoje e foram aplicadas em metodologias de cálculo de tarifas no SE de diversos países que implementaram processos de reestruturação. Por outro lado, os conceitos e as formulações matemáticas da teoria marginalista constituem elementos fundamentais na metodologia desenvolvida no âmbito desta Tese, pelo que neste capítulo e seguintes serão alvo de aprofundamento adequado.

A teoria marginalista aplicada aos SE baseia-se essencialmente no conceito de *preço marginal* que, de uma forma geral, é definido como o preço $\rho_k(t)$, num determinado nó k e instante de tempo t, correspondente ao impacto na função custo f decorrente de uma variação da carga Pc nesse nó k e instante de tempo t. A expressão (3.26) reflecte esta definição.

$$\rho_k(t) = \frac{\partial f(t)}{\partial Pc_k(t)} \tag{3.26}$$

Os preços marginais para os nós da rede de transporte de energia eléctrica são determinados a partir da formulação de um problema de optimização utilizado para realizar o despacho óptimo do SE. Este problema de optimização integra uma função objectivo *f*, que pode corresponder ao custo total do SE (custos de exploração e custos de investimento). Esta função objectivo está sujeita a um conjunto de restrições de exploração do SE, tais como balanço energético do SE, limites de produção, limites de transmissão nos ramos, etc.

Os preços marginais nodais associados a uma configuração do SE e nível de carga serão obtidos de diversas formas de acordo com a formulação matemática adoptada. A título de exemplo, se o problema de despacho óptimo corresponder a uma formulação linear, os preços marginais nodais podem ser obtidos de um modo muito eficiente e rápido utilizando os valores das variáveis duais do problema.

Os algoritmos de cálculo destes preços serão detalhados nas secções seguintes em que se aborda o cálculo dos Preços Marginais de Curto Prazo, em primeiro lugar, bem como diversos aspectos complementares a eles associados e se faz uma primeira referência aos Preços Marginais de Longo Prazo. Os Preços Marginais de Curto Prazo, evidenciando a sua dependência no tempo, são também conhecidos como Preços *Spot*.

3.4.3.2 – Preços Marginais de Curto Prazo

3.4.3.2.1 – Modelos de Cálculo

Os Preços Marginais de Curto Prazo (PMCP) reflectem os custos de exploração dos SE e podem ser calculados utilizando diferentes modelos, dos quais se destacam os modelos apresentados por M. Rivier *e outros* em [Rivier_1990] e [Rivier_1993], e por J.T. Saraiva em [Saraiva_1999/A] e [Saraiva_1999/B].

Os modelos de cálculo dos PMCP mais divulgados consistem na resolução de um problema de trânsito de potências óptimo em que se pretende minimizar os custos de produção, satisfazendo um dado nível de carga bem como diversas restrições de operação e segurança. Este problema pode dar origem a formulações não lineares ou a formulações linearizadas utilizando o Modelo DC. As versões linearizadas podem ser enriquecidas de modo a incluir estimativas das perdas na rede de transporte, constituindo então um bom compromisso entre modelos lineares puros e modelos não lineares. Nesse caso, a obtenção

dos PMCP é realizada após resolver um problema deste género recorrendo às variáveis duais do problema. A integração de uma estimativa das perdas activas nos ramos da rede é fundamental para obter a dispersão geográfica dos PMCP, tornando o seu cálculo mais realista.

Os modelos linearizados são descritos em seguida considerando duas versões: os Modelos A e B. Estes modelos diferenciam-se pela forma como é incluída a estimativa das perdas activas dos ramos da rede de transporte de energia eléctrica no Modelo DC de Trânsito de Potências. Os Modelos A e B são a seguir exaustivamente apresentados.

3.4.3.2.1.1 – Modelo A

O cálculo dos PMCP de uma rede eléctrica recorre à resolução de um problema de optimização que tem como função objectivo a minimização dos custos de produção. Nesta função também se considera um factor de penalização C_{ENS} de modo a minimizar o valor da Potência Não Fornecida (PNS[6]). Nas restrições deste problema são incluídas as perdas activas dos ramos da rede de transporte como cargas fictícias, calculadas como se refere em seguida. A formulação inclui também as restrições relativas às capacidades de transmissão dos ramos.

Formulação do Problema

O modelo matemático deste problema de optimização inclui a função objectivo (3.27) e as restrições (3.28) a (3.31).

$$\text{Min} f = \sum_{k=1}^{n}\sum_{g=1}^{ng} Cg_{kg} \cdot Pg_{kg} + C_{ENS} \cdot \sum_{k=1}^{n} PNS_k \tag{3.27}$$

Sujeita às restrições:

(i) Equação de equilíbrio de potências

$$\sum_{k=1}^{n}\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + \sum_{k=1}^{n} PNS_k = \sum_{k=1}^{n} Pc_k \tag{3.28}$$

(ii) Limites da capacidade de produção dos geradores (para cada gerador g do nó k)

$$Pg_{kg}^{\min} \leq Pg_{kg} \leq Pg_{kg}^{máx} \tag{3.29}$$

(iii) Limite de corte de carga para cada nó de carga k

$$PNS_k \leq Pc_k \tag{3.30}$$

[6] Do Inglês *Power Not Supplied.*

(iv) Limites de capacidade de transmissão para cada ramo r

$$P_r^{\min} \leq \sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot (\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k - Pc_k) \leq P_r^{máx} \tag{3.31}$$

Nesta formulação matemática:

Cg_{kg} – Custo variável de produção em cada gerador g do nó k;

Pg_{kg} – Potência activa produzida no gerador g do nó k;

C_{ENS} – Penalização associada à ENS;

PNS_k – Potência activa cortada no nó k;

Pc_k – Potência activa da carga em cada nó k;

$Pg_{kg}^{\min}$, $Pg_{kg}^{máx}$ – Capacidade mínima e máxima de produção do gerador g do nó k;

$P_r^{\min}$, $P_r^{máx}$ – Capacidade mínima e máxima de transmissão no ramo r;

a_r^k – Coeficiente de sensibilidade referente ao trânsito de potências no ramo r relativo à injecção de potência no nó k;

ng – Número de geradores em cada nó k;

n – Número total de nós do SE;

k, g, r – Índices.

Modelo DC Modificado de Trânsito de Potências (inclusão de uma estimativa das Perdas Activas)

O Modelo DC de trânsito de potências permite calcular duma forma rápida e eficiente os trânsitos de potências numa rede de transporte de energia eléctrica. No entanto, apresenta uma menor precisão e algumas limitações em relação aos Modelos AC de trânsito de potências.

O Modelo DC é formulado utilizando diversas simplificações (amplamente divulgadas na literatura técnica, por exemplo [Wood_1996]):

- O módulo da tensão em cada nó da rede é considerado unitário,

$$V_k = 1 \text{ [pu]}, k = 1, \ldots, n \text{ nós.} \tag{3.32}$$

- A resistência dos ramos é considerada desprezável quando comparada com a respectiva reactância. Assim, para um ramo localizado entre os nós i e j obtém-se:

$$x_{ij} >> r_{ij} \Rightarrow r_{ij} \approx 0 \text{ [}\Omega\text{]} \Rightarrow z_{ij} \approx x_{ij} \Rightarrow [G] = 0, \text{ para } i = j = 1, \ldots, n \text{ nós.} \tag{3.33}$$

Desta forma, também a matriz de admitâncias $[Y] = [G] + j[B_{DC}]$ se reduz à respectiva matriz de susceptâncias $[Y] = j[B_{DC}]$.

Conhecido o valor da potência injectada $Pinj_k$ em cada nó k da rede obtido pela expressão (3.34) é possível calcular os ângulos das tensões (3.35) e os trânsitos de potências nos ramos (3.36). Em (3.35) foi eliminada uma linha e uma coluna da matriz de Y correspondente ao barramento de referência, de forma a viabilizar a sua inversão.

$$Pinj_k = Pg_k - Pc_k \tag{3.34}$$

$$[\theta_k] = [Y]^{-1}.\ [Pinj_k], \text{ para } k = 1, \ldots, n\text{-}1 \text{ nós.} \tag{3.35}$$

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \tag{3.36}$$

A integração de uma Estimativa das Perdas Activas nos ramos da rede de transporte no Modelo DC permite obter um novo modelo designado Modelo DC Modificado. Este procedimento é referido por M. Rivier *e outros* no Apêndice A do artigo [Rivier_1990]. Nesta adaptação, as perdas activas, $Perdas_{ij}$, em cada ramo da rede de transporte são calculadas pela expressão (3.37).

$$Perdas_{ij} = g_{ij} \cdot (V_i^2 + V_j^2 - 2 \cdot V_i \cdot V_j \cdot cos\theta_{ij}) \tag{3.37}$$

Nesta expressão:

g_{ij} – Condutância do ramo entre os nós i e j, obtida pela expressão (3.38).

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^{\ 2} + x_{ij}^{\ 2}} \tag{3.38}$$

V_i e V_j – Módulo das tensões nos nós i e j, respectivamente;

$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$.

Admitindo que o módulo das tensões é unitário, a expressão de cálculo das perdas é aproximada por (3.39).

$$Perdas_{ij} = 2 \cdot g_{ij} \cdot (1 - cos\theta_{ij}) \tag{3.39}$$

O procedimento a seguir para incluir esta estimativa das perdas activas de um ramo da rede no Modelo DC, consiste em considerar estas perdas como cargas fictícias, que são colocadas em cada nó extremo do ramo. Estas cargas fictícias são adicionadas às cargas existentes nos nós extremos do ramo, adicionando metade das $Perdas_{ij}$ em cada nó extremo, conforme se ilustra na figura 3.2.

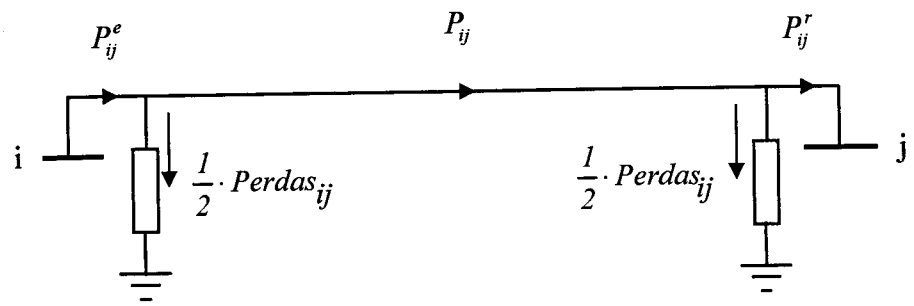


Figura 3.2 – Cargas fictícias associadas às perdas activas no ramo.

De acordo com esta figura verifica-se que:

$$P_{ij}^{e} = P_{ij} + \frac{1}{2}\cdot Perdas_{ij} \tag{3.40}$$

$$P_{ij}^{r} = P_{ij} - \frac{1}{2}\cdot Perdas_{ij} \tag{3.41}$$

Assim as perdas no ramo *ij*, são dadas por (3.42).

$$P_{ij}^{e} - P_{ij}^{r} = Perdas_{ij} \tag{3.42}$$

Se a um nó *k* estiverem ligados vários ramos, por exemplo dois ramos, por sua vez ligados aos nós *i* e *j*, a potência de carga fictícia, Pcf_k , a adicionar à carga já existente no nó *k* é dada pela expressão (3.43).

$$Pcf_k = \frac{1}{2}\cdot Perdas_{ki} + \frac{1}{2}\cdot Perdas_{kj} \tag{3.43}$$

O procedimento iterativo de integração das perdas activas no Modelo A pode ser detalhado através do algoritmo seguinte:

i) Executar um estudo de trânsito de potências óptimo resolvendo o problema de optimização dado por (3.27) a (3.31);

ii) Calcular os ângulos das tensões, $\theta_k^{(n)}$, em todos os nós da rede através da expressão (3.35) do Modelo DC;

iii) Calcular as perdas activas em cada ramo da rede através da expressão (3.39);

iv) Adicionar metade das perdas activas de um ramo à potência de carga ligada a cada nó extremo desse ramo, obtendo-se para cada nó *k* a potência de carga $Pc_k = Pc_k + Pcf_k$;

v) Executar um estudo de trânsito de potência óptimo resolvendo o problema de optimização dado por (3.27) a (3.31);

vi) Calcular os ângulos das tensões, $\theta_k^{(n+1)}$, em todos os nós da rede através da expressão (3.35) do Modelo DC;

vii) Terminar se $|\theta_k^{(n+1)} - \theta_k^{(n)}|$ em qualquer nó da rede, entre duas iterações sucessivas $n+1$ e n, for inferior a uma tolerância ε pré-especificada. Se tal não acontecer voltar ao passo iii).

Determinação dos Preços Marginais de Curto Prazo nodais

Para determinar os preços marginais nodais de curto prazo é fundamental obter as variáveis duais do problema de optimização formulado pelas expressões (3.27) a (3.31) e considerando a estimativa das perdas activas.

O valor da função objectivo não se altera enquanto não se atingirem os limites de cada restrição, por isso nesta situação as variáveis duais são nulas. As variáveis têm um significado muito importante porque, no ponto óptimo, expressam a variação da função objectivo em relação a variações dos recursos do problema, usualmente associados ao lado direito das equações. Como o objectivo é optimizar valores económicos, por exemplo os custos, então as variáveis duais guardam uma informação económica valiosa ao indicar o impacto que têm sobre a função objectivo as restrições que actuam sobre o problema. O preço marginal reflectindo o custo que se incorre ao consumir uma unidade adicional é um exemplo típico da utilidade das variáveis duais.

Para determinar a expressão do PMCP em cada nó k da rede eléctrica em função das variáveis duais do problema de optimização, tem de se verificar o impacto na função objectivo da alteração de uma unidade da potência da carga nesse nó k, em cada uma das restrições do problema em análise, (3.28) a (3.31), [Saraiva_2002/A]. Esse impacto será detalhado em seguida.

- Restrição de igualdade da equação de equilíbrio de potências

Na restrição de igualdade respeitante à equação de equilíbrio de potências (3.28) do problema de optimização, a variação de uma unidade da potência de carga num dos nós (termo independente da restrição) exige um aumento da produção, provocando uma variação da função objectivo f. Esta variação é contabilizada através da variável dual desta restrição, dada pela expressão (3.44), constituindo a primeira parcela do PMCP no nó k.

$$\rho_{k_1} = \gamma \tag{3.44}$$

Este termo é independente do nó considerado e coincide com o preço marginal em todos os nós da rede de transporte quando qualquer das outras restrições não está activa e são desprezadas as perdas activas.

- Restrições de limites de capacidade de produção dos geradores

Estas restrições estão representadas por (3.29) e os respectivos termos independentes correspondem aos limites da capacidade de produção. Por isso, uma alteração da potência de carga no nó k não tem qualquer efeito sobre o termo independente dessas restrições, pelo que as variáveis duais destas restrições não são consideradas para calcular o PMCP no nó k.

- Perdas activas nos ramos da rede eléctrica

A existência de perdas activas nos ramos da rede de transporte, representadas por cargas fictícias nos nós da rede, origina um aumento da carga nesses nós. A alteração provocada na função objectivo f devido à alteração das perdas activas decorrente do incremento de uma unidade da potência de carga no nó k é traduzida pela expressão (3.45).

$$\rho_{k_2} = \frac{\partial f}{\partial Pc_k}(perdas) = \frac{\partial f}{\partial Perdas} \cdot \frac{\partial Perdas}{\partial Pc_k} \tag{3.45}$$

Como as perdas activas são tratadas como cargas, o primeiro factor deste produto corresponde à variável dual da restrição de igualdade (3.28), isto é verifica-se (3.46).

$$\frac{\partial f}{\partial Perdas} = \gamma \tag{3.46}$$

A derivada das perdas em relação à carga no nó k corresponde ao somatório das derivadas das perdas de todos os ramos da rede eléctrica em relação à carga no nó k, (3.47).

$$\frac{\partial Perdas}{\partial Pc_k} = \sum_{todos\ os\ ramos} \left(\frac{\partial Perdas_{ij}}{\partial Pc_k} \right) \tag{3.47}$$

Utilizando a expressão simplificada de cálculo das perdas obtida por (3.39), tem-se (3.48).

$$\frac{\partial Perdas}{\partial Pc_k} = \sum_{todos\ os\ ramos} \left\{ \frac{\partial \left[2 \cdot g_{ij} \cdot (1 - cos\theta_{ij}) \right]}{\partial Pc_k} \right\} \tag{3.48}$$

Derivando em ordem à carga no nó k obtém-se (3.49).

$$\frac{\partial Perdas}{\partial Pc_k} = \sum_{todos\ os\ ramos} \left(2 \cdot g_{ij} \cdot sen\theta_{ij} \cdot \frac{\partial \theta_{ij}}{\partial Pc_k} \right) \tag{3.49}$$

Por outro lado, o Modelo DC do trânsito de potências, permite obter (3.50) a partir da qual se podem escrever (3.51) e (3.52). Nesta expressão, a matriz Z corresponde à inversa de B_{DC}, após eliminar uma linha e uma coluna desta matriz e $Pinj_k$ corresponde à potência injectada no nó k.

$[\theta_k] = [Z].\ [Pinj_k]$, para $k = 1, ..., n-1$ nós. (3.50)

Nestas condições, pode escrever-se:

$$\theta_i = \sum_{k=1}^{n-1} \left[Z_{ik} \cdot (Pg_k - Pc_k) \right] \tag{3.51}$$

$$\theta_j = \sum_{k=1}^{n-1} \left[Z_{jk} \cdot (Pg_k - Pc_k) \right] \tag{3.52}$$

Sendo $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$, tem-se:

$$\theta_i - \theta_j = \sum_{k=1}^{n-1} \left[Z_{ik} \cdot (Pg_k - Pc_k) \right] - \sum_{k=1}^{n-1} \left[Z_{jk} \cdot (Pg_k - Pc_k) \right] \tag{3.53}$$

$$\theta_i - \theta_j = \sum_{k=1}^{n-1} \left[(Z_{ik} - Z_{jk}) \cdot Pg_k \right] + \sum_{k=1}^{n-1} \left[(-Z_{ik} + Z_{jk}) \cdot Pc_k \right] \tag{3.54}$$

Como se está derivar em relação a Pc_k, para um dado nó k, obtém-se a expressão (3.55).

$$\frac{\partial \theta_{ij}}{\partial Pc_k} = \frac{\partial (\theta_i - \theta_j)}{\partial Pc_k} = -Z_{ik} + Z_{jk} \tag{3.55}$$

Finalmente apresenta-se a expressão (3.56) que permite calcular a contribuição para o preço marginal devido às perdas nos ramos da rede.

$$\rho_{k_2} = \frac{\partial f}{\partial Pc_k}(perdas) = \gamma \cdot \sum_{todos\ os\ ramos} \left[2 \cdot g_{ij} \cdot sen\theta_{ij} \cdot (-Z_{ik} + Z_{jk}) \right] \tag{3.56}$$

- Restrições de capacidade de transmissão dos ramos que atingiram o seu limite máximo

Sendo a expressão (3.57) a restrição de limite máximo de capacidade de transmissão do ramo r da rede de transporte, verifica-se que na situação de limite máximo essa restrição passa a ser representada pela equação (3.58).

$$\sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot (\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k - Pc_k) \leq P_r^{máx} \tag{3.57}$$

$$\sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot (\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k) = P_r^{máx} + \sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot Pc_k \tag{3.58}$$

Nesta equação, um acréscimo de uma unidade na potência de carga no nó k não provoca um acréscimo de uma unidade no termo independente. Na verdade esse acréscimo origina uma variação do termo independente correspondente ao coeficiente de sensibilidade a_r^k. Portanto, o impacto na função objectivo f devido ao acréscimo de uma unidade da potência de carga no nó k é dado pelo produto do coeficiente de sensibilidade a_r^k pela variável dual da respectiva restrição $\eta_r^{máx}$. Desta forma, a parcela a incluir na expressão de cálculo do PMCP no nó k consiste num somatório dos termos ($\eta_r^{máx} \cdot a_r^k$) referentes a todos os ramos que se encontrem no limite máximo de capacidade de transmissão aquando do acréscimo de uma unidade da potência de carga no nó k. Este termo é dado pela expressão (3.59).

$$\rho_{k_3} = \sum_{todos\ os\ ramos} \left(\eta_r^{máx} \cdot a_r^k\right) \tag{3.59}$$

Por outro lado, o coeficiente de sensibilidade a_r^k corresponde à derivada do trânsito de potência activa no ramo r, P_r, em ordem à potência injectada no nó k, $Pinj_k$. Logo o simétrico do coeficiente de sensibilidade a_r^k é igual à derivada do trânsito de potências activa no ramo r em ordem à potência de carga no nó k. Assim, a contribuição destas restrições para o preço marginal no nó k é dada por (3.60) em que $\eta_r^{máx}$ é a variável dual da restrição de limite superior do ramo que atingiu o seu limite máximo.

$$\rho_{k_3} = -\sum_{todos\ os\ ramos} \left(\eta_r^{máx} \cdot \frac{\partial P_r}{\partial Pc_k}\right) \tag{3.60}$$

- Restrições de capacidade de transmissão dos ramos que atingiram o seu limite mínimo

Através de um raciocínio análogo ao referido para as restrições de capacidade de transmissão dos ramos que atingiram o seu limite máximo pode determinar-se por (3.61) a contribuição das restrições de capacidade de transmissão dos ramos que atingiram o limite mínimo a incluir na expressão de cálculo do PMCP no nó k.

$$\rho_{k_4} = -\sum_{todos\ os\ ramos}\left(\eta_r^{min}\cdot\frac{\partial P_r}{\partial Pc_k}\right) \tag{3.61}$$

- Restrições de limite de corte de carga

Para as restrições (3.30), se o corte de carga no nó k atingir o respectivo valor da potência de carga, Pc_k, esta restrição encontra-se no seu limite. Nestas condições, a alteração de uma unidade da potência de carga no nó k provoca um incremento de uma unidade no termo independente dessa restrição. Desta forma, o respectivo impacto na função objectivo f é dado pela variável dual σ_k correspondente a essa restrição. A parcela a incluir na expressão de cálculo do PMCP no nó k é dada pela expressão (3.62).

$$\rho_{k_5} = \sigma_k \tag{3.62}$$

- Expressão final do PMCP no nó k

A expressão final (3.63) que permite calcular o PMCP em cada nó k da rede eléctrica é obtida adicionando as expressões parcelares atrás indicadas, obtendo-se assim a expressão (3.64).

$$PMCP_k = \rho_{k_1} + \rho_{k_2} + \rho_{k_3} + \rho_{k_4} + \rho_{k_5} \tag{3.63}$$

$$PMCP_k = \gamma + \gamma\cdot\frac{\partial Perdas}{\partial Pc_k} - \sum_{todos\ os\ ramos}\left(\eta_r^{máx}\cdot\frac{\partial P_r}{\partial Pc_k}\right) - \sum_{todos\ os\ ramos}\left(\eta_r^{min}\cdot\frac{\partial P_r}{\partial Pc_k}\right) + \sigma_k \tag{3.64}$$

Esta expressão pode ser compactada uma vez que as variáveis duais relativas às restrições de limite da capacidade de transmissão de um ramo r, $\eta_r^{máx}$ e η_r^{min}, não podem ser simultaneamente não nulas. Nestas condições, a terceira e quarta parcelas podem agregar-se, obtendo-se (3.65).

$$PMCP_k = \gamma + \gamma\cdot\frac{\partial Perdas}{\partial Pc_k} - \sum_{todos\ os\ ramos}\left(\eta_r\cdot\frac{\partial P_r}{\partial Pc_k}\right) + \sigma_k \tag{3.65}$$

3.4.3.2.1.2 – Modelo B

O Modelo B de cálculo dos PMCP nos nós de uma rede de transporte de energia eléctrica consiste numa formulação que utiliza um modelo da rede baseado numa outra aproximação do Modelo DC de Trânsito de Potências.

A aproximação do Modelo DC de Trânsito de Potências da rede encontra-se detalhada em [Rivier_1990]. Tal como foi referido para o Modelo A, também no Modelo B as perdas activas nos ramos da rede eléctrica são consideradas como cargas fictícias, em que metade dessa carga está ligada a um nó extremo do ramo e a outra metade ao outro nó extremo. No entanto, nesta formulação será incluída uma expressão aproximada linearizada das perdas activas no problema de optimização linear.

No modelo de optimização linear desta formulação será utilizada uma restrição de igualdade de potências por nó. Assim, o conjunto de todas as restrições de igualdade de potências dos nós da rede funcionará como se incluísse o Modelo DC de Trânsito de Potências no problema de optimização. Por isso, os resultados deste problema de optimização serão, para além das potências fornecidas pelos geradores, também os ângulos das tensões nos nós. Uma outra particularidade muito importante deste modelo é que a inclusão das equações do Modelo DC torna desnecessária a inversão da matriz B_{DC}, evitando-se a eliminação de uma linha e de uma coluna desta matriz, para permitir a sua inversão. Desta forma, os preços marginais nos nós não se alteram com escolhas diferentes do nó de referência e de compensação da variação marginal das perdas.

De um modo mais detalhado, o Modelo A necessita de inverter a matriz B_{DC} pelo que tem de se eliminar a linha e coluna correspondentes ao nó de referência/compensação. Nestas condições, os preços marginais nodais alteram-se quando se escolhe outro nó de referência/compensação. Tal só não acontece se o nó de referência/compensação coincidir com o nó marginal, ou seja com o nó em que se encontra o gerador que fornece a variação marginal das perdas. Esta coincidência é difícil de conseguir na prática. O modelo B, ao não requerer a inversão da matriz B_{DC}, permite contornar este problema.

Aproximação do Modelo DC de Trânsito de Potências com linearização da expressão aproximada das perdas activas nos ramos

A expressão aproximada das perdas activas para uma modelização da rede de transporte baseada no Modelo DC foi já deduzida e corresponde a (3.39). Esta expressão é não linear, pelo que se torna conveniente formular uma aproximação linear para esta expressão.

$$\rho_{k_4} = - \sum_{todos\ os\ ramos} \left(\eta_r^{min} \cdot \frac{\partial P_r}{\partial Pc_k} \right) \tag{3.61}$$

- Restrições de limite de corte de carga

Para as restrições (3.30), se o corte de carga no nó k atingir o respectivo valor da potência de carga, Pc_k, esta restrição encontra-se no seu limite. Nestas condições, a alteração de uma unidade da potência de carga no nó k provoca um incremento de uma unidade no termo independente dessa restrição. Desta forma, o respectivo impacto na função objectivo f é dado pela variável dual σ_k correspondente a essa restrição. A parcela a incluir na expressão de cálculo do PMCP no nó k é dada pela expressão (3.62).

$$\rho_{k_5} = \sigma_k \tag{3.62}$$

- Expressão final do PMCP no nó k

A expressão final (3.63) que permite calcular o PMCP em cada nó k da rede eléctrica é obtida adicionando as expressões parcelares atrás indicadas, obtendo-se assim a expressão (3.64).

$$PMCP_k = \rho_{k_1} + \rho_{k_2} + \rho_{k_3} + \rho_{k_4} + \rho_{k_5} \tag{3.63}$$

$$PMCP_k = \gamma + \gamma \cdot \frac{\partial Perdas}{\partial Pc_k} - \sum_{todos\ os\ ramos} \left(\eta_r^{máx} \cdot \frac{\partial P_r}{\partial Pc_k} \right) - \sum_{todos\ os\ ramos} \left(\eta_r^{min} \cdot \frac{\partial P_r}{\partial Pc_k} \right) + \sigma_k \tag{3.64}$$

Esta expressão pode ser compactada uma vez que as variáveis duais relativas às restrições de limite da capacidade de transmissão de um ramo r, $\eta_r^{máx}$ e η_r^{min}, não podem ser simultaneamente não nulas. Nestas condições, a terceira e quarta parcelas podem agregar-se, obtendo-se (3.65).

$$PMCP_k = \gamma + \gamma \cdot \frac{\partial Perdas}{\partial Pc_k} - \sum_{todos\ os\ ramos} \left(\eta_r \cdot \frac{\partial P_r}{\partial Pc_k} \right) + \sigma_k \tag{3.65}$$

3.4.3.2.1.2 – Modelo B

O Modelo B de cálculo dos PMCP nos nós de uma rede de transporte de energia eléctrica consiste numa formulação que utiliza um modelo da rede baseado numa outra aproximação do Modelo DC de Trânsito de Potências.

A aproximação do Modelo DC de Trânsito de Potências da rede encontra-se detalhada em [Rivier_1990]. Tal como foi referido para o Modelo A, também no Modelo B as perdas activas nos ramos da rede eléctrica são consideradas como cargas fictícias, em que metade dessa carga está ligada a um nó extremo do ramo e a outra metade ao outro nó extremo. No entanto, nesta formulação será incluída uma expressão aproximada linearizada das perdas activas no problema de optimização linear.

No modelo de optimização linear desta formulação será utilizada uma restrição de igualdade de potências por nó. Assim, o conjunto de todas as restrições de igualdade de potências dos nós da rede funcionará como se incluísse o Modelo DC de Trânsito de Potências no problema de optimização. Por isso, os resultados deste problema de optimização serão, para além das potências fornecidas pelos geradores, também os ângulos das tensões nos nós. Uma outra particularidade muito importante deste modelo é que a inclusão das equações do Modelo DC torna desnecessária a inversão da matriz B_{DC}, evitando-se a eliminação de uma linha e de uma coluna desta matriz, para permitir a sua inversão. Desta forma, os preços marginais nos nós não se alteram com escolhas diferentes do nó de referência e de compensação da variação marginal das perdas.

De um modo mais detalhado, o Modelo A necessita de inverter a matriz B_{DC} pelo que tem de se eliminar a linha e coluna correspondentes ao nó de referência/compensação. Nestas condições, os preços marginais nodais alteram-se quando se escolhe outro nó de referência/compensação. Tal só não acontece se o nó de referência/compensação coincidir com o nó marginal, ou seja com o nó em que se encontra o gerador que fornece a variação marginal das perdas. Esta coincidência é difícil de conseguir na prática. O modelo B, ao não requerer a inversão da matriz B_{DC}, permite contornar este problema.

Aproximação do Modelo DC de Trânsito de Potências com linearização da expressão aproximada das perdas activas nos ramos

A expressão aproximada das perdas activas para uma modelização da rede de transporte baseada no Modelo DC foi já deduzida e corresponde a (3.39). Esta expressão é não linear, pelo que se torna conveniente formular uma aproximação linear para esta expressão.

A publicação [Rivier_1990] apresenta uma formulação para as perdas activas nos ramos da rede que consiste em utilizar os ângulos das tensões, calculados previamente, para obter uma expressão linear aproximada das perdas num determinado ponto de operação p definido por (θ_{ij}^{p}, $Perdas_{ij}^{p}$).

A figura 3.3 representa a curva associada à expressão não linear aproximada das perdas activas no ramo ij, $Perdas_{ij} = f(\theta_{ij})$ bem como a recta tangente a essa curva num determinado ponto de operação p (θ_{ij}^{p}, $Perdas_{ij}^{p}$).

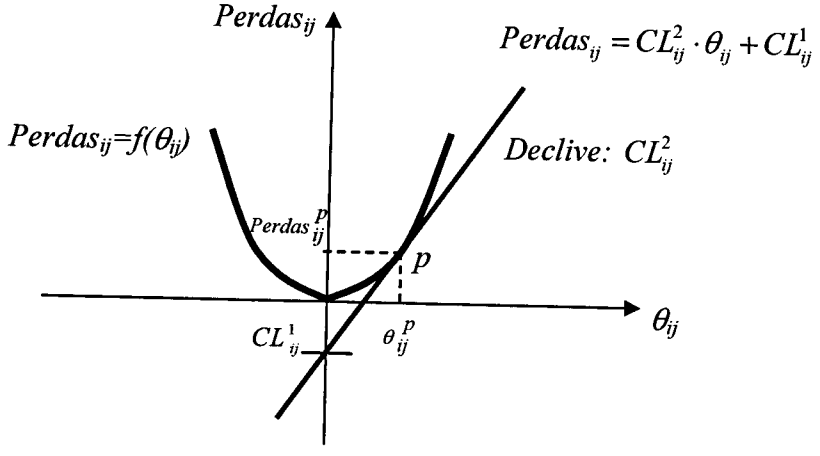


Figura 3.3 – Linearização da expressão aproximada das perdas activas.

A recta tangente representativa da aproximação linear das perdas activas para qualquer ponto de operação p é dada por (3.66).

$$Perdas_{ij} = CL_{ij}^{2} \cdot \theta_{ij} + CL_{ij}^{1} \tag{3.66}$$

Nesta equação, os coeficientes CL_{ij}^{1} e CL_{ij}^{2} correspondem respectivamente à ordenada na origem e ao declive da recta. O declive da recta é dado pela derivada de $Perdas_{ij}$ em relação a θ_{ij} no ponto p, isto é, por (3.67).

$$CL_{ij}^{2} = \left(\frac{\partial Perdas_{ij}}{\partial \theta_{ij}} \right)_{p} = 2 \cdot g_{ij} \cdot sen\theta_{ij}^{p} \tag{3.67}$$

A ordenada na origem CL_{ij}^{1} é determinada a partir da equação da recta tangente no ponto p, obtendo-se sucessivamente (3.68) e (3.69).

$$CL_{ij}^{1} = Perdas_{ij}^{p} - CL_{ij}^{2} \cdot \theta_{ij}^{p} \tag{3.68}$$

$$CL_{ij}^{1} = Perdas_{ij}^{p} - \left(2 \cdot g_{ij} \cdot sen\theta_{ij}^{p}\right) \cdot \theta_{ij}^{p} \tag{3.69}$$

Por outro lado, verificam-se também as relações (3.70) e (3.71).

$$CL_{ij}^{1} = CL_{ji}^{1} \tag{3.70}$$

$$CL_{ij}^2 = -CL_{ji}^2 \tag{3.71}$$

O procedimento iterativo a utilizar para considerar esta aproximação consiste em integrar no problema de optimização linear restrições de igualdade de potências por cada nó *i*. Cada uma destas restrições inclui expressões lineares aproximadas das perdas activas correspondentes a metade das perdas dos ramos adjacentes a esse nó. Sendo K_i o conjunto dos nós adjacentes ao nó *i* então a restrição de equilíbrio referente ao nó *i* inclui uma carga fictícia dada por (3.72).

$$\frac{1}{2}\cdot\sum_{j\in Ki} Perdas_{ij} = \frac{1}{2}\cdot\sum_{j\in Ki}\left(CL_{ij}^2\cdot\theta_{ij} + CL_{ij}^1\right) \tag{3.72}$$

Nesta equação, os ângulos $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$, são variáveis do problema de optimização e obtêm-se como resultado.

Inicialmente executa-se o problema de optimização linear sem perdas, isto é considerando $CL_{ij}^1 = 0$ e $CL_{ij}^2 = 0$, obtendo-se os ângulos das tensões dos nós θ_i, a partir dos quais se obtém a diferença angular para cada ramo *ij* da rede, $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$. Estes ângulos irão corresponder a um ponto de operação $p\ (\theta_{ij}^p,\ Perdas_{ij}^p)$ do gráfico $Perdas_{ij} = f(\theta_{ij})$.

$$\theta_{ij}^p = \theta_{ij} \tag{3.73}$$

$$Perdas_{ij}^p = 2\cdot g_{ij}\cdot\left(1-cos\theta_{ij}^p\right) \tag{3.74}$$

Conhecidos os valores do ponto de operação *p*, podem-se calcular os coeficientes CL_{ij}^1 e CL_{ij}^2 da expressão linear aproximada das perdas activas para cada ramo *ij* que será incluída na restrição de igualdade de potências por nó *i* da rede eléctrica. Executa-se novamente o problema de optimização linear obtendo-se novos valores para os ângulos das tensões dos nós θ_i, que irão conduzir a um novo ponto de operação *p*. Este processo prosseguirá até se verificar a convergência do processo iterativo.

Formulação do problema de optimização

Como já foi referido o problema de optimização associado ao Modelo B é linear e consiste num trânsito de potências óptimo DC com a função objectivo e restrições que se indicam em seguida.

A função objectivo pretende minimizar a produção nos geradores do SE conhecidos os respectivos custos variáveis de produção, sendo penalizados os cortes de carga PNS_k através de um custo de corte de carga C_{ENS} muito elevado.

$$\text{Min} f = \sum_{k=1}^{n}\sum_{g=1}^{ng} Cg_{kg} \cdot Pg_{kg} + C_{ENS} \cdot \sum_{k=1}^{n} PNS_k \tag{3.75}$$

Sujeita às restrições:

(i) Equação de equilíbrio de potências para cada nó k

$$-\sum_{m=1\neq ref}^{n} B_{km} \cdot \theta_m + \sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k - \frac{1}{2} \cdot \sum_{j\in Kk} CL_{kj}^2 \cdot \theta_{kj} = Pc_k + \frac{1}{2} \cdot \sum_{j\in Kk} CL_{kj}^1 \tag{3.76}$$

(ii) Limites da capacidade de produção dos geradores (para cada gerador g do nó k)

$$Pg_{kg}^{\min} \leq Pg_{kg} \leq Pg_{kg}^{máx} \tag{3.77}$$

(iii) Limites de cortes de carga para cada nó de carga k

$$PNS_k \leq Pc_k \tag{3.78}$$

(iv) Limites de capacidade de transmissão para cada ramo r

$$P_r^{\min} \leq \frac{\theta_r}{x_r} \leq P_r^{máx} \tag{3.79}$$

Neste modelo matemático, o significado das diversas variáveis e coeficientes é igual ao indicado para o Modelo A. Refira-se apenas, que θ_r corresponde à diferença dos ângulos das tensões dos nós extremos do ramo r.

Determinação dos Preços Marginais de Curto Prazo nodais

Também como foi referido no Modelo A, os PMCP determinam-se analiticamente a partir das variáveis duais das restrições do problema de optimização que apresentam a potência de carga, Pc_k, no termo independente [Saraiva_2002/A]. No problema de optimização referente ao Modelo B essas restrições são as equações de equilíbrio de potências em cada nó (3.76) e as restrições de limite máximo de corte de carga (3.78).

- <u>Restrições das equações de equilíbrio dos nós</u>

Na restrição (3.76) o incremento de uma unidade na potência de carga no nó k provoca igualmente um incremento no termo independente dessa restrição, pelo que o impacto na função objectivo f é traduzido pela variável dual γ_k dessa restrição. Assim, a parcela a incluir na expressão de cálculo do PMCP no nó k é dada pela expressão (3.80).

$$\rho_{k_1} = \gamma_k \tag{3.80}$$

- Restrições de limite de corte de carga

Para a restrição (3.78), se o corte de carga no nó k atingir o valor da potência de carga Pc_k desse nó, o incremento de uma unidade da potência de carga no nó k aumenta de uma unidade o respectivo termo independente, e o impacto na função objectivo f é traduzido pela variável dual σ_k correspondente a essa restrição. Desta forma, a parcela a adicionar à expressão de cálculo dos PMCP no nó k é dada pela expressão (3.81).

$$\rho_{k_2} = \sigma_k \tag{3.81}$$

- Expressão final do PMCP no nó k

A expressão final que permite calcular o PMCP em cada nó k da rede eléctrica é obtida adicionando as parcelas atrás indicadas (3.82), obtendo-se a expressão (3.83).

$$PMCP_k = \rho_{k_1} + \rho_{k_2} \tag{3.82}$$

$$PMCP_k = \gamma_k + \sigma_k \tag{3.83}$$

3.4.3.2.2 – Remuneração Marginal

A remuneração marginalista a atribuir à entidade proprietária da rede de transporte pelos serviços prestados é referida por I.J. Pérez-Arriaga em [Pérez-Arriaga_1992], [Rivier_1993] e [Pérez-Arriaga_1995], como a forma mais eficiente para melhorar as condições de competição e transmitir sinais económicos que permitam melhorar as condições de exploração da rede.

A dispersão geográfica dos preços marginais origina uma remuneração para a rede de transporte, designada de *Remuneração Marginal* (RM). Tal pode verificar-se através de um pequeno exemplo, onde se consideram dois nós de uma rede de transporte, possuindo respectivamente os preços marginais ρ_m e ρ_n, como mostra a figura 3.4.



Figura 3.4 – Rede de transporte como agente económico.

Considere-se a rede de transporte como um agente económico que adquire num determinado instante a potência P_m ao nó m ao preço ρ_m e vende a potência P_n ao nó n, ao preço ρ_n. Devido às perdas, a potência P_n será menor que P_m e, por outro lado, o preço ρ_n será também diferente de ρ_m. Desta forma, obter-se-á uma remuneração para o agente encarregue pelo transporte da potência, calculada por (3.84). O valor obtido por esta expressão é normalmente positivo.

$$RM = \rho_n \, . \, P_n - \rho_m \, . \, P_m \tag{3.84}$$

Uma outra forma de expressar a RM da rede de transporte consiste em determinar o seu valor por nó que, como se verá, fornece alguns sinais úteis aos agentes económicos.

Para esse efeito, os termos da expressão de cálculo dos PMCP obtida para o Modelo A podem-se agrupar em duas componentes: γ – componente devida à produção e φ_k – componente relativa à rede de transporte. Nestas condições, a expressão (3.85) expressa este agrupamento.

$$\rho_k = \gamma + \varphi_k \tag{3.85}$$

A componente do preço γ é relativa à produção, porque corresponde ao custo marginal referente à equação de equilíbrio de potências da rede eléctrica, em que o aumento de uma unidade de carga origina um aumento do custo total devido a ser necessário proceder ao aumento correspondente da produção.

A componente do preço φ_k está associada à rede de transporte, porque engloba as componentes marginais respeitantes às condições de funcionamento da rede, como a componente marginal das perdas activas da rede e dos congestionamentos.

Esta decomposição dos PMCP pode ser utilizada para efectuar uma separação entre o mercado de produção e a actividade da rede de transporte em termos económicos permitindo, desta forma, à entidade que utiliza os serviços da rede de transporte ter uma melhor definição dos serviços que está a prestar.

A rede de transporte de energia eléctrica é essencialmente utilizada para transportar a energia eléctrica entre quaisquer dois nós dessa rede. Um deles é um nó produtor (gerador de uma central eléctrica) que produz uma potência Pg_k sendo remunerado por $\rho_k.Pg_k$. O outro será um nó consumidor que consome a potência Pc_k pagando $\rho_k.Pc_k$. Com base neste funcionamento pode-se calcular o valor da remuneração a atribuir ao operador da rede de transporte pelo serviço prestado, num dado período de tempo, admitindo tarifas associadas aos PMCP dadas por $\rho_k(t)$. Essa remuneração RM é dada pela expressão (3.86).

$$RM = \sum_{k=1}^{n} [\rho_k \cdot (Pc_k - Pg_k)] \quad [€/h] \tag{3.86}$$

Esta expressão fornece importantes sinais económicos aos agentes utilizadores da rede de transporte de energia eléctrica. Substituindo na expressão anterior a expressão do PMCP resultante da sua decomposição obtêm-se, sucessivamente, (3.87) e (3.88).

$$RM = \sum_{k=1}^{n} [(\gamma + \varphi_k) \cdot (Pc_k - Pg_k)] \quad [€/h] \tag{3.87}$$

$$RM = \gamma \cdot \sum_{k=1}^{n} Pc_k - \gamma \cdot \sum_{k=1}^{n} Pg_k + \sum_{k=1}^{n} [\varphi_k \cdot (Pc_k - Pg_k)] \quad [€/h] \tag{3.88}$$

Do terceiro termo desta expressão podem obter-se sinais económicos importantes. Com efeito, em zonas em que predomina produção face à carga verifica-se que as componentes φ_k são usualmente negativas pelo que o produto φ_k . $(Pc_k - Pg_k)$ é positivo. Ao contrário, nas zonas em que há excesso de carga face à produção, as componentes φ_k são positivas originando preços ρ_k mais elevados e, também, parcelas φ_k . $(Pc_k - Pg_k)$ positivas. Por outro lado, se nestas zonas os preços são mais elevados fornece-se um sinal económico no sentido de atrair novos geradores que, assim, teriam remunerações mais elevadas. As zonas em que há excesso de produção atrairiam mais cargas visto que os preços são mais reduzidos.

Admitindo que as perdas não são consideradas pode demonstrar-se que (3.88) conduz a uma remuneração não negativa. Com efeito, a partir de (3.88) pode escrever-se (3.89). A primeira parcela é nula se as perdas forem desprezadas, obtendo-se (3.90).

$$RM = \gamma \cdot \left[\sum_{k=1}^{n} Pc_k - \sum_{k=1}^{n} Pg_k \right] + \sum_{k=1}^{n} [\varphi_k \cdot (Pc_k - Pg_k)] \tag{3.89}$$

$$RM = \sum_{k=1}^{n} [\varphi_k \cdot (Pc_k - Pg_k)] \tag{3.90}$$

Nestas condições, a componente φ_k corresponde à parcela dos PMCP associada aos congestionamentos correspondendo no Modelo A à terceira parcela de (3.65), pelo que se pode obter (3.91). Trocando os somatórios presentes nesta expressão obtém-se então (3.92) em que a derivada de P_r em ordem a Pc_k foi substituída pelo simétrico do coeficiente de sensibilidade a_r^k.

$$RM = \sum_{k=1}^{n} \left[\sum_{todos\ os\ ramos} \left(\eta_r \cdot \frac{\partial P_r}{\partial Pc_k} \right) \cdot (Pc_k - Pg_k) \right] \tag{3.91}$$

$$RM = \sum_{todo\ os\ ramos} \eta_r \cdot \sum_{k=1}^{n} [-a_r^k \cdot (Pc_k - Pg_k)] = \sum_{todos\ os\ ramos} \eta_r \cdot \sum_{k=1}^{n} [a_r^k \cdot (Pg_k - Pc_k)] \tag{3.92}$$

Em (3.92) o somatório em k dos coeficientes de sensibilidade multiplicados por potências injectadas é finalmente igual ao trânsito de potência no ramo r. Assim, obtém-se (3.93).

$$RM = \sum_{todos\ os\ ramos} (\eta_r \cdot P_r) \tag{3.93}$$

A análise desta expressão indica que:

- Se o ramo r não está no seu limite mínimo nem máximo a variável dual η_r é nula pelo que a sua contribuição para a RM é nula;
- Se o ramo r tem um trânsito de potências igual ao limite máximo, a variável η_r é positiva, ocorrendo uma contribuição positiva para RM;
- Se o ramo r tem um trânsito de potências igual ao limite mínimo, a variável dual η_r é negativa, verificando-se de novo uma contribuição positiva para a RM, visto que P_r é negativo.

Nestas condições, o valor de RM será não negativo. Na prática, a remuneração da rede de transporte é, em geral, muito diminuta quando comparada com os custos regulados das empresas. Diversas publicações e relatórios indicam valores de 10 a 20 [%] para a percentagem de custos regulados recuperados. A razão fundamental que explica esta percentagem reduzida está associada ao carácter de curto prazo destes preços, isto é, à não inclusão de custos de investimento no problema de optimização. Assinala-se ainda que esta remuneração é tanto mais elevada quanto mais elevadas forem as perdas e mais generalizados forem os congestionamentos. Por esta razão, não havendo outro mecanismo regulatório, as empresas seriam induzidas a não investir de modo a aumentar os problemas de congestionamento e os níveis de perdas. Assim, os PMCP nodais sofreriam maiores diferenças entre nós originando um aumento perverso da remuneração RM.

Verifica-se, assim, que do ponto de vista marginal os limites de transmissão e as perdas são os recursos das empresas proprietárias da rede de transporte, porque são eles que originam a dispersão geográfica dos preços marginais que, por sua vez, origina um valor de RM mais elevado.

Esta conclusão evidencia a insuficiência dos PMCP e a necessidade de incluir os custos de investimento no problema de determinação de tarifas.

3.4.3.2.3 – Vantagens e Inconvenientes

A partir de vários estudos efectuados por diversos investigadores, entre os quais se destacam I.J. Pérez-Arriaga em [Pérez-Arriaga_1995], H. Rudnick em [Rudnick_1995], F.J.

Rubio-Odériz em [Rubio-Odériz_1999] e J.T. Saraiva em [Saraiva_2001], e da aplicação em vários SE (como por exemplo Chile, Argentina, Nova Zelândia e Espanha), verificou-se que as metodologias de alocação dos custos da rede de transporte baseadas nos PMCP, apesar de terem vantagens interessantes, apresentam alguns inconvenientes, que se detalham em seguida.

As principais vantagens das metodologias de alocação dos custos baseadas nos PMCP são as seguintes:

- As tarifas calculadas com estas metodologias fornecem os sinais económicos adequados aos participantes no SE. A partir dos valores dos PMCP calculados para todos os nós da rede de transporte é possível identificar zonas de produção e zonas de consumo. Em geral, nos nós das zonas de produção os preços apresentam valores baixos quando comparados com os preços nos nós das zonas de consumo. Esta diferenciação nos valores dos preços nas respectivas zonas, faz com que os produtores de energia eléctrica sejam incentivados a localizarem-se nas zonas de consumo e, por sua vez, os consumidores são incentivados a localizarem-se nas zonas de produção. Se este comportamento ocorresse garantia-se uma maior eficiência na utilização da rede de transporte, visto que os centros de consumo e de produção tenderiam a ficar mais próximos, fazendo com que a rede de transporte fosse menos utilizada. Assim, contribuía-se para diminuir as perdas e congestionamentos nos ramos;
- Reflectem o funcionamento real do SE. Nestas metodologias os PMCP são resultados directos de problemas de optimização, que integram uma função objectivo e um conjunto de restrições que, no seu todo, traduzem as leis físicas e aspectos económicos do funcionamento do SE. Por esta razão, os PMCP reflectem dum modo realista os custos de exploração de curto prazo da rede de transporte, tais como, custos de produção, custos das perdas, custos de congestionamentos dos ramos e penalidades devidas a PNS;
- Os PMCP são adequados para serem aplicados a SE reestruturados. Como consequência da vantagem anterior, as tarifas obtidas com base nos PMCP são mais justas e transparentes, favorecendo o ambiente competitivo dos SE reestruturados e o livre acesso à rede de transporte. A possível decomposição dos PMCP, conforme referido em [Rivier_1993], em parcelas referentes à produção e ao transporte (e esta, em parcelas referentes às perdas, ou aos congestionamentos), permite efectuar uma alocação dos custos da rede de transporte pelos seus utilizadores duma forma mais correcta e tarifar separadamente as actividades de produção e transporte de energia eléctrica.

Os principais inconvenientes das metodologias baseadas nos PMCP são os seguintes:

- A remuneração marginalista de curto prazo é insuficiente. Dos vários estudos e aplicações efectuados verificou-se que a remuneração a recolher pela entidade proprietária da rede de transporte, calculada pela expressão (3.86) não excede, em geral, 20 [%] da remuneração regulada. Esta percentagem reduzida deve-se ao facto de as metodologias que se baseiam nos PMCP só reflectirem os custos de exploração de curto prazo das redes de transporte e os custos de produção e não terem em conta os custos de investimento relativos à expansão e reforço a longo prazo. Assim, os SE que utilizam estas metodologias marginais de curto prazo têm um novo problema para resolver, designado pela literatura da especialidade de *Reconciliação da Remuneração*[7]. Este problema consiste em garantir que, no final de cada período, a empresa tenha condições para recolher a totalidade da sua remuneração regulada, em que se incluem custos de exploração e de investimento. Para este efeito e para além da metodologia marginal de curto prazo, deverá ser considerada outra ou outras metodologias, de forma a alocar o *Encargo Complementar*[8], que resulta da diferença entre a remuneração regulada ou encargos totais da rede de transporte e a remuneração obtida pela metodologia marginal de curto prazo. Este ponto será discutido no ponto seguinte deste capítulo;
- A aplicação dos PMCP, sem qualquer outro cuidado, teria efeitos perversos. O valor da remuneração marginal de curto prazo a atribuir à rede de transporte calculado pela expressão (3.86) será tanto maior quanto maior for a diferença entre os valores dos PMCP nos nós da rede de transporte. Por isso, o efeito perverso pode facilmente ocorrer em SE reestruturados abertos à competição. Com efeito, obtêm-se valores de remuneração baixos em relação à remuneração regulada quanto maior for a eficiência na utilização da rede de transporte, ou seja, se as perdas forem reduzidas e não houver congestionamentos. Neste caso, os valores dos PMCP nodais serão muito homogéneos. Pelo contrário, o valor da remuneração será mais elevado se não houver investimento. Esta situação, em conjunto com o aumento do consumo fazem aumentar as perdas e os congestionamentos dos ramos, degradando a segurança e a fiabilidade da rede de transporte. Originando ainda, maiores diferenças entre os PMCP nos nós da rede, resultando num valor de remuneração mais elevado. Para evitar ou atenuar estes efeitos perversos a entidade proprietária pela rede de transporte deverá ser regulada de forma eficaz e deverão ser elaborados regulamentos de Qualidade de Serviço que imponham padrões mínimos a assegurar que, por sua vez, induzam a realização de investimentos;

[7] Do inglês *Revenue Reconciliation.*
[8] Do inglês *Complementary Charge.*

- Volatilidade dos PMCP. Os PMCP dependem do nível do consumo, contingências, topologia da rede de transporte e da política de despacho do SE. Estes factores originam que os PMCP em cada nó sejam variáveis ao longo do dia. Esta variabilidade dos PMCP faz com que o valor da remuneração a recolher pela entidade proprietária da rede de transporte e os preços a aplicar aos utilizadores dessa rede sejam menos previsíveis. Por isto, existe um risco e incerteza adicionais para os utilizadores e para a entidade proprietária da rede de transporte com o decorrer do tempo;
- Complexidade dos cálculos dos PMCP. As metodologias marginais de curto prazo envolvem processos de cálculo complicados para a generalidade dos participantes de um SE, como sejam, realização de trânsitos de potência óptimos, resolução de problemas de optimização e a obtenção dos PMCP. Mesmo assim, na maior parte dos estudos têm-se utilizado formulações apenas referentes à potência activa e considerando uma modelização linear do SE. Com efeito, a consideração da parte reactiva e uma modelização não linear, embora esteja mais ajustado ao funcionamento do SE, aumenta a complexidade das metodologias e o esforço computacional associado.

3.4.3.2.4 – Encargos Complementares

Como já foi referido no ponto anterior a remuneração da rede de transporte através das metodologias marginais de curto prazo é insuficiente e requer a resolução do problema de *Reconciliação da Remuneração* para alocar o *Encargo Complementar* da rede de transporte.

I.J. Pérez-Arriaga *e outros* no artigo [Pérez-Arriaga_1995] referem que os métodos a aplicar na resolução do problema de *Reconciliação da Remuneração* não devem distorcer os sinais económicos adequados transmitidos pelos PMCP. Pretende-se assim preservar a eficiência de utilização da rede de transporte, não distorcendo as decisões de longo prazo assumidas pelos utilizadores da rede.

Existem vários métodos para resolver o problema de *Reconciliação da Remuneração*. F.J. Rubio-Odériz em [Rubio-Odériz_1999] classifica-os do seguinte modo:

- Utilização de Termos Aditivos ou Multiplicativos

  Esta metodologia consiste em elevar o valor da remuneração obtida por intermédio dos métodos marginais de curto prazo através da alteração dos PMCP, aplicando-lhes termos aditivos e multiplicativos. Rubio-Odériz em [Rubio-Odériz_1999] refere que este método não é recomendável porque contribui para distorcer os sinais económicos transmitidos pelos PMCP;

- Preços *Ramsey*

Este método é semelhante ao anterior, sendo os PMCP modificados tendo em conta a elasticidade dos consumos, isto é, a maior ou menor capacidade dos consumidores reagirem a modificações de preços. Para este efeito, é aplicada a Regra da Elasticidade Inversa, ou seja, aumentam-se os valores dos PMCP para os consumidores mais inelásticos e mantêm-se os valores dos PMCP para os consumidores mais elásticos. A aplicação deste método requer informação muito completa relativa a todos os consumos, que nem sempre se encontra disponível. Por outro lado, pode ser injusto porque os consumidores com consumos menos elásticos, usualmente os consumidores de menores dimensões, teriam de suportar preços mais elevados;

- Métodos de Repartição do *Encargo Complementar*

Nestes métodos incluem-se os Métodos Embebidos e Incrementais já descritos nos pontos anteriores deste capítulo e são utilizados para alocar a diferença entre a remuneração regulada de uma empresa e a que pode ser recolhida por via marginal. Destes métodos, os que se têm aplicado em diversos SE são os seguintes: Método das Áreas de Influência que foi aplicado nos SE do Chile, Argentina, Nova Zelândia, Polónia, África do Sul e no Estado de *New South Wales* na Austrália; Método das Participações Médias que foi aplicado no Chile e Argentina; e Método dos Beneficiários que foi aplicado na Argentina.

Rubio-Odériz em [Rubio-Odériz_1999] e [Rubio-Odériz_2000] realizou estudos comparativos entre os métodos referidos no parágrafo anterior e, embora todos eles apresentassem resultados semelhantes, concluiu que o Método dos Beneficiários apresentava melhores características relativamente a vários critérios tais como: eficiência económica, objectividade, transparência e simplicidade.

3.4.3.3 – Preços Marginais de Longo Prazo

3.4.3.3.1 – Principais Características

Atendendo às vantagens enunciadas para as metodologias marginais de curto prazo, é do interesse de todos os participantes num SE a utilização de metodologias mais completas e que salvaguardem essas vantagens. Estas metodologias podem corresponder às metodologias marginais de longo prazo que, desde M.C. Caramanis *e outros* em 1982 [Caramanis_1982], têm vindo a ser referidas na literatura da especialidade. No entanto, devido à sua complexidade e ao esforço computacional que exigem, as aplicações conhecidas integram normalmente diversas simplificações.

A característica principal das metodologias marginais de longo prazo e que as diferencia das de curto prazo, resulta do facto de, para além dos custos de exploração de curto prazo, terem em conta estimativas dos custos de exploração de longo prazo bem como dos custos de investimento na expansão e reforço a longo prazo da rede de transporte de energia eléctrica. Portanto, um ponto extremamente importante relativo às metodologias marginais de longo prazo resulta da sua ligação aos problemas de planeamento da expansão e reforço da rede de transporte de energia eléctrica. Como se tem vindo a demonstrar em vários estudos realizados, por exemplo por [Tabors_1994], [Pérez-Arriaga_1995], [Rudnick_1996], [Marangon Lima_1998], [Rubio-Odériz_1999], [Braga_2002] e [Braga_2003], e devido às particularidades dos problemas de planeamento da expansão e reforço das redes, a ligação referida tem criado grandes dificuldades na aplicação das metodologias marginais de longo prazo. Essas particularidades serão amplamente discutidas no ***Capítulo IV*** desta Dissertação.

As metodologias marginais de longo prazo pretendem calcular os Preços Marginais de Longo Prazo (PMLP). Estes são definidos de forma semelhante aos de PMCP considerando-se agora que a função $f(t)$ têm em conta os custos de investimento do planeamento da expansão e reforço da rede de transporte. Assim, uma vez identificado o plano de expansão e reforço da rede a implementar, o PMLP no nó k reflecte a variação dos custos de exploração e investimento na rede se ocorrer uma variação da potência de carga no nó k. Matematicamente o PMLP no nó k pode ser representado pela expressão (3.94).

$$PMLP_k = \frac{\partial f(t)}{\partial Pc_k(t)} \tag{3.94}$$

As metodologias marginais de longo prazo mantêm as vantagens referidas no ponto ***3.4.3.2.3*** para as metodologias marginais de curto prazo e solucionam os dois grandes inconvenientes destas metodologias, pelas seguintes razões:

- Em geral, a remuneração recolhida corresponde ou é muito próxima da remuneração regulada da rede de transporte, porque o problema de optimização a resolver tem em conta os custos de exploração e os custos de investimento na rede de transporte para um determinado horizonte temporal de planeamento. Portanto, quando se identifica um plano de expansão e reforço obtêm-se os PMLP para o horizonte em análise, que permitem recuperar os custos associados à rede de transporte. Desta forma, a utilização de metodologias marginais de longo prazo evita ou diminui o problema de *Reconciliação da Remuneração*;
- As tarifas são mais estáveis e menos voláteis, assim como apresentam um menor grau de risco e incerteza para os participantes do SE. Tal acontece porque estas metodologias integram toda a informação associada ao problema de planeamento da expansão e

reforço da rede de transporte e do sector da produção para um determinado horizonte temporal (usualmente vários anos), permitindo que os preços para cada horizonte temporal se mantenham mais estáveis porque integram uma componente a longo prazo. Desta forma, diminui-se a imprevisibilidade dos preços marginais nesse horizonte temporal, bem como as variações na remuneração recolhida.

3.4.3.3.2 – Investment Cost Relating Pricing (ICRP)

O Método ICRP encontra-se descrito em [Calviou_1993] e é o único método de cálculo dos PMLP que tem sido utilizado na prática, mais especificamente no SE de Inglaterra & Gales pela empresa que gere a rede de transporte de energia eléctrica [Green_1997/B].

Este método consiste numa aproximação do cálculo dos PMLP baseado num problema de transportes, de modo a reflectir os custos de exploração e de investimento na rede de transporte. Para um determinado cenário de produção e consumo, o método começa por resolver um problema de optimização linear representado pelas expressões (3.95) a (3.97), de modo a identificar os investimentos, em termos de capacidade de transmissão na rede de transporte, que assegurem a alimentação de todos os consumidores e a fiabilidade da rede através da simulação de contingências.

$$\text{Min} \sum_i \sum_j c_{ij} \cdot P_{ij} \tag{3.95}$$

Sujeita a:

$$\sum_j b_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j) = Pinj_i \tag{3.96}$$

$$|P_{ij}| \leq P_{ij}^{máx}, \textit{ para uma dada contingência.} \tag{3.97}$$

Nestas expressões:

c_{ij} – Custo do transporte no ramo localizado entre os nós i e j representado, por exemplo, por um factor proporcional ao comprimento desse ramo;

$P_{ij}^{máx}$ – Capacidade de transmissão do ramo localizado entre os nós i e j;

b_{ij} – Susceptância do ramo localizado entre os nós i e j;

θ_i e θ_j – Ângulo das tensões nos nós i e j, respectivamente;

$Pinj_i$ – Potência activa injectada no nó i;

P_{ij} – Trânsito de potências no ramo localizado entre os nós i e j.

Com base neste problema de optimização calculam-se as variáveis duais para cada ramo e nó, as quais reflectem os investimentos a realizar em termos de capacidade de

transmissão aquando da variação da potência injectada em cada nó da rede. A partir destas variáveis duais determinam-se os PMLP em cada nó *k* através da expressão (3.98).

$$PMLP_k = \sum_i \sum_j \frac{\partial P_{ij}}{\partial Pinj_k} \cdot c_{ij} \tag{3.98}$$

Ao contrário do que se referiu no ponto ***3.4.3.3.1*** sobre os métodos de cálculo dos PMLP, o método ICRP é bastante simples devido às seguintes simplificações:

- Não realiza um despacho óptimo da produção, considerando-se que os valores de produção são fixos. Desta forma, os trânsitos de potência não serão ajustados em função dos custos de produção;
- Não se têm em conta as perdas nos ramos da rede de transporte;
- As variáveis relativas aos de investimentos, em termos de capacidade de transmissão, são contínuas;
- Os parâmetros eléctricos dos ramos não se alteram com os investimentos realizados;
- Neste método é fixado um nó de compensação (nó *slack*) que condiciona as tarifas em cada nó da rede de transporte, mas que mantém a proporção de remuneração da rede de transporte por parte dos produtores e consumidores, que no SE de Inglaterra & Gales se encontra fixada de forma regulamentar em 25 [%] / 75 [%].

Essa simplicidade, embora seja uma vantagem para que o método se possa aplicar na prática, no entanto, torna o método pouco realista, não transmitindo sinais económicos adequados aos agentes intervenientes no SE.

3.4.4 – Métodos baseados na Teoria dos Jogos

As metodologias de alocação dos custos baseadas na Teorias dos Jogos mostram ser adequadas para serem aplicadas a SE reestruturados que funcionam em ambiente competitivo. A Teoria dos Jogos baseia-se na realização de coligações entre os vários participantes no SE que podem ser estabelecidas através de contratos ou transacções. A estes contratos ou transacções que utilizam a rede de transporte podem ser aplicados custos por uso dos serviços associados a essa rede.

Caracterizadas as coligações através dos custos associados às respectivas transacções ou contratos, pode-se proceder da seguinte forma:

- Identificar as coligações estáveis e que apresentem um menor custo para os utilizadores da rede de transporte, de modo a não ocasionar mudanças na constituição dessas coligações;

- A soma das remunerações pagas pelos diversos utilizadores deve ser igual à remuneração a atribuir à entidade proprietária ou concessionária da rede de transporte.

A título de exemplo, as publicações [Tsukamoto_1996], [Ferrero_1997], [Ferrero_1998], [Contreras_2000] e [Zolezzi_2003] desenvolvem modelos utilizando estes conceitos. Diversas destas metodologias baseiam-se na existência de um SE reestruturado através de Contratos Bilaterais pelo que não são directamente aplicáveis a SE em que existe um mercado tipo *Pool*.

3.4.5 – Contratos de Congestionamento da Transmissão (TCC[9])

Estes mecanismos são utilizados para reduzir a volatilidade dos PMCP e apresentam semelhanças óbvias com os Contratos às Diferenças já descrito no ponto ***2.2.3.5*** do ***Capítulo II***. Assim, estes mecanismos baseiam-se em contratos realizados entre os produtores ou consumidores e a entidade concessionária da rede de transporte, onde é necessário especificar um nó de injecção de potência e um nó de consumo bem como as respectivas potências. Para cada contrato é definido um preço alvo ou "*hedging price*" e a entidade detentora do contrato pagará ou receberá uma quantia que depende da diferença entre o preço alvo e os preços relativos a esses nós. Este tipo de mecanismo encontra-se detalhado em [Finney_1997] e [Hogan_1998].

3.5 – Tarifas no Sector de Transporte de Energia Eléctrica em Portugal

Actualmente o sistema tarifário por uso das redes em vigor em Portugal é da responsabilidade da ERSE. Esta entidade é ainda responsável pela elaboração e actualização do Regulamento Tarifário, que rege os princípios fundamentais a que obedecem as tarifas para um determinado período regulatório. Dando cumprimento ao Regulamento Tarifário, à ERSE compete igualmente publicar anualmente um documento em que se apresentam as Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços.

O Regulamento Tarifário deve conter disposições que garantam que as empresas do SE possam recuperar todos os seus custos e, simultaneamente, devem executar as suas actividades com eficiência económica e qualidade de serviço, tendo em vista a satisfação dos consumidores.

[9] Do inglês *Transmission Congestion Contracts.*

O SE Português está a passos lentos a iniciar a sua reestruturação, ao verificar-se alguma liberalização no sector da produção de energia eléctrica e a futura participação no Mercado Ibérico de Electricidade, MIBEL. No entanto, grande parte do SE Português permanece ainda explorado em termos de um monopólio em que, dando cumprimento às Directivas da União Europeia, cada actividade do SE (produção, transporte e distribuição) se encontra separada, pelo menos do ponto de vista contabilístico. Desta forma, cada sector deverá recuperar todos os seus custos através dos serviços que presta. Encontram-se nesta situação os sectores de produção, transporte e distribuição. No entanto, a legislação prevê diversas disposições que afectam este objectivo, como são: a uniformidade tarifária do SEP, a indexação do aumento das tarifas de BT à taxa de inflação prevista, a existência de mecanismos de correcção da hidraulicidade, a obrigação do SEP em adquirir a energia aos PRE e a necessidade dos consumidores do território continental suportarem os custos decorrentes da convergência tarifária associados aos SE dos arquipélagos dos Açores e da Madeira.

A proposta de fixação das tarifas tem de cumprir o especificado nos regulamentos Tarifário, Relações Comerciais e de Acesso às Redes e Interligações, salientando-se em relação ao Regulamento Tarifário os seguintes princípios fundamentais:

- Igualdade de tratamento e de oportunidades;
- Uniformidade tarifária para que, em cada instante, o sistema tarifário se aplique a todos os clientes finais do SEP de forma universal;
- Garantia do equilíbrio financeiro da entidade concessionária da RNT e dos Distribuidores Vinculados, com condições de desempenho das suas actividades com eficiência económica, níveis de segurança e de qualidade de serviço adequados;
- Protecção dos clientes em relação às tarifas, limitando eventuais aumentos dos preços na BT, à taxa de inflação;
- Repercussão dos custos marginais na estrutura das tarifas;
- Contribuição para a melhoria das condições ambientais através de uma maior transparência na utilização das energias renováveis e endógenas;
- Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.

A entidade concessionária da rede de transporte foi estruturada de modo a desempenhar diversas actividades que se detalham em seguida:

- Aquisição de Energia Eléctrica. Esta actividade tem como principais funções a aquisição de energia eléctrica para abastecer o SEP e a elaboração de estudos para o

planeamento de centros produtores. A remuneração desta actividade é realizada através da Tarifa de Energia e Potência;

- Gestão Global do Sistema. Esta actividade consiste na coordenação técnica do SEN, da coordenação comercial e do sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV. A respectiva remuneração é assegurada pela Tarifa do Uso Global do Sistema;
- Transporte de Energia Eléctrica. Esta actividade consiste no planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da RNT em que se incluem as interligações. A sua remuneração é assegurada pela Tarifa de Uso da Rede de Transporte, a qual é discriminada para a MAT e para a AT.

No SE Português a utilização dos serviços prestados pela entidade concessionária da rede de transporte e a fixação das respectivas tarifas estão regulamentadas pelo Regulamento Tarifário da seguinte maneira:

- Os clientes e produtores não vinculados ligados fisicamente às redes do SEP têm o direito ao acesso e uso da RNT, mediante, o pagamento das tarifas de Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte, de acordo com as condições estabelecidas no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações;
- Ao fornecimento da entidade concessionária da RNT aos Distribuidores Vinculados em MT e AT é aplicada a Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT, que é composta pelas parcelas: Tarifa de Energia e Potência, Tarifa do Uso Global do Sistema e Tarifa do Uso da Rede de Transporte, sendo esta última referida à rede em MAT se o fornecimento for em MAT e à rede em AT para os restantes fornecimentos;
- A aquisição por parte dos Distribuidores Vinculados de uma parcela de energia de que necessitem a Produtores Não Vinculados ou através de importações directas ou realizadas através da RNT, está sujeita ao pagamento das Tarifas do Uso Global do Sistema e do Uso da Rede de Transporte em AT.

De uma forma mais detalhada, o sector de transporte de energia eléctrica funciona em regime de monopólio natural, concessionado à REN, S.A.. A estratégia de regulação aplicada à actividade de transporte de energia eléctrica é do tipo COS/ROR, porque esta actividade já funciona com elevados níveis de eficiência e de qualidade de serviço, não sendo possível transmitir incentivos significativos através da regulação tarifária. Por isso, os custos associados à actividade de transporte de energia eléctrica têm pouco peso na estrutura global dos custos associados ao fornecimento de energia eléctrica aos consumidores finais.

3.5.1 – Tarifas de Uso da Rede de Transporte

O Regulamento Tarifário [ERSE/RT_2003] estabelece as diversas tarifas a aplicar no SE Português. Em particular, o ponto 3 do artigo 13º refere que as tarifas de Uso da Rede de Transporte (URT) em MAT e em AT a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT devem proporcionar as remunerações da actividade de transporte de energia eléctrica.

No que respeita às tarifas de URT o artigo 54º estabelece as tarifas a aplicar aos Distribuidores Vinculados em MT e AT que devem proporcionar as remunerações permitidas à entidade concessionária da RNT na actividade de transporte de energia eléctrica. Por sua vez, o artigo 55º apresenta a seguinte estrutura geral das tarifas de URT em que se incluem os seguintes preços:

- Preços da potência contratada, em [€/kW por mês];
- Preços da potência em horas de ponta, em [€/kW por mês];
- Preços da energia reactiva fornecida, em [€/kVArh];
- Preços da energia reactiva recebida, em [€/kVArh].

3.5.2 – Remuneração regulada da actividade de transporte

O Regulamento Tarifário [ERSE/RT_2003] prevê no seu artigo 74º o cálculo da remuneração regulada a atribuir à entidade concessionária da RNT pela actividade de transporte de energia eléctrica para um determinado ano t, através da expressão (3.99).

$$\widetilde{R}_t^T = Am_t^T + Act_t^T \cdot \frac{r^T}{100} + CC_t^T + OC_t^T + CAE_t^{URT} - S_t^T - \Delta_{t-2}^T \qquad (3.99)$$

Nesta expressão:

$\widetilde{R}_t^T$ - Remuneração permitida à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de transporte de energia eléctrica, no ano t, em [€];

Am_t^T - Amortizações de activos fixos afectos à actividade de transporte de energia eléctrica, no ano t, em [€];

Act_t^T - Valor médio dos activos fixos afectos à actividade de transporte de energia eléctrica, líquido de amortizações e comparticipações, no ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano, em [€];

r^T – Taxa de remuneração permitida para o valor dos activos fixos afectos à actividade de transporte de energia eléctrica, fixada para o período de regulação, em [%];

CC_t^T - Custos correspondentes a fornecimento de serviços externos e custos com pessoal, relativos ao ano *t*, em [€];

OC_t^T - Outros custos do exercício associados à actividade de transporte de energia eléctrica, no ano *t*, em [€];

CAE_t^{URT} - Custos decorrentes dos CAE (Contratos de Aquisição de Energia) imputados à actividade de transporte de energia eléctrica, no ano *t*, em [€];

S_t^T - Remunerações facturadas pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de transporte de energia eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, como sejam de ligações à RNT e do saldo dos pagamentos entre operadores de sistema das redes interligadas europeias, no ano *t*, em [€];

Δ_{t-2}^T - Ajustamento no ano *t*, das remunerações das tarifas de Uso da Rede de Transporte facturadas no ano *t-2*, em [€].

O ajustamento Δ_{t-2}^T é determinado pela expressão (3.100).

$$\Delta_{t-2}^T = \left(Rf_{t-2}^T - R_{t-2}^T - Amb_{t-2}^T\right) \cdot \left(1 + \frac{i_{t-1}^T}{100}\right)^2 \qquad (3.100)$$

Nesta expressão:

Rf_{t-2}^T - Remunerações facturadas pela entidade concessionária da RNT pela aplicação das tarifas de URT, no ano *t-2*, em [€];

R_{t-2}^T - Remunerações permitidas à entidade concessionária da RNT através das tarifas de URT no ano *t-2*, calculadas em *t-1* através da expressão (3.99), com base nos valores verificados em *t-2*, em [€];

Amb_{t-2}^T - Custos afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente no ano *t-2*, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do "Plano de Promoção da Qualidade Ambiental", conforme estabelecido nos números 11 e 12 do artigo 123º do Regulamento Tarifário, em [€];

i_{t-1}^{T} - Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano *t-1*, acrescida de meio ponto percentual.

3.5.3 – Remuneração calculada da actividade de transporte

No artigo 101° do Regulamento Tarifário apresenta-se a Metodologia de Cálculo das Tarifas de URT em AT e MAT a aplicar pela entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em MT e AT. O cálculo dos preços das tarifas de URT é realizado para que o produto dos preços das tarifas de URT pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de remuneração atribuída à entidade concessionária da RNT (calculado pela expressão (3.99) referida no artigo 74°). Assim, através da utilização dos preços das tarifas de URT calcula-se essa remuneração pela expressão (3.101).

$$\widetilde{R}_t^T = \sum_n \left(Pc_{n,t} \cdot TPc_{n,t}^T + Pp_{n,t} \cdot TPp_{n,t}^T + Wrf_{n,t} \cdot TWrf_{n,t}^T + Wrr_{n,t} \cdot TWrr_{n,t}^T \right) \qquad (3.101)$$

Nesta expressão:

n – Nível de tensão (n = MAT e AT);

$Pc_{n,t}$, $Pp_{n,t}$ – Potência contratada e potência em horas de ponta das seguintes entregas e aquisições no nível de tensão n, previstas para o ano t:

- Entregas da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT;
- Entregas dos PRE às redes do SEP;
- Aquisições do distribuidor vinculado em MT e AT no âmbito de parcela livre;
- Entregas no âmbito do SENV.

$TPc_{n,t}^T$ – Preço da potência contratada da tarifa de URT no nível de tensão n, no ano t;

$TPp_{n,t}^T$ – Preço da potência em horas de ponta da tarifa de URT no nível de tensão n, no ano t;

$Wrf_{n,t}$ – Energia reactiva fornecida nas ligações das subestações da RNT às redes do distribuidor vinculado em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT;

$TWrf_{n,t}^T$ – Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de URT no nível de tensão n, no ano t;

$Wrr_{n,t}$ – Energia reactiva recebida nas ligações das subestações da RNT às redes do distribuidor vinculado em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT;

$TWrr^{T}_{n,t}$ – Preço da energia reactiva recebida da tarifa de URT no nível de tensão *n*, no ano *t*.

Na estrutura dos preços de potência da tarifa do URT será repercutido uma estrutura dos custos incrementais de potência através da aplicação de um factor de escala multiplicativo por intermédio das expressões (3.102) e (3.103).

$$TPc^{T}_{AT,t} = K^{T}_{t} \cdot Cmg_Pc^{T}_{AT} \tag{3.102}$$

$$TPp^{T}_{AT,t} = K^{T}_{t} \cdot Cmg_Pp^{T}_{AT} \tag{3.103}$$

Nesta expressão:

$Cmg_Pc^{T}_{AT}$ – Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT;

$Cmg_Pp^{T}_{AT}$ – Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT;

K^{T}_{t} – Factor de escala comum a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em AT, no ano *t*.

3.5.4 – Procedimentos regulamentares da actividade de transporte

No capítulo VI do Regulamento Tarifário descrevem-se os procedimentos e disposições gerais da aplicação das tarifas no SE Português. Neste capítulo do Regulamento Tarifário salientam-se os artigos:

- Artigo 121°, refere que a frequência de fixação das tarifas é anual, salvo casos excepcionais por decisão da ERSE;
- Artigo 122°, refere que o período de regulação em Portugal Continental é de 3 anos e nas Regiões Autónomas é de 1 ano e que, para estes períodos, fixa os valores dos parâmetros incluídos nas expressões de cálculo das remunerações e na estrutura das tarifas;
- Artigo 123° apresenta a informação que a entidade concessionária da RNT deve fornecer à ERSE, assim como os respectivos prazos de entrega. Nessa informação devem constar:

- Contas reguladas e balanços de energia eléctrica do ano *t-2*;
- Estimativa das contas reguladas e balanços de energia eléctrica para o ano em curso *t-1*;
- Previsão das contas reguladas para o ano seguinte *t*;
- As contas reguladas deverão incluir informação relativa aos custos, remunerações, passivos, capitais próprios, investimentos, etc;
- Valores relativos aos custos marginais de produção, aos custos marginais imputáveis aos serviços de sistema e aos custos incrementais de transporte de energia eléctrica, de modo que a ERSE calcule os custos marginais que se devem repercutir na estrutura das tarifas reguladas;
- Os investimentos a referir nas contas reguladas para além do seu valor em Euros devem ser acompanhados de uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

O artigo 126º do Regulamento Tarifário apresenta a repartição dos custos e remunerações na actividade de transporte de energia eléctrica.

Em cada ano, os custos são repartidos da seguinte forma:

- Custos associados ao planeamento, operação e manutenção da rede de transporte;
- Amortização relativa ao imobilizado aceite para regulação afecto à actividade de transporte de energia eléctrica;
- Outros custos associados à actividade de transporte de energia eléctrica, com uma desagregação que permita a respectiva identificação;
- Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do "Plano de Promoção da Qualidade Ambiental".

Quanto às remunerações, para cada ano a entidade concessionária deve apresentar a seguinte repartição:

- Remunerações decorrentes da aplicação das tarifas de URT, por tipo de utilizador, designadamente distribuidores vinculados e clientes não vinculados;
- Remunerações decorrentes da actividade de transporte de energia eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de URT.

3.6 – Tarifas do Sector do Transporte noutros Países

Os estudos realizados por um grupo de investigadores do INESC, Porto, apresentados no relatório [INESC_TUR_2000] incluem uma caracterização dos sistemas tarifários de diversos SE. Nesse relatório encontra-se um quadro de resumo desses sistemas tarifários, a partir do qual se construiu a tabela 3.1 que apresenta diversos aspectos relacionados com as tarifas em vigor para remunerar o uso da rede de transporte em diversos países.

Na tabela 3.1 as tarifas por uso da rede de transporte classificam-se de tipo Ponto a Ponto e de Pontuais.

As tarifas Ponto a Ponto são aquelas que são determinadas em função das transacções comerciais entre um ponto de injecção e um ponto de absorção (*Point to Point*). Para isso, é importante conhecer a localização dos nós referente a esses pontos e a tarifa deve reflectir os custos associados à distância geográfica, número de regiões afectadas, número de níveis de tensão envolvidos, etc. Na elaboração deste tipo de tarifas não é importante saber qual dos intervenientes na transacção suporta os custos, sendo sim, fundamental remunerar a entidade que explora a rede de transporte.

As tarifas Pontuais são determinadas em função do ponto de acesso à rede de transporte de um determinado cliente (*Point* ou *entry/exit*). Desta forma, o cliente como utilizador da rede tem o direito de negociar com qualquer outro interveniente no mercado obedecendo, no entanto, a determinadas regras tarifárias. Este tipo de tarifas apresenta diversas vantagens em termos de não discriminação e promoção de competição porque há maior facilidade de detecção de situações discriminatórias, dado que as transacções não se decompõem num número elevado de transacções parciais, há maior facilidade de mudança de fornecedor, as tarifas são aplicadas somente com base nos valores de carga ou produção não necessitando incluir elementos sobre as relações comerciais garantindo-se assim simplicidade e confidencialidade. Por todas estas razões, estas tarifas são mais adequadas para serem implementadas em mercados eléctricos que se baseiem num mercado bolsista de electricidade.

Sem preocupação de exaustão na tabela 3.1 apresentam-se as características principais das tarifas aplicadas em diversos países e que estão relacionadas com o uso da rede de transporte. Essas tarifas são as seguintes: tarifa referente à Utilização (U) da rede de transporte, tarifa de Ligação (L) à rede de transporte, tarifa respeitante às Perdas (P) nos ramos da rede de transporte, tarifa devida aos Congestionamentos (C) nos ramos da rede de transporte e tarifas referentes aos Serviços Auxiliares (SA). Estas tarifas podem estar integradas numa única tarifa por URT ou podem estar associadas a termos tarifários parcelares.

Tabela 3.1 – Resumo das tarifas no sector do transporte.

País	Níveis de Tensão	Tipo	Metodologia	Custos Remunerados	Tarifas	
Alemanha	> 110 [kV]	Pontual	Selo do Correio por nível de tensão e de transformação	Custos de exploração (controlo de frequência e de tensão, perdas, operação, arranque a frio).	U	Para a potência de ponta por cada nível de tensão e transformação com aplicação de um coeficiente de simultaneidade.
					L	Dois níveis que dependem da distância do ponto de ligação.
					P	Incluídas na tarifa por Uso da Rede.
					C	
					SA	Incluídos na tarifa por Uso da Rede.
Argentina	Rede Principal: ≥ 220 [kV] Rede troncal: ≥ 132 [kV] e < 400 [kV]	Pontual	Custos Marginais + Selo do Correio	Investimento, Operação e Manutenção.	U	Diferença entre a remuneração variável e fixa. Alocação proporcional à potência máxima através das Áreas de Influência.
					L	Proporcional à potência máxima.
					P	Encargo variável de tipo marginal. Preços nodais de potência e de energia.
					C	Encargo variável de tipo marginal. Preços nodais de potência e de energia.
					SA	
Chile		Pontual	PMCP + Selo do Correio + Áreas de Influência	Operação, manutenção, investimento.	U	Função da Potência, tipo Selo do Correio.
					L	Sim.
					P	Incluída na taxa variável e com base nas perdas marginais.
					C	
					SA	Função da potência incluída na taxa fixa.
Califórnia/EUA		Pontual	Selo do Correio + Custos Marginais	Investimentos, congestionamentos e serviços.	U	Tipo Selo do Correio.
					L	Encargos de ligação estabelecidos em tarifas separadas.
					P	
					C	Parcela de tipo Marginal.
					SA	
Espanha	≥ 145 [kV] e interligação	Pontual	Selo do Correio	Perdas, custos do sistema, custos com segurança.	U	Energia + potência, por período e nível de tensão.
					L	

Tabela 3.1 – Resumo das tarifas no sector do transporte.

País	Níveis de Tensão	Tipo	Metodologia	Custos Remunerados	Tarifas	
					P	Coeficientes para os nós da rede de transporte.
					C	
					SA	
Itália		Ponto a Ponto	Selo do Correio + Percurso convencional		U	Função do nível de tensão, da potência contratada e do período.
					L	
					P	Basedas no percurso convencional.
					C	
					SA	Composta por várias parcelas.
Noruega/Suécia		Pontual	Custos Marginais + Parcelas de compensação	Uso do sistema, perdas e balanço energético.	U	Parcela baseada na potência + taxa fixa.
					L	Sim.
					P	Baseadas em cálculos marginais e função da energia.
					C	Baseadas em preços marginais nodais.
					SA	Sim.
Inglaterra & Gales		Pontual	70 [%] Baseados nos Custos Marginais + Parcelas de compensação controladas por RPI-X.	Custos de exploração e de investimento.	U	Localização, actividade, potência de ponta do sistema e importação / exportação.
					L	À cabeça ou distribuídos pelo período de utilização. Duas parcelas: investimento na ligação e depreciação.
					P	
					C	Sim, incluída na tarifa de serviços.
					SA	

3.7 – Conclusões

Neste capítulo apresentaram-se as principais metodologias de alocação dos custos por uso das redes de transporte de energia eléctrica, que servem de base de cálculo das tarifas a suportar pelos utilizadores dessas redes. As metodologias foram classificadas em três grandes grupos: Métodos Embebidos, Métodos Incrementais e Métodos Marginais. A revisão bibliográfica realizada permitiu apresentar essas metodologias, a sua aplicação em diversos países, em particular em Portugal, assim como as suas vantagens e inconvenientes decorrentes da maior ou menor satisfação dos princípios e critérios de apreciação que estas metodologias deveriam cumprir.

Tendo em conta a forma de acesso e utilização da rede de transporte, identificam-se duas linhas de pensamento associadas à organização e estruturação dos SE, [Rudnick_1995]:

- *Acesso de terceiros à rede de transporte*. Neste caso, as transacções de energia eléctrica envolvem três entidades, o produtor e o consumidor, ou dois produtores, e uma terceira entidade que é responsável pela rede de transporte. Nesta situação, pretende-se caracterizar o grau de utilização ou o impacto que os produtores e consumidores têm nas condições de exploração da rede de transporte e quais os custos decorrentes da sua utilização.

  Esta linha de pensamento teve origem nas designadas transacções do tipo *Wheeling* que emergiram nos EUA na década de 80 do século XX. Enquadram-se nesta linha de pensamento as seguintes metodologias de alocação dos custos: MW.milha, do Caminho da Transacção, *Zero Counterflow*, do Fluxo Dominante e GAPP. Verifica-se que esta linha de pensamento é mais adequada para situações onde o número de transacções é reduzido. Com efeito, em situações em que o número de transacções é muito elevado a complexidade do problema dificulta ou impede a adopção de diversos métodos de alocação de custos;
- *Livre acesso à rede de transporte*. Esta linha de pensamento é a mais utilizada em SE reestruturados que funcionam em ambiente de mercado. As entidades concessionárias da rede de transporte facultam o livre acesso, duma forma não discriminatória, a todos os possíveis utilizadores da rede de transporte promovendo, desta forma, a competição entre os vários participantes no mercado. A actividade de transporte funciona como prestadora de serviços aos participantes no mercado, pelo que deverá ser remunerada pelos utilizadores dessas redes de acordo com a sua utilização, de modo a remunerar os custos de exploração, manutenção e de investimento. Essa remuneração será obtida através da aplicação de tarifas que deverão ser calculadas através de metodologias justas, transparentes, eficientes, simples e robustas do ponto de vista técnico.

As metodologias de alocação dos custos foram avaliadas em relação a critérios de natureza conceptual (solidez técnica, objectividade, eficiência económica, justiça e aplicabilidade em mercados abertos) e operativa (simplicidade, transparência, estabilidade das tarifas e sua volatilidade) que foram referidos no ponto *3.3*. Obtiveram-se, assim, as seguintes conclusões:

- O Método do Selo do Correio é um dos métodos mais simples. No entanto, apresenta problemas em relação à sua solidez técnica e eficiência económica, pois as tarifas obtidas não reflectem o real funcionamento do SE nem transmitem os sinais económicos adequados aos participantes do SE. A sua simplicidade bem como a garantia de total recuperação dos custos por parte da entidade concessionária da rede de transporte fazem com que este método seja aplicado em SE com rede de transporte tecnologicamente desenvolvida, onde os sinais económicos seriam bastante débeis e geograficamente pouco diferenciados;
- Os Métodos Incrementais e Marginais de Curto Prazo apresentam uma maior complexidade e não conseguem assegurar a remuneração da totalidade dos custos da rede de transporte. Em redes de transporte tecnologicamente desenvolvidas, onde as perdas activas são muito reduzidas e os preços nodais apresentam uma reduzida dispersão geográfica, a remuneração obtida através destes métodos é muito pequena, sendo necessário prever termos tarifários complementares obtidos através de outros métodos de modo a obter a *Reconciliação da Remuneração*, isto é, garantir a recuperação da remuneração total regulada da rede de transporte;
- Os Métodos Marginais de Longo Prazo são os métodos mais complexos pois é necessário efectuar o planeamento da expansão e reforço da rede de transporte de energia eléctrica a longo prazo. Este facto aumenta bastante o esforço computacional associado. No entanto, são os métodos mais completos sob o ponto de vista conceptual e operativo, conseguindo-se obter tarifas que reflectem os custos de exploração e de investimento, que transmitem sinais económicos adequados aos participantes de modo a melhorar a eficiência económica e técnica (em termos de exploração e expansão do SE), e que permitem recuperar grande parte ou mesmo a totalidade dos custos regulados da rede de transporte. No entanto, a normalização dos equipamentos e a existência de problemas associados a economias de escala, podem originar sobreinvestimentos em relação à solução óptima, criando de novo problemas de *Reconciliação da Remuneração.*

A aplicação destas metodologias e opções tarifárias à rede de transporte de diversos países permite verificar os seguintes aspectos:

- A grande variedade de estruturas organizativas do SE em diversos países faz com que o relacionamento entre os vários participantes seja realizado de forma diferente de país para país. Esta variedade de estruturas tem originado a adopção de diferentes metodologias de alocação dos custos e opções tarifárias por uso da rede de transporte de energia eléctrica, não se descortinando com facilidade nenhuma metodologia ideal;
- Pela sua simplicidade e garantia de recuperação total dos custos verifica-se uma maior aplicação dos Métodos Embebidos, Método do Selo do Correio (Espanha, Portugal, Estado da Califórnia dos EUA e Alemanha) e MW.milha, e respectivas variantes (Brasil e Itália);
- Nos SE reestruturados, funcionando em ambiente de mercado, verifica-se uma grande tendência para a aplicação de metodologias do tipo Marginal de Curto Prazo devido à sua menor complexidade e esforço computacional comparativamente com as de Longo Prazo. De acordo com a literatura da especialidade, as metodologias de curto prazo permitem recuperar entre 10 a 20 [%] dos custos regulados. Por isso, as metodologias Marginais de Curto Prazo são complementadas por outros termos tarifários para recuperarem a totalidade dos custos (Métodos Embebidos ou Incrementais). Por exemplo, no Chile são utilizados PMCP complementados por tarifas baseadas nos Métodos do Selo do Correio e Áreas de Influência e no Estado da Califórnia dos EUA utilizam-se PMCP complementados por tarifas baseadas no Método do Selo do Correio.

CAPÍTULO IV

PLANEAMENTO DA EXPANSÃO DA REDE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

4.1 – Posicionamento do problema

Um dos objectivos principais desta Tese consiste em desenvolver uma metodologia de alocação dos custos por utilização da rede de transporte de energia eléctrica, determinar o valor das tarifas e, com base nestas tarifas, remunerar os encargos totais da entidade concessionária da rede de transporte. Como conclusão do ***Capítulo III***, constatou-se que as metodologias de tipo marginal de longo prazo são mais completas em termos de cumprimento dos princípios e critérios a que devem obedecer as metodologias de alocação dos custos e que, teoricamente, podem atingir os objectivos então referidos. Assim, o objectivo genérico enunciado pode agora ser detalhado considerando que se pretende desenvolver uma metodologia de tipo marginal de longo prazo.

A construção de metodologias que necessitem de conhecer a evolução do SE a longo prazo, ou seja, em horizontes temporais superiores a um ano requer uma grande quantidade de informação, a elaboração de previsões relativas a diversas variáveis e parâmetros, a realização de análises de risco e a consideração de incertezas que deverão ser rigorosamente e cuidadosamente trabalhadas. A resolução deste problema tem vindo a ser estudado desde a década de 70 do século XX e corresponde ao problema do planeamento da expansão e reforço do SE.

O planeamento da expansão do SE inclui o planeamento da expansão de todos os seus subsectores: produção, transporte e distribuição. Num SE com estrutura verticalmente integrada o planeamento da expansão do SE era realizado como um todo, elaborado de uma forma centralizada. No entanto, em SE reestruturados onde existe uma separação jurídica e contabilística entre os principais sectores (produção, transporte e distribuição), cada sector elabora o seu planeamento da expansão e reforço de acordo com as suas condições económicas e técnicas, sujeito a um conjunto de regulamentações, que deverão obrigar cada entidade a ter informação sobre o que se passa nos outros sectores. Usualmente, existe uma entidade reguladora independente que, em última análise, poderá ser responsável pela

coordenação das acções de planeamento da expansão de todos os sectores. Atendendo a estes aspectos e como o trabalho a desenvolver nesta Tese se encontra no âmbito do sector de transporte de energia eléctrica, os modelos e algoritmos a apresentar neste capítulo estão relacionados com o problema de Planeamento da Expansão da Rede de Transporte de Energia Eléctrica (PERTEE).

No problema de PERTEE o objectivo principal consiste em determinar quais, onde e quando se deve investir ou reforçar uma determinada rede de transporte. Este problema é, à partida, um problema de optimização que apresenta muitas condicionantes que, ao longo das últimas décadas, têm vindo a ser trabalhadas através de metodologias diferentes. O resultado deste processo de planeamento corresponderá a um conjunto de investimentos e reforços distribuídos ao longo de um determinado horizonte temporal que, no seu conjunto, se designará de plano de expansão. Ao conjunto de investimentos e reforços integrados no plano de expansão estão associados os respectivos custos de investimento e reforço do sector de transporte de energia eléctrica, organizados usualmente em períodos anuais que correspondem ao horizonte de planeamento em análise. No trabalho a desenvolver estes custos serão incluídos numa metodologia marginal de longo prazo para se determinarem as tarifas a aplicar aos utilizadores da rede de transporte.

4.2 – Formulação dum problema de planeamento da expansão e reforço

Como foi referido no ponto anterior neste capítulo apenas se descreverá o problema do PERTEE, embora haja interacções claras com as actividades de planeamento nos outros sectores (produção e distribuição).

A formulação do problema de PERTEE pode ser estruturada através do desenvolvimento de três fases fundamentais:

- Fase 1: Análise dos dados e organização do problema;
- Fase 2: Aplicação duma metodologia de optimização e obtenção de resultados;
- Fase 3: Identificação de uma estratégia de expansão robusta e processo de decisão.

A Fase 1, análise dos dados e organização do problema, é fundamental para o sucesso do problema do planeamento. Esta fase consiste na recolha dos dados, sua organização e tratamento, definição dos critérios a adoptar e elaboração ou identificação de planos de expansão alternativos.

Na Fase 2 deverá ser seleccionada a metodologia a adoptar. No entanto, esta tarefa não é fácil devido à grande complexidade deste tipo de problemas, pelas seguintes razões:

- Utilização de vários critérios de avaliação, podendo alguns desses critérios ser conflituosos;
- Condicionantes do problema, como por exemplo, variáveis de investimento discretas, economias de escala, não linearidades, etc;
- Exigência de um grande esforço computacional.

Por isto, ao longo das últimas décadas têm-se utilizado diversas metodologias (tais como programação linear e não linear, programação dinâmica, heurísticas, metaheurísticas e métodos multicritério) de forma a resolver o problema do planeamento, tentando considerar diversos critérios e condicionantes que lhe são inerentes. Como se constatará pela revisão bibliográfica apresentada no ponto ***4.4*** deste capítulo, esta tarefa é muito difícil de executar na prática.

As soluções do problema consistem em planos de expansão, ou seja, num conjunto de obras a construir durante o horizonte temporal considerado. Se a metodologia aplicada for uma metodologia de optimização integrando um único critério, pode-se conseguir identificar um plano de expansão óptimo. Se for adoptada uma metodologia de optimização multicritério obtém-se usualmente um conjunto de planos de expansão correspondentes a soluções eficientes do problema.

Na Fase 3 os planos de expansão serão analisados através de métodos de análise de risco em relação a possíveis cenários futuros, de forma a identificar os planos de expansão mais robustos. No final, o planeador deverá conduzir um processo de decisão que permita seleccionar um desses planos eficientes.

Nos pontos seguintes serão detalhados diversos aspectos relacionados com estas fases.

4.2.1 – FASE 1: Análise dos dados e organização do problema

Os dados de um problema de PERTEE abrangem uma grande quantidade de informação, pelo que a sua obtenção e organização constitui uma das etapas mais importantes do problema de planeamento. Com efeito, a execução adequada desta tarefa corresponderá a uma boa ajuda para a resolução do problema de planeamento.

Os dados necessários para um problema de PERTEE incluem a seguinte informação: dados técnicos do SE existente, horizonte temporal do planeamento, informação relativa ao planeamento dos sectores de produção e distribuição para o horizonte temporal a analisar,

previsões de consumo para esse horizonte de planeamento e dados de natureza económica. Para a organização do problema terão de se definir os critérios de avaliação e os planos de expansão alternativos para o PERTEE. Em relação aos dados relativos à expansão do sistema produtor, convém notar que muitos países mantêm a obrigação de preparar um planeamento da expansão do sistema produtor a título indicativo que, ainda assim, se revela crucial para o problema de PERTEE. Noutros países, no entanto, a construção de novas centrais não está sujeita a qualquer tipo de planeamento centralizado, daí advindo uma nova fonte de incerteza para o problema de PERTEE. Finalmente, o incremento de Produção em Regime Especial e a sua ligação directa à rede de transporte coloca novas incertezas na resolução de um problema deste tipo. O desenvolvimento de mercados transnacionais exige ainda a previsão da evolução deste género de trânsitos de potência.

4.2.1.1 – Dados técnicos do SE existente

Os dados técnicos do SE existente devem incluir toda a informação relativa aos sectores de transporte, produção, distribuição e consumos. Muitas das empresas que actuam nestes sectores elaboram periodicamente relatórios técnicos e económicos sobre as suas actividades. Estes relatórios tornam-se bastante úteis como meio de obtenção de informação sobre os SE.

Em relação ao sector de transporte de energia eléctrica é necessário obter a seguinte informação:

- Linhas eléctricas e cabos subterrâneos: resistências, reactâncias, capacitâncias, secção nominal, comprimento, nós de ligação, nível de tensão e capacidade de transmissão;
- Subestações: número de transformadores ou autotransformadores, potência nominal, reactâncias e níveis de tensão (no primário, secundário ou terciário);
- Topologia da rede de transporte: tipos (emalhada, anel ou radial), nós de ligação, identificação e localização dos nós, nós de ligação dos ramos.

Em relação à configuração topológica da rede de transporte assinala-se que tanto as linhas como os transformadores podem ser tratados como ramos da rede, tendo sempre em conta as características técnicas e económicas que as diferenciam.

No que diz respeito ao sector da produção há que obter informação relativa aos vários centros produtores de energia eléctrica, tais como tipos de centrais, número de unidades de

produção, potência nominal de cada unidade produtora e identificação do nó de ligação à rede de transporte.

No âmbito de um problema de PERTEE, o sector de distribuição é tratado como uma entidade consumidora, que é caracterizada pelos seguintes dados: tipo de rede (urbana ou rural), identificação do nó de ligação à rede de transporte, nível de tensão e potência activa e reactiva consumidas.

Por último, os consumidores integram os grandes consumidores industriais ou institucionais e as empresas proprietárias de redes de distribuição. Tal como no ponto anterior estes são caracterizados por: tipo (industrial, institucional, urbana ou rural), identificação do nó de ligação à rede de transporte, nível de tensão e potência activa e reactiva de consumo.

4.2.1.2 – Horizonte temporal do planeamento

O horizonte temporal abrangido pelo problema de planeamento do sector de transporte é geralmente de longo prazo, podendo ir de um ano a algumas dezenas de anos. No entanto, na prática, atendendo à complexidade, esforço computacional e incertezas associadas a algumas previsões (consumos, produção, etc.) que aumentam com a longevidade do prazo, o horizonte temporal raramente ultrapassa os 10 anos. Por exemplo, em Portugal o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações [ERSE/RARI_2003] estipula no seu artigo 18º que o Plano de Investimentos na RNT deve contemplar os 6 anos seguintes ao ano em que é apresentado, e que deve ser enviado à ERSE de dois em dois anos, até 30 de Novembro.

4.2.1.3 – Dados relativos aos sectores da produção e distribuição

Usualmente os problemas de planeamento da expansão dos sectores da produção, transporte e distribuição em SE reestruturados constituem tarefas das empresas responsáveis por esses sectores, que preparam e propõem os seus planos de expansão, que são coordenados por uma entidade independente. No entanto, o planeamento da expansão num determinado sector estará sempre dependente do que se passa em termos futuros nos outros sectores.

O planeamento da expansão do sector da produção depende essencialmente da evolução dos consumos, da política energética adoptada por um país e dos critérios de segurança e fiabilidade adoptados. Existe um conjunto de informações proveniente do planeamento do sector da produção que será necessário para o planeamento do sector de

transporte. Desse conjunto de informações farão parte: novos centros produtores (tradicionais ou utilizando energias renováveis), reforço dos centros produtores existentes e desclassificação de centros produtores ou unidades de produção. Para cada um destes casos é necessário conhecer a localização, data de entrada em serviço ou desclassificação, número de unidades de produção e respectivas potências nominais.

Como se referiu no ponto ***4.2.1*** em relação ao sector da produção, nem sempre é possível conhecer com grande antecedência as decisões relativas à construção de novos centros de produção, especialmente em países onde a preparação de um planeamento centralizado indicativo não se encontra especificada na legislação.

Acresce que a utilização cada vez mais intensa de gás natural em centros produtores tem proporcionado uma diminuição crescente do prazo de construção destas centrais, sendo hoje usuais prazos de dois anos entre a tomada de decisão relativa à construção de uma nova central e a sua entrada em serviço.

Por outro lado, o aumento, assumido a nível governamental por muitos países, da energia obtida a partir de recursos renováveis colocará um novo tipo de pressão sobre a rede de transporte visto ser previsível que novas centrais deste género se possam ligar à rede de transporte.

Quanto ao planeamento do sector de distribuição é conveniente conhecer a evolução previsível da rede de distribuição numa determinada zona geográfica e, sendo tratada como uma unidade consumidora, será importante elaborar previsões dos consumos para o horizonte de planeamento em estudo.

Ainda em relação ao sector de distribuição é usual a imposição legal das empresas proprietárias destas redes prepararem e submeterem planos de investimento às entidades reguladoras. Estes planos de investimento constituem uma fonte de informação importante para o planeamento do sector de transporte.

De qualquer forma, quer por via da diminuição dos prazos de construção de novas centrais, da ausência de planeamento centralizado da expansão do sector da produção, dos previsíveis pedidos de ligação à rede de transporte de aproveitamentos utilizando energias renováveis com potência instalada crescente, e do surgimento de novos consumos, há uma margem de incerteza que afecta o problema de PERTEE que é importante não descurar.

4.2.1.4 – Previsões do consumo

Um dos principais objectivos dos problemas de planeamento da expansão e reforço de um SE é satisfazer os consumidores com adequada qualidade de serviço. Para que este objectivo seja satisfeito é necessário prever a evolução dos consumos ao longo do horizonte de planeamento. Para isto, são utilizadas técnicas de previsão dos consumos que se baseiam nos seguintes aspectos:

- Informação histórica sobre a evolução dos consumos fornecidos por empresas distribuidoras e grandes consumidores industriais ou institucionais;
- Cenários de previsão de consumos, construídos;
- Realização de eventos ou actividades importantes que tenham impacto no consumo de energia eléctrica;
- Sensibilidade do consumo a variações do preço de diversos recursos energéticos e disponibilidade de sistemas de gestão de energia;
- Evolução macroeconómica prevista para cada país.

Diversas técnicas de previsão dos consumos constróem cenários de evolução dos consumos em função de diferentes valores percentuais (60, 80 e 100 [%]) da carga máxima em cada ano, das potências de ponta do consumo no Verão ou Inverno, etc. No entanto, existem muitas incertezas que podem afectar o valor previsto para o consumo num determinado cenário, que poderão ser representadas por números difusos. A este respeito, o ***Anexo B*** inclui um conjunto de conceitos e definições relativas à Teoria dos Conjuntos Difusos. A Árvore de Futuros Difusos [Proença_1997], que será descrita a seguir, constitui um exemplo de um método que permite incorporar esta informação de forma estruturada ao longo do horizonte de planeamento.

Árvore de Futuros Difusos

A árvore de futuros corresponde a um método que pode ser utilizado para representar a incerteza inerente a uma determinada variável (por exemplo: a carga) no futuro. Esta representação é efectuada através de possíveis cenários associados a diferentes períodos de tempo admitindo-se possíveis transições entre esses cenários. Desta forma, utilizando uma árvore de futuros é possível definir diversas evoluções para uma dada variável. A figura 4.1 apresenta uma Árvore de Futuros Difusos.

Numa árvore de futuros um cenário corresponde a uma trajectória entre dois períodos, por exemplo de B para C_2. Em cada período de tempo (A, B, C ou D) é possível estimar diferentes valores para a variável em análise. Por exemplo, no período de tempo C consideraram-se duas gamas de valores possíveis para a variável: C_1 e C_2. Um futuro será

assim constituído por um conjunto de cenários com sequência temporal para um determinado horizonte de tempo. Por exemplo, A-B-C_2-D_3 constitui um dos futuros possíveis para o horizonte de tempo de A até D.

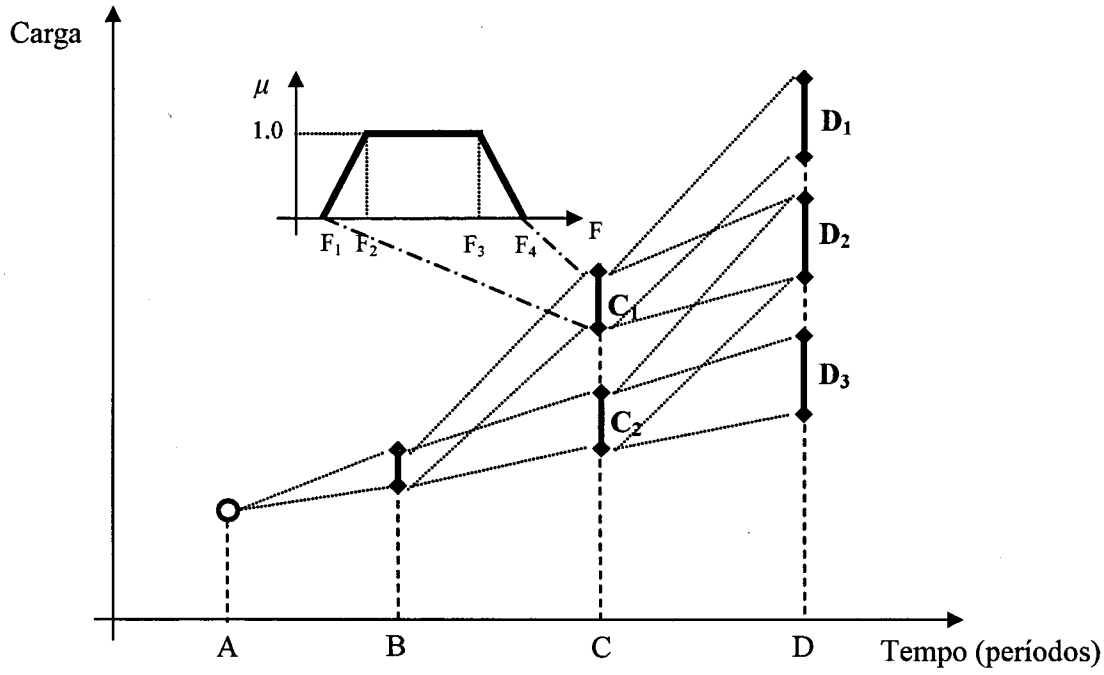


Figura 4.1 – Árvore de Futuros Difusos e a função de pertença $\mu=f(F)$ para o futuro C_1.

Os valores possíveis que a variável em análise pode assumir são modelizados por números difusos trapezoidais, pelo que esta representação será designada de Árvore de Futuros Difusos.

4.2.1.5 – Dados de índole económica

No problema de PERTEE muitos dos parâmetros utilizados são de índole económica. São exemplos disso, diversos aspectos relacionados com critérios de avaliação (custos de investimento, custos de exploração, custos de fiabilidade, etc.) e os preços dos combustíveis. Os parâmetros de índole económica são influenciados por três factores: horizonte temporal do planeamento, não linearidades e incertezas.

Em relação às não linearidades pode assinalar-se que, por exemplo, as funções custo de produção das centrais térmicas, podem ser representadas por expressões quadráticas. No entanto, essas funções podem ser linearizadas por segmentos de recta tal como se ilustra na figura 4.2.

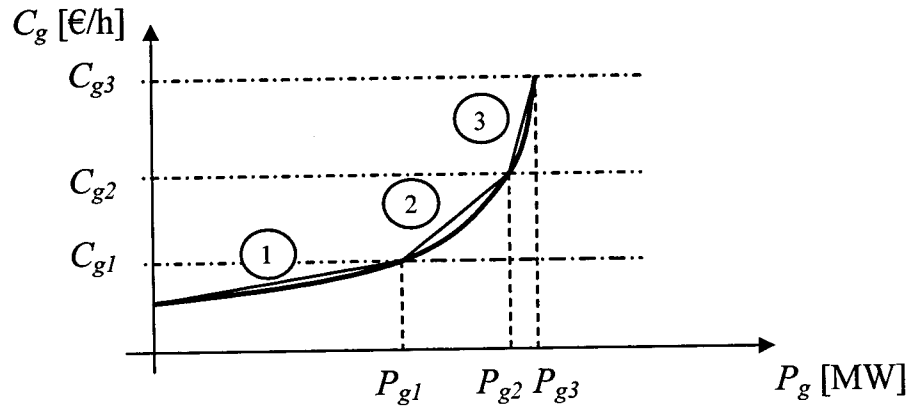


Figura 4.2 – Linearização da função do custo dum grupo térmico.

Considere-se, então, um grupo produtor duma central térmica que apresenta uma função custo $C_g = f(P_g)$ de tipo quadrática (curva a traço grosso na figura 4.2). Essa função pode ser linearizada, por exemplo em três segmentos de recta, correspondendo cada segmento de recta a uma função custo linear de uma unidade de produção fictícia. Desta forma, a partir da figura 4.2 obtêm-se três funções custo lineares, a seguir caracterizadas:

- Unidade de produção 1: Limites de produção [*0*, P_{g1}] com custo variável $c_{g1} = \frac{C_{g1}}{P_{g1}}$ [€/MWh];
- Unidade de produção 2: Limites de produção [*0*, P_{g2} - P_{g1}] com custo variável $c_{g2} = \frac{C_{g2} - C_{g1}}{P_{g2} - P_{g1}}$ [€/MWh];
- Unidade de produção 3: Limites de produção [*0*, P_{g3} - P_{g2}] com custo variável $c_{g3} = \frac{C_{g3} - C_{g2}}{P_{g3} - P_{g2}}$ [€/MWh].

Os custos de produção das centrais térmicas estão dependentes dos preços dos combustíveis, que são incertos no longo prazo, visto serem influenciados pelo comportamento do mercado internacional de combustíveis, por políticas energéticas, sociais e ambientais de cada país e por eventos com carácter único de natureza política ou militar e que apresentam um impacto significativo nesta área. Portanto, tratando-se de valores sujeitos a incerteza, pode recorrer-se de novo à Teoria dos Conjuntos Difusos já referida.

Dados económicos, como as *taxas de inflação*, *de juro* e *de actualização*, são também essenciais no planeamento a longo prazo. Estes valores dependem da situação económica de

cada país, da actividade económica em análise e do valor económico (em termos quantitativos e qualitativos) do bem em causa que, neste caso, pode corresponder ao custo dos equipamentos da rede de transporte (linhas eléctricas ou subestações).

Os valores das *taxas de inflação*, *de juro* e *de actualização* para o longo prazo serão fixados com base em previsões que, tal como outros elementos já referidos, podem estar sujeitos a incertezas.

4.2.1.6 – Planos de expansão

O aumento do consumo ao longo do horizonte de planeamento deverá originar um aumento da produção nas centrais eléctricas, tendo a rede de transporte a função de transmitir essa energia com a melhor qualidade de serviço ao menor custo. Para tal, deverão ser preparados planos de expansão da rede de transporte, de modo a evitar que se atinjam os limites técnicos dos seus componentes e se possa alimentar esse consumo. Desta forma, os planos de expansão da rede de transporte dependem directamente da previsão de crescimento do consumo e dos respectivos planos de expansão da produção.

Os planos de expansão da rede de transporte são preparados definindo possíveis alternativas para a instalação de novas linhas eléctricas e subestações ou reforços de linhas eléctricas e subestações.

A instalação de novas linhas e subestações pode:

- Destinar-se a ligar um novo ponto de consumo ou de produção;
- Corresponder a reforçar linhas ou subestações através da substituição de equipamentos por outros com maior capacidade ou à colocação de componentes em paralelo;
- Corresponder à construção de novas linhas entre nós já existentes.

No entanto, a instalação de novos equipamentos pode estar limitada por diversas razões:

Ambientais – não é aconselhável a instalação de linhas ou subestações na proximidade de centros urbanos ou em zonas correspondentes a reservas naturais;

Espaço físico – nos grandes centros de consumo o espaço físico é limitado, não se podendo por isso efectuar, com facilidade, duplicação de linhas ou subestações;

Normalização – as linhas e transformadores existentes no mercado encontram-se normalizados para valores de tensão (kV) e capacidade (A ou kVA);

Técnicas – diferentes níveis de tensões, diferentes reactâncias, cabos subterrâneos, linhas aéreas, etc.

Devido às razões atrás mencionadas, a preparação dos planos de expansão da rede de transporte deverá ser efectuada tendo em conta diversas restrições. A título de exemplo, num determinado corredor poder-se-á, no máximo, triplicar uma linha simples já existente.

Um plano de expansão consiste num conjunto de obras ou instalações calendarizadas ao longo de um determinado horizonte de planeamento, a que se encontra associado um plano de investimentos. Estas obras deverão ser consideradas no seu conjunto, de forma coordenada, e ser seleccionadas tendo em conta diversos critérios. A este respeito, convém assinalar que um plano de expansão não se resume a um conjunto de obras identificadas de forma sequencial, ano a ano. Isto significa que um plano de expansão multi-período não corresponde à identificação sequencial de obras a implementar no período 1, no período 2 e seguintes. Na verdade, há uma componente dinâmica e inter-períodos que é fundamental considerar e que se detalha em seguida:

- Uma obra que entra ao serviço no período p ficará também disponível nos períodos subsequentes;
- Uma instalação desclassificada no período p continuará, até indicação em contrário, indisponível nos períodos subsequentes;
- Uma obra ou equipamento instalado num dado período pode ser justificado atendendo às condições de funcionamento nesse e nos períodos seguintes;
- Uma obra delineada para responder a um problema particular pode, afinal, revelar-se útil para ultrapassar problemas existentes noutras áreas geográficas.

Estes aspectos permitem chamar a atenção para a interdependência temporal e geográfica das obras e equipamentos cuja construção ou instalação integra um plano de expansão. Um verdadeiro plano de expansão não corresponde, portanto, a obras destinadas a responder a problemas localizados no espaço e no tempo, mas sim a um conjunto de obras faseadas ao longo do horizonte de planeamento que, no seu conjunto, permitem responder às condições de exploração previstas.

Em geral, poderão ser preparados diversos planos de expansão alternativos que serão avaliados por diversos critérios especificados na legislação e, finalmente, serão sujeitos a um processo de decisão.

4.2.1.7 – Critérios e restrições

A definição de critérios é fundamental no problema de PERTEE, pois estes são utilizados para avaliar os diversos planos de expansão.

Na grande maioria das metodologias utilizadas para resolver o problema de PERTEE os critérios definidos estão relacionados com os seguintes aspectos: económicos (custos de exploração e custos de investimento), fiabilidade, segurança, qualidade de serviço, estabilidade e desvios de frequência.

Custos de exploração

Os custos de exploração são decorrentes do funcionamento do SE e incluem os custos de produção de energia eléctrica, os custos das perdas, os custos de manutenção e os custos associados aos serviços auxiliares. Estes custos são usualmente utilizados como critério de avaliação dos planos de expansão, em que o objectivo consiste na sua minimização.

Os ***custos de produção de energia eléctrica*** correspondem aos custos que as empresas de produção têm de suportar para garantir a continuidade do fornecimento de energia eléctrica. A função associada a estes custos pode ser não linear, o que faz aumentar a complexidade do problema do planeamento. No entanto, existe a possibilidade de efectuar aproximações lineares destes custos, tal como foi referido no ponto ***4.2.1.5*** deste capítulo. Esta aproximação permite utilizar metodologias lineares de optimização.

O ***custo das perdas*** no sector de transporte de energia eléctrica corresponde a um critério de extrema importância para a avaliação dos planos de expansão, pois reflecte as condições de exploração da rede. As perdas activas nos ramos da rede de transporte estão associadas à potência alimentada pelas centrais eléctricas, pelo que a elas está directamente associado um custo ao longo do horizonte de planeamento.

O cálculo das perdas da rede de transporte pode ser realizado recorrendo à resolução de problemas que incluem o Modelo AC de trânsitos de potência. As metodologias desenvolvidas em [Meliopoulos_1982], [Youssef_1989] e [Levi_1996] utilizam o Modelo AC de trânsitos de potências. No entanto, para simplificar os cálculos em problemas de grande complexidade e dimensão, pode ser utilizado o Modelo DC de trânsito de potências incluindo uma aproximação linear do cálculo das perdas activas através de um algoritmo iterativo. Esta modelização é utilizada por [Rivier_1990], [Rubio-Odériz_1999], [Saraiva_1999/A], [Braga_2002] e [Braga_2003] e foi descrita no ponto ***3.4.3.2.1*** do ***Capítulo III*** desta Dissertação. Esta simplificação é aceitável em problemas de planeamento da rede de

transporte dados os níveis de tensão envolvidos e outras aproximações e simplificações usuais no problema em análise.

Custos de investimento

A avaliação dos custos de investimento é um critério fundamental de um problema de planeamento e corresponde à avaliação dos custos totais do conjunto de obras integradas num plano de expansão da rede de transporte.

Um dos objectivos do problema de PERTEE consiste em minimizar os custos de investimento, com a garantia de alimentar todos os consumidores em condições de segurança e qualidade de serviço, condições essenciais para a empresa concessionária da rede de transporte justificar o valor dos custos de investimento perante a entidade reguladora. Isto porque, a actividade da rede de transporte funciona em regime de monopólio natural, fortemente regulada, à qual deverá ser atribuída um valor de remuneração para um determinado período regulatório.

Num problema de planeamento a longo prazo, o custo de investimento referido ao ano inicial de um determinado equipamento terá um valor diferente caso a sua instalação seja feita, por exemplo, no segundo ou no quinto ano do horizonte de planeamento, pois o custo de investimento respectivo será afectado pela taxa de actualização. Portanto, para efeitos comparativos é necessário que todos os custos de investimento sejam referidos ao ano inicial. Para isso deverá ser utilizada a expressão (4.1) em que a corresponde à taxa de actualização para o período em análise.

$$CI_0 = \sum_{p=1}^{np}\left[\frac{CI_p}{(1+a)^p}\right] \tag{4.1}$$

Nesta expressão:

CI_0 – Custos de investimento referidos ao ano inicial;

CI_p – Custos de investimento realizados no período p;

np – Número de períodos.

Critério de Segurança

O critério de segurança tem sido também bastante utilizado em problemas de planeamento. Neste âmbito, o Critério de Segurança *N-1* é o mais aplicado, consistindo em simular a ocorrência de contingências de 1ª ordem na rede de transporte para diferentes cenários de carga. Para que o Critério de Segurança *N-1* seja satisfeito, após a situação de contingência não deverão ocorrer diversos acontecimentos que podem diferir de país para país. Por exemplo, na Alemanha esses acontecimentos são os seguintes: interrupção do

fornecimento de energia eléctrica, violação permanente dos valores das variáveis de operação (limites de tensão, potências de curto-circuito, limites térmicos, etc.) que possam colocar em perigo a segurança do SE, danificar equipamentos ou diminuir de forma inaceitável o tempo de vida dos equipamentos, perda de estabilidade das unidades de produção e actuações das protecções secundárias que não estão directamente relacionadas com a contingência e que envolvam risco de propagação do incidente.

A verificação do Critério de Segurança *N-1* para todos os cenários de carga é, em certas situações, economicamente inviável. Por sua vez, o Critério de Segurança *N-2* é difícil de ser satisfeito para toda a rede de transporte dados os custos de investimento envolvidos. Por isso só se aplica em determinadas zonas da rede, onde a garantia de alimentação dos consumos é fundamental.

Fiabilidade

Diversos índices de fiabilidade têm sido utilizados por alguns autores como L. Wenyuan *e outros* em [Wenyuan_1993], L.A.F. Manso em [Manso_1999] e por A.M. Leite da Silva *e outros* em [Leite da Silva_2000], como critérios de avaliação do problema de PERTEE.

Usualmente, calculam-se índices de fiabilidade relativos ao sistema composto produção/transporte, de forma a verificar se o SE se encontra em condições de alimentar os consumos previstos para todo o horizonte de planeamento. Os índices de fiabilidade mais utilizados são a Energia Não Fornecida (ENS), a potência média não fornecida (PNS), o tempo de interrupção e o número e a duração média das interrupções. Para alguns destes índices, a Legislação ou Entidades Reguladoras podem especificar valores limite de forma a garantirem um desempenho adequado do SE.

Os índices de fiabilidade podem ser calculados para cada nó ou para a globalidade da rede de transporte, utilizando diversas metodologias, desde os Métodos de Enumeração até ao Método de Simulação de Monte Carlo. No artigo [Pereira_1992] é realizada uma comparação exaustiva sobre estas metodologias. Estes métodos baseiam-se nos índices de fiabilidade de cada um dos componentes, como por exemplo as taxas de avaria e de reparação.

Actualmente, o Método de Simulação de Monte Carlo é dos mais utilizados devido às vantagens em termos da sua aplicação qualquer que seja a dimensão do SE. Na última década este método tem tido um grande desenvolvimento em relação às estratégias de sorteio adoptadas, cada uma com as suas vantagens e inconvenientes. As estratégias de sorteio que podem ser utilizadas são: Não-Cronológica, Cronológica, Pseudo-Cronológica e Pseudo-

Cronológica Markoviana, que se encontram respectivamente descritas nos artigos [Melo_1992], [Pereira_1992], [Mello_1997] e [Leite da Silva_2000].

No ***Anexo C*** desta Dissertação descreve-se o Método de Simulação de Monte Carlo e o cálculo de alguns índices de fiabilidade, como a ENS e LOLC[1], que serão utilizados na metodologia de planeamento e cálculo das tarifas desenvolvida neste trabalho. Este anexo descreve ainda as estratégias de sorteio referidas.

Qualidade de Serviço

Os critérios relacionados com a Qualidade de Serviço têm vindo a ser cada vez mais utilizados nos problemas de planeamento, muito por força das regulamentações de Qualidade de Serviço implementadas em muitos países. Estes regulamentos de Qualidade de Serviço impõem valores limite para alguns parâmetros do SE, que deverão ser cumpridos pelas empresas concessionárias da rede de transporte de modo a alimentarem todos os consumidores com qualidade de serviço adequada e induzindo essas empresas a realizar os investimentos necessários.

Em rigor, a Qualidade de Serviço inclui hoje em dia, um conjunto diversificado de aspectos relacionados com a continuidade de serviço, qualidade da onda e qualidade comercial. Os aspectos relacionados com a continuidade de serviço encontram-se associados à avaliação de diversos índices de fiabilidade já referidos no ponto anterior. A divisão adoptada neste trabalho não seguindo completamente o entendimento mais actual de Qualidade de Serviço decorre de que, em muitas publicações consultadas, o conceito de Qualidade de Serviço apresenta um carácter menos alargado.

Em relação aos aspectos relacionados com a Qualidade da Onda, os critérios de qualidade de serviço mais utilizados em diversos países e aplicados no PERTEE são os seguintes: limites de variação dos módulos das tensões, limites das variações rápidas das tensões, limites das tensões pré-defeito, limites do indicador de *Flicker* e limites relativos ao valor da Distorção Harmónica Total (THD[2]) e a harmónicos individuais.

Estabilidade

A verificação das condições de estabilidade do SE pode também ser considerada no PERTEE, de modo a garantir a segurança e o bom desempenho do SE.

Existem dois tipos de condições de estabilidade a verificar que, estão relacionados com a estabilidade transitória e a estabilidade em regime permanente. Por exemplo, em

[1] Do inglês *Loss Of Load Costs* referido por Leite da Silva em [Leite da Silva_2000]. Este índice de fiabilidade pode ser considerado como adequado para analisar o custo de fiabilidade do SE.
[2] Do inglês *Total Harmonic Distortion.*

Portugal, no planeamento da RNT é utilizado como critério de estabilidade transitória, a manutenção da estabilidade após a primeira oscilação e um comportamento amortecido para as oscilações seguintes, para um conjunto de perturbações pré-definidas. No sistema Sul-sueste Brasileiro o critério de estabilidade é avaliado por intermédio do Coeficiente de Amortecimento para diferentes condições de carga e de produção (5 [%] para oscilações inferiores a 0.4 [Hz] e 10 [%] para oscilações iguais ou superiores a 0.4 [Hz]).

Os desvios de frequência podem provocar o disparo intempestivo das protecções das unidades de produção. Assim, em diversos países o ISO pode exigir a instalação de PSS (*Power Systems Stabilizers*) nas unidades produtoras para reduzir esses desvios, podendo estas ser remuneradas pela disponibilização deste serviço.

Nos actuais SE reestruturados funcionando num ambiente competitivo, a evolução das condições de exploração da rede de transporte pode fazer com que estas se aproximem dos limites de operação, podendo originar situações de colapso de tensão sendo, por isso, conveniente avaliar as condições de estabilidade da tensão.

Restrições

Alguns critérios podem ser interpretados com um conjunto de regras destinadas a garantir o bom funcionamento do sector do transporte que, por vezes, são incluídos como restrições do problema através da especificação de limites mínimos e máximos que não deverão ser ultrapassados. São exemplos de situações deste tipo a avaliação dos índices de estabilidade ou de fiabilidade para um determinado plano de expansão, de tal modo que se os respectivos limites não forem ultrapassados, o plano é considerado viável.

O modelo de representação da rede de transporte revela-se fundamental para a construção das restrições relativas ao problema de planeamento. A utilização do Modelo DC de trânsito de potências permite resolver o problema de planeamento de forma mais simples e necessitando usualmente de um menor número de restrições. A aplicação do Modelo AC de trânsito de potências torna a resolução do problema de planeamento mais realista, representando duma forma mais completa o SE. No entanto, exige um maior número de restrições, em geral não lineares, o que aumenta a complexidade do problema.

4.2.1.8 – Preocupações ambientais

Nos dias de hoje praticamente todos os países estão cientes das preocupações ambientais e as empresas responsáveis pelas actividades do SE reflectem esse cuidado. Por exemplo, essas preocupações transparecem ao consultar os respectivos sites e relatórios. No

que diz respeito ao PERTEE as preocupações ambientais têm cada vez maior peso na selecção de futuros investimentos. Exemplos destas preocupações são as evoluções verificadas em alguns SE, como os seguintes casos:

- A REE de Espanha implementou um Sistema de Gestão Ambiental de acordo com as normas ISO 14001 e certificado em 1999. Entre outros aspectos, este sistema obriga à realização de estudos sobre os efeitos dos campos eléctricos e magnéticos, à formação do pessoal na área ambiental, à utilização de forma cuidada de materiais nocivos para o meio ambiente ou mesmo a sua eliminação ou substituição e à redução dos consumos de energia e de água;
- Na *Svenska Kraftnät*, na Suécia, a aprovação dos projectos de expansão está dependente da realização de estudos de impacto ambiental e dos respectivos resultados, segundo o especificado no documento *Environment Requirements in Investment Projects*, que pode ser consultado com maior detalhe no site www.stem.se;
- A *National Grid Company* do Reino Unido tem também implementado um Sistema de Gestão Ambiental certificado segundo as normas ISO 14001. Utiliza estratégias de gestão do risco de modo a definir prioridades na localização dos investimentos, em que a poluição ambiental é um critério importante no processo de ajuda à decisão;
- Na Noruega, a *Statnett* aplica estratégias para melhorar o aproveitamento das linhas e corredores existentes. No entanto, tal procedimento pode ser contraproducente porque incêndios, tempestades, ataque terrorista ou a utilização intensa dos mesmos corredores podem provocar a interrupção de todas as linhas aí existentes. São também utilizadas técnicas de camuflagem de apoios, linhas e isoladores através da respectiva pintura, de modo a reduzir o impacto visual em determinadas áreas, como por exemplo zonas de floresta;
- Em muitos países, inclusive no SE em Portugal, tem-se efectuado a substituição e eliminação de substâncias nocivas utilizadas em equipamentos eléctricos, como por exemplo a substituição dos transformadores contendo policlorobifenilos (PCB) e a reciclagem do SF6 dos disjuntores.

4.2.2 – FASE 2: Aplicação duma metodologia de optimização e obtenção de resultados

Após a recolha de toda a informação, sua organização e definição dos critérios de avaliação e restrições, passa-se à tarefa de escolha da metodologia a aplicar na resolução do problema de PERTEE.

Na descrição efectuada no ponto ***4.4*** referente à pesquisa bibliográfica sobre o PERTEE, verifica-se que desde a década de 70 do século XX têm sido aplicadas diversas metodologias, desde algoritmos de programação linear e não linear, programação inteira e inteira-mista, algoritmos de programação dinâmica, várias heurísticas, metaheurísticas (*Simulated Annealing*, *Tabu Search* e Algoritmos Genéticos), metodologias multicritério e, ultimamente, a Teoria dos Jogos.

A aplicação desta diversidade de metodologias deve-se à complexidade do problema do planeamento em causa, que é influenciado pelos vários critérios de avaliação utilizados (por vezes conflituosos), por diversos aspectos relacionados com os equipamentos da rede de transporte e com o horizonte temporal do planeamento. Alguns dos aspectos a considerar são os seguintes: o tipo de variáveis que representam os investimentos (contínuas ou discretas), o tipo de planeamento a realizar (estático ou dinâmico), o tipo de metodologia de optimização, o tipo de dados utilizados (determinísticos ou sujeitos a incerteza). Estes aspectos serão abordados nos pontos seguintes.

4.2.2.1 – Variáveis de investimento contínuas ou discretas

As variáveis de investimento do PERTEE são essencialmente discretas, pois os investimentos dizem respeito a um conjunto de equipamentos a construir durante o período de planeamento. Esses equipamentos correspondem às linhas de transporte ou transformadores de potência a instalar entre dois nós. Como se compreende estes elementos só podem ser adquiridos e instalados em quantidades inteiras, por exemplo, investir em 2 linhas a 220 [kV] com a capacidade de transmissão de 200 [MVA] ou investir num transformador de 220/60 [kV] com a potência nominal de 500 [MVA]. No entanto, diversas metodologias utilizadas na resolução do problema de planeamento têm utilizado não apenas variáveis de investimento discretas, mas também contínuas.

Se as decisões de investimento forem representadas por variáveis *contínuas*, do tipo $P_{ij,t}$, esta variável corresponde à capacidade de transmissão do ramo a instalar entre os nós i e j no período de tempo t. O valor destas variáveis resulta da resolução do problema do planeamento. Assim, as soluções obtidas, em termos de investimentos, poderão ser as melhores sob o ponto de vista económico e financeiro, mas não sob o ponto de vista técnico porque, em geral, essas soluções não são tecnicamente implementáveis. Isto significa que, no final, se deverá proceder à escolha de soluções tecnicamente viáveis mais próximas e que verifiquem as restrições do problema.

As decisões de investimento *discretas* implicam a utilização de variáveis binárias do tipo $x_{ij,t}$. Uma variável deste género corresponde à decisão de investir ou não num determinado equipamento a instalar entre os nós i e j no período de tempo t. Neste caso, os possíveis investimentos são definidos previamente, como um conjunto de obras que se podem construir, ou não. Por exemplo, estas obras correspondem a diferentes tipos de linhas de transporte com diferentes capacidades de transmissão a instalar entre os nós i e j. Um dos inconvenientes decorrentes da utilização de variáveis de investimento discretas está associado à existência de Economias de Escala, que originam sobreinvestimentos. Com efeito, os equipamentos inerentes a uma solução têm normalmente uma capacidade de transmissão (em MW ou MVA) superior àquela que é requerida na realidade, devido à normalização dos equipamentos no mercado. Por outro lado, a utilização de variáveis discretas origina problemas de tipo combinatório que estão normalmente associados a um tempo de cálculo mais elevado.

4.2.2.2 – Planeamento estático ou dinâmico

A realização de um planeamento de tipo estático, em detrimento da adopção de um modelo de planeamento dinâmico, pode dever-se à complexidade deste tipo de problemas e ao peso computacional envolvido.

O planeamento de tipo *estático* consiste em dividir o horizonte temporal do planeamento em subperíodos, por exemplo anuais, sendo para cada um desses subperíodos identificado o plano de expansão a realizar. Desta forma, o problema de planeamento determina quais os investimentos a realizar num determinado subperíodo e onde os equipamentos serão instalados sem ter em conta o carácter interligado do ponto de vista temporal deste problema. Assim, um problema de tipo estático mas abrangendo vários períodos corresponde à resolução de tantos problemas de planeamento independentes quantos os períodos considerados sem considerar as suas inter-relações.

O planeamento *dinâmico* pretende determinar o plano de expansão para todo o horizonte temporal do planeamento, definindo quais os investimentos a realizar e quando e onde os equipamentos serão construídos [Pereira_1985]. Esta estratégia de planeamento está associada a problemas de maior dimensão, mais sujeitos a incerteza, exigindo a utilização de mais informação e envolvendo um maior peso computacional. Esta estratégia significa ainda, e tal como já foi referido no final do ponto ***4.2.1.6***, que um plano de expansão não se resume a uma sequência de planos individuais identificados para cada período. Um plano deverá ter em conta as interligações temporais existentes, a possibilidade de, ao construir um equipamento

num período, ser possível resolver problemas que só seriam detectados em períodos posteriores, e a possibilidade de um equipamento instalado num local permitir, por vezes, resolver estrangulamentos existentes noutras zonas geográficas. Há, pois, dimensões temporais e geográficas fundamentais. Devido ao tratamento global do horizonte de planeamento será possível identificar planos de investimento cujo custo total poderá mesmo ser inferior à soma dos custos dos planos identificados para cada período no âmbito de uma estratégia de planeamento estático.

4.2.2.3 – Metodologia de optimização

Dependendo do número e natureza dos critérios utilizados para avaliar o problema de planeamento, este poderá ser resolvido através de um problema de optimização com uma única função objectivo quando está em avaliação um único critério ou vários critérios da mesma natureza e com o mesmo sentido de aumento da satisfação, por exemplo a minimização do custo de exploração e do custo de investimento. No entanto, quando se pretende avaliar vários critérios, alguns dos quais conflituosos, o problema de optimização passa a ter a designação geral de problema multicritério. Por sua vez, os problemas multicritério podem dividir-se em problemas multiobjectivo e multiatributo.

Nos problemas multiobjectivo as alternativas ou possíveis soluções não são conhecidas à priori e os problemas integram normalmente um número elevado de restrições e de variáveis de decisão. A sua resolução requer a utilização de uma metodologia de optimização que pode ser mais ou menos complexa de acordo com o tipo de critérios a considerar e a natureza das variáveis (contínuas ou discretas) e das restrições (lineares e não lineares). A este respeito, os problemas de planeamento da construção de recursos assumem, em geral, uma natureza combinatória.

Os problemas multiatributo baseiam-se no conhecimento prévio de um conjunto de alternativas que se assume serem admissíveis. O problema integra então um conjunto de atributos de tipo determinístico, probabilístico ou utilizando conceitos da Teoria dos Conjuntos Difusos pretendendo-se seleccionar uma de entre várias alternativas disponíveis através, por exemplo, de métodos de *sorting* ou *ranking*.

Na realização dos trabalhos apresentados nesta Dissertação, optou-se pela resolução do problema do PERTEE através de um problema do tipo multiobjectivo. Desta forma, nos parágrafos seguintes serão detalhados alguns conceitos e definições inerentes a este tipo de problemas.

Num problema de optimização com um único objectivo, sujeito a um conjunto de restrições, pretende-se identificar uma solução óptima. No entanto, o problema de optimização multiobjectivo ao integrar vários objectivos conflituosos, alguns de maximização e outros de minimização, não permite obter uma solução óptima, mas sim um conjunto de soluções admissíveis com determinadas características que serão, em seguida, sujeitas a um processo de decisão, onde o Agente de Decisão tem um papel preponderante.

Sem perda de generalidade, considere-se um problema multiobjectivo formulado pelas expressões (4.2) e (4.3), apresentando somente objectivos a serem minimizados.

$$\text{Min } \mathbf{f}(\psi) = [f_1(\psi),\ldots,f_{nob}(\psi)] \tag{4.2}$$

Sujeita a:

$$\psi \in \Psi \tag{4.3}$$

Nesta formulação:

nob – Número de funções objectivo;

ψ – Vector das variáveis de decisão;

f – Vector de funções objectivo estabelecidas em termos de ψ;

Ψ – Conjunto de soluções admissíveis.

Para a resolução deste tipo de problemas com objectivos conflituosos, torna-se necessário conhecer a definição de Solução Eficiente, Não Dominada ou Óptima de Pareto. Assim, sendo **f** o vector de funções objectivo, dadas duas soluções admissíveis ψ_a e ψ_b diz-se que a solução ψ_a domina ψ_b se e só se verificar a condição (4.4).

$$[\mathrm{f}(\psi_a) \leq \mathrm{f}(\psi_b)] \wedge [\mathrm{f}(\psi_a) \neq \mathrm{f}(\psi_b)] \tag{4.4}$$

Esta condição implica que ψ_a é estritamente menor que ψ_b em pelo menos um dos objectivos, não sendo pior em nenhum dos outros. Por outro lado, ψ_a é uma solução não dominada do problema se não existir nenhuma solução admissível do problema que a domine.

A geração de um conjunto de soluções eficientes para um problema multiobjectivo pode ser efectuada através do Método dos Pesos ou do Método das Restrições.

Método dos Pesos

Este método formula o problema multiobjectivo através de um Equivalente Escalar Paramétrico dado pelas expressões (4.5) a (4.7).

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{nob} \lambda p_i \cdot f_i(\psi) \tag{4.5}$$

Sujeita a:

$$\sum_{i=1}^{nob} \lambda p_i = 1, \quad \lambda p \geq 0 \tag{4.6}$$

$$\psi \in \Psi \tag{4.7}$$

Nesta formulação, os parâmetros λp são estritamente positivos e correspondem aos pesos que afectam as funções objectivo e Ψ tem necessariamente de ser convexo. Para se obter um conjunto de soluções eficientes do problema procede-se a uma variação sistemática dos valores dos pesos, devendo cada problema daí resultante ser resolvido por um algoritmo de optimização adequado às suas características.

Método das Restrições

Neste método o problema multiobjectivo é formulado pelas expressões (4.8) a (4.10).

$$\text{Min } f_i(\psi) \tag{4.8}$$

Sujeita a:

$$f_j(\psi) \leq f_j^0 \quad , j = 1,...,nob \text{ e } j \neq i \tag{4.9}$$

$$\psi \in \Psi \tag{4.10}$$

Nesta formulação são fixados os valores máximos que todos os objectivos, excepto um, podem assumir, f_j^0, e o conjunto das soluções Ψ não necessita de ser convexo. O procedimento para a resolução deste problema consiste em escolher uma função objectivo, neste caso a função objectivo $f_i(\psi)$ referente à expressão (4.8), enquanto que as restantes funções objectivo serão consideradas restrições limitadas por um valor máximo, conforme descrito pela expressão (4.9). Para se obter um conjunto de soluções eficientes variam-se sistematicamente os limites máximos impostos aos *nob-1* objectivos.

Para além dos métodos de geração de soluções não dominadas já referidos, a literatura sobre metodologias relativas a problemas multiobjectivo inclui métodos do tipo Função de Valor e Métodos Interactivos. Nos Métodos Interactivos o Agente de Decisão assume um papel fundamental ao longo de todo o processo uma vez que não há uma distinção evidente entre as fases de aplicação de uma metodologia de optimização e de decisão final.

Neste género de métodos pode ser formulada uma função de valor que agrega os diversos critérios considerando as preferências do Agente de Decisão. Neste caso, o Agente de Decisão deverá acompanhar atentamente a evolução dos resultados de modo a, se considerar necessário, alterar as preferências originalmente indicadas.

Noutros casos, pode optar-se pela transformação de todos os objectivos, excepto um, em restrições, considerando níveis de aspiração especificados pelo Agente de Decisão, no

âmbito de um processo análogo ao Método das Restrições já referido. O Agente de Decisão deverá, de novo, acompanhar todo o processo de cálculo modificando os níveis de aspiração referidos e resolvendo de novo o problema até que a solução obtida seja adequada.

Usualmente devido à complexidade e ao peso computacional do problema de PERTEE utilizam-se metodologias de optimização integrando expressões linearizadas de funções matemáticas não lineares. Por exemplo, pode-se optar por utilizar o Modelo DC de trânsito de potências incluindo uma estimativa das perdas activas ou representar a função do custo de produção das centrais térmicas por expressões linearizadas por segmentos. Tal procedimento, dum modo geral, não prejudica a determinação do plano de expansão do problema do planeamento. No entanto, o cálculo de determinadas grandezas pode ficar comprometido. Por exemplo, a utilização do Modelo DC de trânsito de potências compromete o cálculo das potências reactivas.

4.2.2.4 – O porquê da utilização de heurísticas

Uma das dificuldades do problema de PERTEE deve-se ao seu carácter combinatório quando se utilizam variáveis de investimento discretas, ou seja, existe uma multiplicidade de combinações possíveis dos investimentos para determinar quais, onde e quando se devem realizar. Devido ao grande número de simulações que têm de ser efectuadas para testar todas as combinações possíveis de concretizar os investimentos, o peso computacional torna-se incomportável em muitas situações. Por isso, alguns investigadores optaram por utilizar heurísticas, que facilitassem a resolução destes problemas. A construção das heurísticas é baseada em princípios gerais obtidos a partir de leis físicas e naturais, algumas delas bastante conhecidas. As heurísticas que mais se têm aplicado na resolução dos problemas de planeamento são as metaheurísticas, por exemplo os Algoritmos Genéticos, o *Simulated Annealing* e o *Tabu Search*. Estas metaheurísticas estão pormenorizadamente descritas em [Pirlot_2000] e a sua aplicação ao problema do PERTEE encontra-se detalhada em [Romero_1996], [Gallego_1997] e [Braga_2003] no que respeita à utilização do *Simulated Annealing*, em [Rudnick_1996], [Proença_1997] e [Luíz da Silva_2000] no que respeita aos Algoritmos Genéticos e em [Luíz da Silva_2001] e [Mori_2001] em relação à utilização do *Tabu Search*. Alguns destes trabalhos serão descritos no ponto ***4.4*** deste capítulo referente à revisão bibliográfica. As metaheurísticas e, em especial, o *Simulated Annealing*, que corresponde a um dos instrumentos fundamentais no processo de planeamento desenvolvido nesta Tese, estão detalhadamente descritos no ***Anexo A***.

4.2.2.5 – Metodologia determinística ou com incertezas

A metodologia diz-se *determinística* se todos os dados do problema do planeamento corresponderem a valores fixos, conhecidos e desprovidos de incertezas. Ao contrário, se alguns dados são tratados com incertezas então diz-se que a metodologia contém *incerteza.* Por sua vez, as metodologias com incerteza podem ser de natureza *estocástica* ou *probabilística,* caso alguns dados tenham associados uma função de densidade de probabilidade ou uma função de distribuição obtida a partir de dados históricos que apresentem carácter repetitivo com uma determinada frequência de ocorrência. As metodologias com incerteza podem ainda ser de natureza *difusa* quando os dados apresentem alguma subjectividade sendo referidos de forma qualitativa ou quando se desconhece a sua evolução histórica não sendo possível definir uma frequência de ocorrência.

Na última década desenvolveram-se cada vez mais metodologias que incluem variáveis afectadas de incerteza de natureza *difusa.* Neste âmbito, salientam-se alguns trabalhos como o apresentado em [Merrill_1990] onde se apresentam um conjunto de conceitos e possíveis aplicações, passando pela utilização da Teoria dos Conjuntos Difusos em [Miranda_1990/B], [Saraiva_1992], [Saraiva_1994], [Saraiva_1996/A], [Saraiva_1996/B] e [Proença_1997] para tratar as incertezas em estudos de trânsitos de potências, no Método de Simulação de Monte Carlo e a sua influência no planeamento das redes de transporte e distribuição.

4.2.3 – FASE 3: Identificação de uma estratégia de expansão robusta e processo de decisão

O desenvolvimento desta fase depende da metodologia aplicada na resolução do problema de PERTEE na Fase 2.

A utilização de uma metodologia baseada em algoritmos de programação utilizando dados determinísticos permite obter um plano de expansão óptimo. No entanto, deverá haver o cuidado em verificar se o algoritmo convergiu para um óptimo local, atendendo ao processo de convergência de várias técnicas de optimização. Para evitar a convergência para óptimos locais podem-se utilizar metaheurísticas que contêm mecanismos destinados a evitar a convergência para esse tipo de solução.

Nos últimos anos, a resolução do problema de PERTEE tornou-se mais complexa porque o processo de planeamento tem de ter em conta diversos aspectos fundamentais. São exemplos disso, o maior número de critérios de avaliação para avaliar um plano de expansão (custos de investimento, custos de exploração, fiabilidade, segurança, etc.) e as incertezas que afectam alguns dados do problema (previsões do consumo, localização e construção de

centrais de produção, alteração de políticas, regulamentações, etc.). Estes aspectos levam à utilização de metodologias de apoio à decisão para resolver problemas multicritério, a tratar convenientemente as incertezas e a efectuar análises de risco relativamente às soluções encontradas, de modo a identificar uma solução final robusta.

A consideração das incertezas afectando alguns dados pode ser realizada através da construção de uma árvore de futuros onde cada ramo apresenta uma probabilidade de ocorrência, ou pela utilização da Teoria dos Conjuntos Difusos. Pode ainda optar-se pela utilização de abordagens híbridas correspondentes, por exemplo, à utilização de uma Árvore de Futuros Difusos (como referido no ponto ***4.2.1.4*** deste capítulo).

Para efectuar uma análise de risco e tratamento de incertezas para a identificação de uma solução robusta é conveniente adoptar os conceitos definidos originalmente em [Merrill_1990]:

- *Incertezas* – definem-se como factores que podem afectar uma actividade e que não estão sob o controlo da entidade responsável por essa actividade ou que não podem ser previstos de forma precisa. São exemplos de situações deste género, o crescimento do consumo, os preços dos combustíveis, alterações regulamentares e de políticas energéticas, etc. As incertezas podem ser modelizadas através de conceitos da Teoria das Probabilidades ou através da Teoria dos Conjuntos Difusos;
- *Futuro* – é um conjunto de realizações das incertezas, por exemplo: "crescimento do consumo em 3 [%] ao ano e crescimento do preço real de um combustível de 1 [%] ao ano";
- *Plano* – é um conjunto de alternativas calendarizadas e articuladas ao longo de um horizonte temporal. Por exemplo: "construir uma central a carvão de 600 [MW] em 2008 e reforçar em 350 [MW] a capacidade de transmissão de uma linha entre os nós *i* e *j* em 2006";
- *Atributos* – são medidas de qualidade de um plano, como por exemplo, custo da electricidade, valor médio do corte de carga, etc. Os atributos são função das alternativas de investimento e das incertezas. Os *objectivos* consistem em minimizar ou maximizar atributos;
- *Cenário* – é um conjunto completo de variáveis especificadas (alternativas e incertezas), que consiste numa combinação de um plano e de um futuro;
- *Risco* – define-se como o acaso a que uma actividade se encontra exposta devido à incerteza. O risco está relacionado com a variação dos atributos, tais como o custo da electricidade, o valor do capital e os efeitos ambientais, quando ocorre uma variação de dados sujeitos a incerteza. O risco é também uma característica das decisões e pode ser

medido através do grau de arrependimento que poderá ser sentido quando se tomam determinadas decisões tendo em conta uma concretização das incertezas quando comparadas com as decisões que seriam tomadas se o futuro fosse diferente. Corresponde, portanto, à variação dos atributos para dois futuros diferentes;

- *Conjunto de decisão* – é um conjunto de planos não dominados, que são obtidos através da resolução de um problema multicritério. Com base neste conjunto de planos não dominados, o Agente de Decisão pode seleccionar um desses planos através de Metodologias de Ajuda à Decisão. Esta selecção é suportada por uma caracterização completa dos planos não dominados, do seu risco e através de análises *Trade-off* entre os vários critérios;
- *Conjunto de decisão condicional* – é um conjunto de decisão associado a um dado futuro;
- *Conjunto de decisão global* – é o conjunto de planos que pertencem, pelo menos, a um dos conjuntos condicionais;
- *Plano robusto* – é um plano que seria seleccionado para qualquer futuro, isto é, quaisquer que fossem as realizações das incertezas. Isto significa que esse plano foi identificado tendo em conta um futuro. No entanto, se outros futuros vierem a ocorrer esse plano seria igualmente seleccionado. Nestas condições, o risco ou grau de arrependimento sentido pelo Agente de Decisão seria nulo.

A resolução de problemas multicritério pode ser realizada através de um dos métodos já referidos no ponto ***4.2.2.3*** deste capítulo, que permitem identificar um *conjunto de soluções eficientes*. Seguidamente o número de soluções eficientes deverá ser reduzido de modo a encontrar um *conjunto de decisões condicionais* que integre soluções com compromissos aceitáveis entre os critérios, considerando-se boas candidatas à solução final. A obtenção do *conjunto de decisões condicionais* pode ser efectuado, por exemplo, através de análises de *Trade-off*.

O conceito de *Trade-off* consiste em calcular as relações entre critérios conflituantes, onde a melhoria de um dos critérios é realizada em detrimento da depreciação de outro critério. A título de exemplo, o *Trade-off* entre os custos de exploração e os investimentos na rede de transporte é utilizado em [Villasana_1985]. Os valores de *Trade-off* entre os diferentes critérios constituem uma ajuda importante para o Agente de Decisão seleccionar as soluções eficientes mais adequadas.

No caso da utilização de uma Árvore de Futuros Difusos, cada solução do conjunto condicional encontra-se associada a um determinado futuro. Para determinar a *robustez* dessa solução deverá verificar-se se essa solução pertence aos conjuntos condicionais associados a outros futuros. Se essa solução for aceitável para todos os possíveis futuros, então essa solução é robusta e será candidata a solução final.

Como constará no ***Capítulo VI***, será possível calcular o Índice de Robustez de uma determinada solução utilizando conceitos da Teoria dos Conjuntos Difusos.

4.3 – Revisão bibliográfica de ferramentas computacionais, comerciais e empresariais

Neste ponto serão descritas duma forma genérica e acompanhado das respectivas referências bibliográficas quais as entidades responsáveis pelo PERTEE nos SE reestruturados e qual o seu enquadramento legal, nacional e internacional, englobados numa determinada estratégia de regulação. Por fim, apresentar-se-ão modelos comerciais de cálculo computacional utilizados para resolver o problema do PERTEE.

A resolução do problema do PERTEE é feita de forma diferenciada de país para país, pois esta tarefa depende da estrutura e organização da actividade de transporte de energia eléctrica e das estratégias regulatórias adoptadas que, por sua vez, têm sofrido profundas alterações nas últimas décadas devido à reestruturação dos SE.

No processo de reestruturação dos SE a actividade do sector do transporte é exercida de forma autónoma, separada jurídica e contabilisticamente das outras actividades e funcionando usualmente em regime de monopólio regulado. Nesta situação, torna-se importante esclarecer quais são as entidades responsáveis pelo PERTEE e qual o seu enquadramento legal.

4.3.1 – Entidades responsáveis pelo PERTEE

Conforme se referiu no ***Capítulo II***, a forma como se organiza o sector de transporte, em termos de propriedade e exploração, tem dado origem a diferentes estruturas do SE. Algumas dessas formas de organização são as seguintes:

- A propriedade e exploração do sector de transporte são asseguradas por entidades diferentes. As entidades responsáveis pela exploração do sector de transporte são geralmente designadas de ISO. Exemplos deste tipo de organização são o SE Brasileiro, onde o *Operador Nacional do Sistema Eléctrico* (ONS) funciona como ISO e como

responsável pelo planeamento nesse sector e o Estado de *Victoria* na Austrália com a empresa *VENCorp*;

- A propriedade e exploração do sector de transporte são asseguradas por uma única entidade, geralmente designada de TSO, que também é responsável pelo respectivo planeamento. São exemplos deste tipo de estrutura, a REN em Portugal, a REE em Espanha e a NGC na Inglaterra & Gales;
- Em SE constituídos por várias redes de transporte regionais, a exploração do sector de transporte é realizada em termos de um conjunto de redes de transporte adjacentes, cuja coordenação é da responsabilidade de uma Organização de Transporte Regional (RTO[3]). Um exemplo deste caso, é o que acontece nos EUA. Neste país existem várias redes de transporte regionais e a FERC (*Federal Energy Regulatory Comission*) atribuiu a responsabilidade pela exploração, coordenação e planeamento de cada uma delas a um RTO.

4.3.2 – Enquadramento legal

Em SE reestruturados a actividade do sector de transporte é exercida em regime de monopólio natural no SE dum país ou numa área geográfica, em países em que existam mais do que uma rede de transporte. Nesta situação, é conveniente que essa actividade seja regulada por entidades reguladoras, que desenvolvem estratégias de regulação para um determinado período de tempo. O processo de regulação terá muita influência no PERTEE, podendo ser exercido através da especificação dos critérios a adoptar, assim como na fixação de valores mínimos para índices de segurança e de fiabilidade que deverão ser cumpridos. Devido ao impacto significativo que os custos de investimento têm nas tarifas associadas ao uso da rede de transporte, às entidades reguladoras compete avaliar e aprovar os planos de expansão do sector de transporte. São exemplos disto, o enquadramento legal das actividades da REN e da ERSE em Portugal, ou da NGC e do OFGEM[4] em Inglaterra & Gales, que foram referidos no ***Capítulo II*** desta Dissertação.

Verifica-se que o processo de PERTEE é executado pelas entidades responsáveis desse sector (ISO, TSO ou RTO) e também pelas entidades reguladoras. Normalmente, os Operadores do Mercado não têm um papel activo neste processo. No entanto, existem algumas excepções, como por exemplo, na *Pennsylvania, Jersey Maryland Interconnection*

[3] Do inglês *Regional Transmission Organization.*
[4] Do inglês *Office for Gás and Electricity Markets.*

(PJM) na Costa Leste dos EUA. Em relação a este caso, o site www.pjm.com fornece um conjunto de informações esclarecedoras do papel do Operador de Mercado neste processo.

A realização de interligações internacionais entre diversos SE têm-se intensificado nos últimos anos, nomeadamente nos países do Continente Europeu, como é o exemplo da NORDEL nos países do Norte da Europa (referido no ***Capítulo II***). As interligações internacionais foram construídas no passado por razões de segurança de abastecimento apesar de qualquer falha ou perturbação numa das redes de transporte poder perturbar a globalidade do sistema transnacional. Por esta razão, os países que estão envolvidos neste tipo de sistemas têm criado regulamentos relativos às interligações internacionais e formado associações de modo a estabelecer critérios de segurança e procedimentos comuns em prol do melhor funcionamento dessas interligações.

Um exemplo de uma organização deste género correspondia à UCPTE (*Union pour la Coordination de la Production et Transport de l'Electricité*) que foi criada no ano de 1951 e que associava as empresas do SE de diversos países da Europa Ocidental que, nessa altura, apresentavam uma estrutura verticalmente integrada. Esta associação, para além doutras funções importantes, estabelecia regras para o planeamento e exploração dos SE, de modo a assegurar a compatibilidade técnica e uma melhor fiabilidade de todos os SE nacionais ao longo dos anos. Com o desenvolvimento dos processos de *reestruturação* dos SE de alguns países constituintes dessa associação, verificou-se uma separação dos diferentes sectores do SE, que fez com que a UCPTE passasse a ter funções mais específicas, restringindo-se ao sector de transporte de energia eléctrica. Assim, no ano de 1999 a sua designação foi alterada para UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*). Para além de abarcar os problemas técnicos, operacionais e de planeamento das redes transnacionais, a UCTE começou a conferir uma maior atenção aos aspectos tarifários relativos ao uso das linhas de interligações e à implementação dos mercados de energia eléctrica transnacionais. Uma descrição mais detalhada das funções da UCTE pode ser obtida no site www.ucte.org.

Em muitos países foram publicados documentos de conduta designados de *Grid Code* que estabelecem as obrigações e responsabilidades técnicas dos operadores do sector de transporte de energia eléctrica e dos seus utilizadores. Este tipo de documentos visam garantir a segurança e a qualidade no fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores e o acesso não discriminatório à rede de transporte de energia eléctrica. Nos países da Europa Ocidental os *Grid Codes* basearam-se nas regras especificadas pela UCTE. Exemplos deste tipo de documentos são o *NetCode* no SE Holandês e o *Grid Code* no SE do Reino Unido.

Ambos os documentos estabelecem algumas obrigações que diversas entidades devem cumprir no processo de planeamento do SE.

4.3.3 – Modelos comerciais de cálculo computacional

Os modelos comerciais de cálculo computacional foram originalmente desenvolvidos por departamentos de empresas ou centros de investigação associados a empresas do SE, com frequência ainda anteriores ao início do processo de reestruturação. Estes programas destinam-se essencialmente a verificar se um determinado plano de expansão construído como alternativa para o PERTEE é adequado relativamente aos diversos índices de fiabilidade ou de segurança que foram previamente fixados. Isto significa que não se trata de metodologias que geram, elas próprias, planos de expansão mas que, trabalhando com um dado plano previamente definido, permitem calcular diversos índices que auxiliem a tomada de decisão.

Nos pontos seguintes descrevem-se alguns modelos deste tipo.

4.3.3.1 – Modelos MEXICO e METRIS

O modelo MEXICO é um pacote de software desenvolvido pela EDF (*Electricité de France*) e que utiliza metodologias baseadas no Método de Simulação de Monte Carlo para calcular índices de fiabilidade do sistema composto produção/transporte. Este modelo encontra-se descrito em [Dodu_1979] e é também referido em [Feintuch_1983].

Inicialmente, o modelo MEXICO permitia calcular, para um determinado nível de carga, os seguintes valores:

- A esperança matemática da ENS;
- A probabilidade do SE não conseguir alimentar a carga (índice LOLP[5]);
- A esperança matemática da ENS para um incremento de 1 [MW] na capacidade de transmissão de uma linha ou transformador.

Este último valor revela-se muito importante para os estudos de PERTEE visto que corresponde a uma análise de sensibilidade da relação entre o valor da ENS e reforços unitários efectuados em ramos do sistema.

O modelo MEXICO permite ainda calcular:

- O valor esperado do custo de exploração e o valor das perdas activas;

[5] Do inglês *Loss Of Load Probability.*

- O valor adicional da energia hídrica produzida, necessária para equilibrar a carga;
- A probabilidade de cada linha poder atingir o seu limite máximo de capacidade de transmissão.

Posteriormente, foram efectuados vários melhoramentos no modelo MEXICO, essencialmente nos seguintes aspectos:

- Introdução de incertezas no consumo, através da discretização do diagrama de cargas para cada período horário;
- Inclusão de restrições de segurança na exploração do SE relativas a situações de emergência;
- Consideração de situações de funcionamento em regime normal e de emergência para diferentes limites de capacidades de transmissão das linhas e dos transformadores.

Estes melhoramentos tiveram como objectivo obter resultados com maior proximidade das situações reais de exploração e avaliar de forma mais realista os índices de fiabilidade.

A evolução no modelo MEXICO fez com que este pacote de software se passasse a designar de modelo METRIS, [Schlumberger_1999].

O funcionamento destes modelos desenvolve-se em quatro fases:

- Fase 1: Utilização do Método de Simulação de Monte Carlo de tipo Cronológico utilizando índices de fiabilidade dos componentes do SE (taxa de avaria e tempo médio de reparação) para identificar os estados de residência do SE e os respectivos tempos de duração;
- Fase 2: Para cada estado de residência do SE e para um determinado nível de consumo é resolvido um problema de trânsito de potências óptimo, formulado como um problema de programação linear com uma função objectivo que pretende minimizar os custos de exploração e da PNS, sujeita às restrições de equilíbrio de potências, limites de trânsitos de potências nos ramos da rede de transporte para as situações normal e de emergência (com saída de serviço por avaria) e limites de produção. O modelo de representação da rede utilizado é o Modelo DC de trânsito de potências. Os valores de PNS, também designados de cortes de carga, são representados por geradores fictícios com custos de produção elevados, localizados nos nós de carga. Nas situações de emergência podem admitir-se sobrecargas de 20 [%] para um período máximo de 20 minutos para as linhas com tensão superior a 220 [kV]. A resolução do problema de programação linear referido é efectuada de forma iterativa com a utilização da forma Dual do Método do

Simplex. Num primeiro passo, resolve-se o problema de programação linear considerando apenas a função objectivo, a restrição de equilíbrio de potências e as restrições de limites dos geradores. Com os resultados obtidos, verifica-se se algum dos limites de capacidade de transmissão dos ramos da rede de transporte foi ultrapassado. Se esses limites não foram ultrapassados a solução corrente é óptima e admissível. Se algum dos limites foi ultrapassado a solução é óptima mas não admissível. Neste caso, utiliza-se a forma Dual do *Simplex* para incluir no problema a restrição do limite de capacidade de transmissão que foi ultrapassado e são executadas iterações desse algoritmo. Este procedimento repete-se iterativamente até não haver limites de capacidade de transmissão que sejam ultrapassados, atingindo-se desta forma a solução óptima e admissível;

- Fase 3: Calcular a relação entre a ENS e o nível global de consumo através da variação dos limites superiores das restrições. A partir desta relação é determinado o valor esperado da ENS para cada patamar da curva do consumo acumulada, incluindo as respectivas incertezas. Estes valores da ENS são convenientemente associados, obtendo-se o respectivo valor anual;
- Fase 4: Por fim, são calculados os valores médios de diversas variáveis em análise, obtendo-se as estimativas anuais respectivas.

4.3.3.2 – Modelo SEACON

As empresas do SE Espanhol *Iberdrola* e *REE* desenvolveram o modelo SEACON (www.ree.es) com o objectivo de avaliar o Critério de Segurança *N-1*, em que as contingências são identificadas e seleccionadas com base em PI (*Performance Índices*) relacionados com a possibilidade de ocorrência de sobrecargas nos ramos ou de violação dos limites de tensões dos nós da rede de transporte. Com base nestas contingências é realizado um despacho que permite caracterizar o estado de exploração da rede de transporte e com os resultados obtidos são propostas acções de controlo ao operador que permitam trazer o SE para o estado normal.

O modelo SEACON inclui também um simulador de manobras para permitir ao operador avaliar as acções que lhe foram propostas e procurar novas acções alternativas.

4.3.3.3 – Modelo ZANZIBAR

Este modelo foi desenvolvido em Portugal, [EDP_EP_1982], no final da década de 70 princípios da década de 80 e destina-se ao cálculo dos índices de fiabilidade do sistema composto produção/transporte através da utilização do Método de Simulação de Monte Carlo considerando uma estratégia de sorteio Não Cronológico. O programa implementado inclui Técnicas de Estratificação para diminuir o número de estados que é necessário sortear sem comprometer a qualidade dos resultados e, assim, diminuir o peso computacional.

Este pacote de software desenvolve-se em três fases:

- Fase 1: Aplicação do Método de Simulação de Monte Carlo Não Cronológico com Técnicas de Estratificação, para identificar os estados de residência do SE (avaria e funcionamento);
- Fase 2: Para cada estado de residência, regime hidrológico e nível de carga sorteados é realizado um estudo de trânsito de potências óptimo através da resolução de um problema de programação linear. Este problema inclui uma função objectivo que pretende minimizar os custos de produção das centrais térmicas (representados por funções lineares ou linearizadas) e os custos de não satisfação dos consumos. As restrições do problema incluem os limites de capacidade de transmissão dos ramos da rede de transporte e limites de produção dos geradores sendo utilizado o Modelo DC de trânsito de potências, assim como técnicas de esparsidade. A resolução do problema de programação linear é realizada de forma semelhante à estratégia adoptada pelo modelo MEXICO. São ainda especificados valores mínimos de carga que deverão ser satisfeitos, sendo considerados vários patamares de carga com os respectivos custos de não satisfação desses consumos;
- Fase 3: Os resultados obtidos na Fase 2 são analisados utilizando técnicas estatísticas, de modo a obter o valor esperado da potência cortada global e os valores relacionados com as deficiências nos sectores de transporte e de produção. São também identificados os ramos que contribuem mais fortemente para a ocorrência de cortes de carga. Esta informação revela-se útil para o PERTEE porque permite identificar os ramos onde deverão ser efectuados reforços ou as zonas da rede em que há estrangulamentos e que deverão ser sujeitas a expansão ou reforço de modo a diminuir o valor esperado da potência cortada.

4.3.3.4 – Modelo NH2

O modelo NH2 foi desenvolvido no Brasil pelo CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Eléctrica) no início da década de 90, [Barros_2000], e destina-se a calcular índices de fiabilidade do sistema composto produção/transporte, a serem utilizados no PERTEE Brasileiro.

O modelo NH2 apresenta como características básicas a sua flexibilidade e a eficiência computacional. A flexibilidade do modelo permite ao utilizador seleccionar o método para identificar os estados de residência do SE. Esse método pode corresponder à Enumeração de estados ou a um método de sorteio baseado na Simulação de Monte Carlo. Por outro lado, é ainda possível seleccionar o modelo de trânsito de potências, DC ou AC, a utilizar para analisar cada estado. A eficiência computacional do modelo tem vindo a ser melhorada com a implementação de Técnicas de Aceleração de Convergência e Redução da Variância (por Variável de Controlo e Amostragem por Importância) incluídas no Método de Simulação de Monte Carlo. Posteriormente, foram incluídos módulos relativos aos Métodos de Simulação de Monte Carlo Pseudo-Cronológico e Pseudo-Cronológico Markoviano referidos nos artigos [Mello_1997] e [Leite da Silva_2000]. Deste modo, melhorou-se de forma significativa a eficiência computacional do modelo NH2.

Neste modelo existe uma extensão do conceito de estado para o conceito de cenário, que é definido como o conjunto de componentes do SE que se encontram disponíveis, considerando um determinado nível de carga e de condições hidrológicas.

O modelo NH2 desenvolve-se através dos seguintes passos:

- Passo 1: Identificar os estados de residência do SE através de um dos métodos disponíveis: Enumeração ou por Sorteio (Simulação de Monte Carlo Cronológico ou Pseudo-Cronológico);
- Passo 2: Para cada cenário do SE resolve-se um problema de programação linear ou de programação quadrática utilizando o Método do *Simplex* ou o Método de Pontos Interiores. A resolução do problema através do Método do *Simplex* desenvolve-se de forma semelhante ao referido para o modelo MEXICO;
- Passo 3: Obtenção dos seguintes índices de fiabilidade: LOLP, LOLE[6], EENS e EPNS. O valor da EENS pode ser decomposto em diversas parcelas devidas a situações de ilhamento do SE, violações de restrições de operação e a problemas de colapso de tensão e obtenção de índices de frequência de saídas de serviço e de frequência de colapso de tensão;

[6] Do inglês *Loss Of Load Expectation.*

- Passo 4: Por fim, pode ser conduzida uma análise de sensibilidade dos diversos índices de fiabilidade em relação a possíveis reforços do SE. Esta análise de sensibilidade é realizada através das variáveis duais das restrições do problema de optimização (como por exemplo, os limites de capacidade de transmissão dos ramos). Como se compreende, a análise de sensibilidades apresenta grande interesse para o problema de PERTEE.

4.3.3.5 – Modelos TRELSS e CREAM

Os modelos TRELSS (*Transmission Reliability Evaluation for Large Scale Systems*) e CREAM (*Composite System Reliability Evaluation Program*) foram desenvolvidos pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*), nos EUA, no início da década de 90. O site www.epri.com apresenta diversos detalhes relativos a estes modelos.

Os modelos TRELSS e CREAM destinam-se a avaliar os índices de fiabilidade do SE, apresentando cada modelo as suas especificidades.

Modelo TRELSS

O modelo TRELSS destina-se a avaliar os índices de fiabilidade locais e globais do sector do transporte através do Método de Enumeração de Estados considerando uma representação detalhada do SE e um número elevado de contingências. As contingências são avaliadas através de indicadores de tipo PI relacionados com as sobrecargas dos componentes e as alterações do perfil das tensões. A representação do SE pode ser feita através do Modelo DC ou do Modelo AC Desacoplado do trânsito de potências. Este modelo pode considerar vários níveis de carga e integra também um módulo destinado a identificar acções correctivas (*remedial actions*) que corresponde à resolução de diversos problemas de programação linear.

Modelo CREAM

O modelo CREAM permite avaliar índices de fiabilidade do sistema composto produção/transporte utilizando o Método de Simulação de Monte Carlo com um sorteio de tipo Não Cronológico. No sentido de aumentar a eficiência em termos de tempo de cálculo, o CREAM inclui Técnicas de Aceleração da Convergência como as Técnicas de Regressão e Amostragem por Importância.

O algoritmo de análise de cada estado sorteado desenvolve-se de forma semelhante ao referido para o modelo MEXICO, obtendo-se os seguintes resultados: índice LOLP e uma estimativa do valor médio da potência cortada global e por barramento do SE.

Este modelo permite também efectuar análises de sensibilidade dos índices de fiabilidade em relação a incrementos da capacidade de produção e de transmissão.

4.3.3.6 – Modelo SPIRA

O modelo SPIRA foi desenvolvido pela ENEL[7] do SE Italiano como um pacote de software para auxiliar o problema do PERTEE. Diversas informações mais detalhadas podem ser obtidas no site www.macrovision.ie/applications/enlspira.htm.

Este modelo é caracterizado por ser constituído por vários módulos de software (de optimização e análise) e por apresentar uma interface gráfica interactiva que facilita a procura de estratégias de expansão do sector de transporte. O SPIRA inclui diversos módulos tais como:

- LODEN: Inclui um problema de optimização em que são analisadas diversas alternativas de expansão do sector de transporte para um horizonte de médio e longo prazo, através da avaliação dos respectivos custos de investimento;
- SICRET: Realiza uma análise probabilística da fiabilidade do SE, avaliando diversos índices de continuidade de serviço e efectuando diversas análises de custo/benefício em relação a investimentos adicionais;
- FLOWAC: Resolve um problema AC de trânsito de potências para as situações de funcionamento normal e de contingência. As contingências são seleccionadas com base em índices de tipo PI, que estão relacionados com eventuais sobrecargas nos ramos ou com a violação dos limites das tensões nos nós;
- CTICTI: Calcula as correntes e potências de curto-circuito para diferentes tipos de defeitos simulados em determinados pontos da rede;
- ACTDIS: Efectua despachos óptimos resultantes da minimização dos custos de produção sujeita a restrições de limite de produção nos geradores e limites do trânsito de potências nos ramos do SE;
- NEWREA: Executa um despacho AC para determinar os níveis de tensão e potência reactiva, em que se considera a minimização das perdas activas nos ramos;
- NEWDIN: Faz uma análise de estabilidade transitória considerando várias perturbações ou defeitos.

[7] ENEL, Grupo de empresas do SE Italiano.

4.3.3.7 – Modelos PERLA e CHOPIN

Estes modelos foram desenvolvidos em Espanha num projecto de investigação conjunto entre a REE e o *Instituto de Investigación Tecnológica da Universidad Pontificia Comillas*.

O ***Modelo PERLA*** foi construído para resolver o PERTEE e consiste numa metodologia de programação linear resolvida através do algoritmo de Decomposição de *Benders*. Este modelo encontra-se descrito em [Latorre-Bayona_1991] e será apresentado com maior detalhe no ponto ***4.4.2.1.1*** deste capítulo.

Por sua vez, o ***Modelo CHOPIN*** foi desenvolvido para evitar diversas dificuldades inerentes ao modelo PERLA, tais como o tempo de cálculo, problemas de convergência e a necessidade de executar diversas iterações de modo a estimar as perdas activas nos ramos. Utiliza heurísticas para seleccionar os investimentos tornando-se, desta forma, mais eficiente a nível computacional. O modelo CHOPIN encontra-se descrito em [Latorre-Bayona_1994] e será detalhadamente apresentado no ponto ***4.4.2.2.4*** deste capítulo.

4.4 – Revisão bibliográfica de publicações de índole académica sobre o PERTEE

4.4.1 – Classificação

Desde a década de 70 do século XX que os estudos relativos ao problema do PERTEE se têm intensificado, pois diversos investigadores, como L.L. Garver [Garver_1970], pressentiram que havia necessidade, por razões de eficiência económica, de determinar planos de expansão optimizados para um determinado horizonte de planeamento.

O estudo bibliográfico sobre o PERTEE é bastante complexo, devido à grande diversidade de metodologias utilizadas nas últimas três décadas. Estas metodologias envolvem vários critérios e restrições, para além de muitos outros aspectos, já referidos nos pontos anteriores deste capítulo e que dificultam a abordagem organizada ao problema de planeamento. Alguns autores têm-se dedicado ao estudo bibliográfico sobre o PERTEE, destacando-se G. Latorre-Bayona, [Latorre-Bayona_2003].

A revisão bibliográfica da literatura de índole académica existente sobre o PERTEE, que aqui se apresenta, foi estruturada tendo em conta a classificação das metodologias de resolução aplicadas tal como se apresenta na figura 4.3.

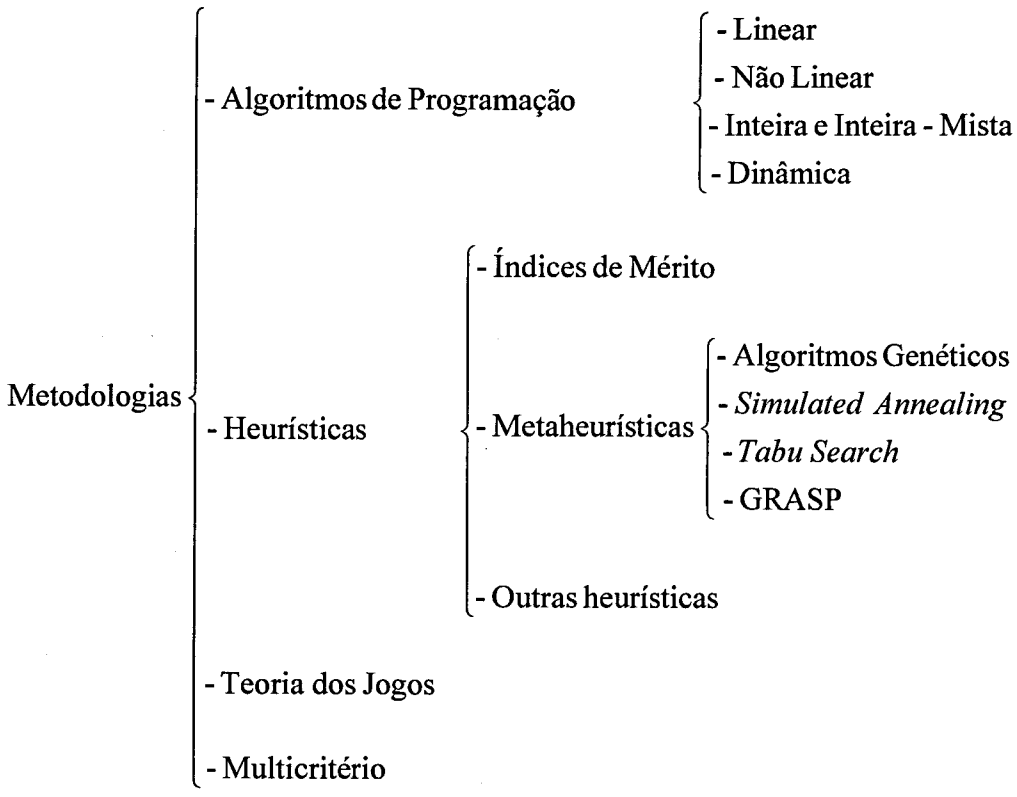


Figura 4.3 – Classificação das metodologias de resolução do PERTEE.

Para cada uma das referências analisadas caracterizar-se-ão, duma forma breve, os seguintes aspectos: se as metodologias são *determinísticas* ou integram *incerteza*, se o planeamento é de tipo *estático* ou *dinâmico*, se consideram uma *única condição* ou *várias condições* de funcionamento e se as variáveis utilizadas são *contínuas* e/ou *inteiras* [Villasana_1985]. Estes aspectos foram referidos no ponto ***4.2.2*** deste capítulo. Sobre as *condições de funcionamento* do SE, o planeamento pode ser sujeito a uma *única condição*, usualmente a condição normal de funcionamento, ou a *várias condições*, tais como uma condição normal, com contingências, com diferentes níveis de consumo, etc.

4.4.2 – Metodologias de resolução do PERTEE

4.4.2.1 – Algoritmos de Programação

4.4.2.1.1 – Algoritmos de Programação Linear

Os algoritmos de programação linear, devido à sua simplicidade de aplicação comparativamente com outras metodologias, constituem uma das metodologias mais utilizadas em problemas de planeamento. Da literatura existente salientam-se as publicações [Garver_1970], [Villasana_1985], [Pereira_1985] e [Latorre-Bayona_1991] que apresentam diversos modelos deste problema.

As metodologias que utilizam os algoritmos de programação linear caracterizam-se por utilizar representações linearizadas de algumas funções matemáticas não lineares do funcionamento do SE, como por exemplo, o modelo de cálculo dos trânsitos de potências na rede de transporte e os custos de produção das centrais térmicas. Muitos autores referem que a utilização destas linearizações têm pouca influência nos resultados obtidos dado tratar-se de um problema de planeamento a longo prazo incluindo redes de transporte com níveis de tensão muito elevados e que, por outro lado, os investimentos a realizar estão mais directamente relacionados com as potências activas.

O algoritmo de programação linear corresponde a um problema de optimização que inclui uma função objectivo sujeita a um conjunto de restrições, sendo a sua resolução realizada pelo Método do *Simplex* para o qual existem pacotes comerciais bem consolidados. Para problemas possuindo estruturas especiais da matriz dos coeficientes das restrições é possível utilizar algoritmos baseados na Decomposição de *Dantzig-Wolfe* ou na Decomposição de *Benders*.

Em 1970, **L.L. Garver** [Garver_1970] foi um dos pioneiros na formulação duma metodologia para resolver o problema de PERTEE. A metodologia apresentada formula um problema de *programação linear* que inclui o Modelo DC de trânsito de potências. O objectivo desta formulação consiste em identificar possíveis configurações da rede de transporte com percursos directos entre os produtores e os consumidores. Todas as configurações encontradas devem poder transferir potência entre os produtores e os consumidores e aquelas que não utilizam as linhas inicialmente existentes na rede de transporte serão penalizadas. A adição de novas linhas será realizada quando as linhas existentes estiverem em sobrecarga. Neste caso, é executado outro problema de programação linear seguindo-se um processo iterativo até não existirem linhas em sobrecarga.

A metodologia é *determinística*, o planeamento é *estático*, é utilizada uma *única condição* de funcionamento (condição normal) e as variáveis de investimento são *contínuas*.

Em 1985, **R. Villasana** *e outros* em [Villasana_1985] apresentaram uma metodologia que vem na sequência da metodologia desenvolvida por L.L. Garver já referida, e na qual é utilizado o Modelo de Transporte. A metodologia desenvolvida utiliza *programação linear*, é *determinística* porque necessita do conhecimento do valor do consumo e dos locais de instalação de novas centrais de produção, o planeamento é *estático* e as variáveis de investimento são *contínuas*. No entanto, esta formulação pode considerar *condições de funcionamento* em regime normal ou de emergência.

A metodologia consiste numa formulação *linear* que utiliza uma combinação do Modelo DC de trânsito de potências e do Modelo de Transporte.

Quando forem incluídos novos nós não interligados com a rede já existente e forem definidos novos consumos e produções, serão criados ramos artificiais entre esses nós obtendo-se uma rede designada de "rede em sobrecarga". Com o Modelo de Transporte verificam-se quais os ramos artificiais que se encontram em sobrecarga. O ramo artificial com maior sobrecarga dará lugar a um novo ramo com uma determinada capacidade de transmissão, que poderá ser normalizada. Em seguida, é resolvido um problema de optimização linear em que o Modelo DC de trânsito de potências é alterado de modo a incluir esse novo ramo. Os custos de investimento dependem dos trânsitos de potência que flúem nos novos ramos. Se continuar a haver ramos artificiais em sobrecarga, incluir-se-á outro novo ramo com uma determinada capacidade de transmissão e o processo repetir-se-á até não haver ramos artificiais em sobrecarga.

A formulação matemática deste problema corresponde às expressões (4.11) a (4.14).

$$\text{Min } [C_r^T] \,.\, [|P_r|] \tag{4.11}$$

Sujeita a:

$$[Pg] - [B_{DC}] \,.\, [\theta] \;+\; [k^T] \,.\, [P_r] = [Pc] \tag{4.12}$$

$$|P_\alpha^N| \leq P_{\alpha N}^{máx}, \text{ para cada ramo } \alpha. \tag{4.13}$$

$$\Sigma Pg = \Sigma Pc \tag{4.14}$$

Nesta formulação, a expressão (4.11) corresponde à função objectivo do problema, em que:

$[C_r^T]$ – Vector transposto do custo do trânsito de potência de sobrecarga no ramo r;

$[|P_r|]$ – Vector do módulo do trânsito de potência de sobrecarga no ramo r.

A expressão (4.12) corresponde às restrições de igualdade do problema respeitante ao Modelo DC de trânsito de potências, que inclui os nós existentes e os novos nós, bem como as reactâncias dos ramos que foram sucessivamente incluídos devido às sobrecargas. Nesta equação $[Pg]$ é o vector de produção nodais, $[Pc]$ é o vector das cargas nodais, $[B_{DC}]$ é a matriz das susceptâncias do Modelo DC, $[\theta]$ é o vector dos ângulos das tensões e $[k^T]$ é a matriz transposta das ligações dos ramos que estão em sobrecarga. As restrições (4.13) representam as restrições de limite máximo de capacidade de transmissão de cada ramo α para as condições de funcionamento normal ou de emergência. Finalmente, (4.14) corresponde à restrição global de equilíbrio de potências no SE.

Ainda em 1985, **M.V.F. Pereira** *e outros* [Pereira_1985] apresentaram uma metodologia de resolução do problema de planeamento da expansão do sistema conjunto

produção/transporte que consiste numa formulação linear que é resolvida através da aplicação do algoritmo de Decomposição de *Benders*.

O problema de programação linear apresenta uma estrutura típica do tipo (4.15) a (4.17).

$$\text{Min } Z = c(x) + d(y) \tag{4.15}$$

Sujeita a:

$$A(x) \geq b \tag{4.16}$$

$$E(x) + F(y) \geq h \tag{4.17}$$

Nesta formulação:

x – Variáveis de decisão respeitantes a investimento em capacidades de produção e transmissão;

y – Variáveis de decisão de tipo operacional relacionadas com os níveis de produção em cada nó, cortes de carga, trânsitos de potência nos ramos, etc.

A expressão (4.15) corresponde à função objectivo do problema de optimização que consiste na minimização da soma dos custos de investimento, $c(x)$, com os custos de operação, $d(y)$. As restrições (4.16) correspondem às restrições relacionadas com as decisões de investimento, tais como disponibilidades de investimento, faseamento da construção de novos equipamentos, etc. As restrições (4.17) representam as restrições de operação do SE incluindo restrições de fiabilidade.

Este problema de programação linear é resolvido através do algoritmo de Decomposição de *Benders*, que se traduz nos seguintes passos:

1) Para iniciar o processo, obter uma aproximação $\tilde{\alpha}(x)$ para os custos do subproblema de operação, que é considerada o respectivo limite inferior;
2) Resolver o subproblema de investimento para determinar a solução óptima inicial em novas capacidades de produção e transmissão, x^*. Para este efeito, será resolvido o problema (4.18) a (4.19).

$$\text{Min } c(x) + \tilde{\alpha}(x) \tag{4.18}$$

Sujeita a:

$$A(x) \geq b \tag{4.19}$$

3) Determinar o limite inferior da solução óptima do subproblema de investimento.

$$\underline{z} = c(x^*) + \tilde{\alpha}(x^*) \tag{4.20}$$

4) Resolver o subproblema de operação e obter a solução óptima de operação, y^*. Para este efeito será resolvido o problema (4.21) a (4.22).

$$\text{Min } d(y) \tag{4.21}$$

Sujeita a:

$$F(y) \geq h - E(x^*) \tag{4.22}$$

A solução (x^*,y^*) é uma solução admissível do problema, mas poderá não corresponder à solução óptima.

5) Determinar o limite superior da solução admissível do problema, que também é o limite superior da solução óptima do subproblema de investimento.

$$\bar{z} = c(x^*) + d(y^*) \tag{4.23}$$

6) Se $\bar{z} - \underline{z} \leq tolerância$ for verdadeiro então a solução admissível (x^*,y^*) é a solução óptima do problema. Se a condição anterior não se verificar então, a partir da solução do subproblema de operação e das respectivas variáveis duais, é construída uma restrição em função das variáveis de investimento, que é designada de Corte de *Benders*. Esta restrição será incluída no subproblema de investimento, para se determinar uma nova solução do problema de investimento. Nesta situação, regressa-se ao passo 2.

A metodologia desenvolvida possui carácter *determinístico* pois exige o conhecimento prévio do valor do consumo e dos respectivos factores de crescimento, assim como dos valores dos custos.

O planeamento é considerado *dinâmico*, uma vez que cada subproblema de cálculo dos custos de operação do algoritmo da Decomposição de *Benders* corresponde a cada um dos períodos (usualmente uma ano) do horizonte de planeamento, enquanto o subproblema de cálculo dos custos de investimento determina o investimento óptimo a realizar ao longo do horizonte de planeamento. A figura 4.4 detalha este procedimento.

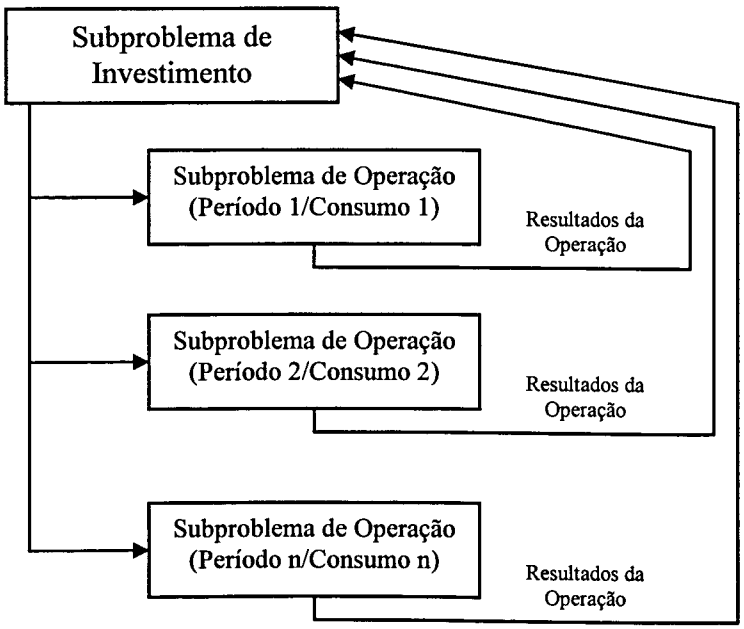


Figura 4.4 – Planeamento em vários períodos com os respectivos consumos.

Os autores referem que o problema de planeamento pode ser sujeito a *várias condições de funcionamento*. Para tal, os subproblemas de operação devem englobar situações de contingência e diversos dados de forma a obter restrições de segurança e de fiabilidade.

Na metodologia apresentada as variáveis de investimento correspondem às capacidades de produção dos geradores e às capacidades de transmissão das linhas, e podem ser representadas como variáveis *contínuas*, dando origem a um problema de programação linear, ou como variáveis *discretas*. Neste caso, o problema corresponderá a um problema de programação inteira.

Neste artigo, os autores apresentam quatro versões diferentes da metodologia de resolução do problema de planeamento. Estas versões consistem na utilização de dois modelos para representar a rede de transporte, o Modelo de Transporte e o Modelo DC de trânsito de potências e, para cada um destes modelos, utilizam variáveis de investimento *contínuas* ou *discretas*. Com os resultados obtidos é realizada uma análise comparativa verificando-se que a utilização de variáveis discretas origina maiores custos de investimento e operação comparativamente com a utilização de variáveis contínuas. Por outro lado, a utilização do Modelo DC origina igualmente maiores custos do que o Modelo de Transporte. Os autores concluem que a utilização do Modelo de Transporte exige um menor esforço computacional que o Modelo DC.

Os autores referem que esta metodologia tem vantagens em termos de flexibilidade, modularidade e consistência, apresentando como exemplo o possível uso de programas já existentes (custos de produção, despacho óptimo) para resolver o subproblema de operação. Por outro lado, podem ser utilizados algoritmos especializados no subproblema de investimento, e podem ser incluídas restrições de segurança bem como formular problemas multi-período.

Em 1991, **G. Latorre-Bayona** *e outros* em [Latorre-Bayona_1991], apresentaram uma metodologia de planeamento da expansão de longo prazo da rede de transporte de energia eléctrica Espanhola, que designaram de PERLA (*Planificación Estática de la Red de Transporte a Largo Prazo*). Esta metodologia foi elaborada de modo a melhorar a metodologia utilizada até então em Espanha. A metodologia PERLA corresponde a uma formulação linear que é resolvida através do Algoritmo de Decomposição de *Benders*. Este algoritmo divide o problema de optimização num problema mestre e em dois subproblemas correspondentes à avaliação dos custos de exploração e de indisponibilidade.

Adoptou-se uma representação do SE constituído por diversas áreas ligadas por corredores de transporte de energia eléctrica. Cada área agrupa vários nós e é definida por um

determinado nível de consumo e de produção térmica e/ou hídrica. Cada corredor é constituído por várias linhas já existentes.

O problema mestre inclui uma função objectivo que pretende minimizar o custo total anual suportado pela empresa proprietária da rede (custo de investimento, custo de exploração e custo das indisponibilidades). Cada um destes custos está afectado por coeficientes que traduzem a sua importância no processo de minimização. Esta função objectivo está sujeita às seguintes restrições:

- Relacionadas com os investimentos, tais como número máximo de linhas a instalar num corredor, número máximo de linhas do mesmo tipo num corredor, volume de investimento por corredor e o volume total de investimento;
- Relacionadas com os subproblemas, como são as restrições relativas aos Cortes de *Benders*;
- Limites máximos da ENS.

No problema mestre é decidida a instalação de novas linhas que reforçam os corredores existentes ou são criados novos corredores, sendo as variáveis de investimento *contínuas*. Os custos de investimento são representados por funções lineares das variáveis de investimento. Podem-se incluir variáveis de investimento *discretas* através de uma modificação no problema mestre, originando portanto um problema de programação inteira-mista, que é resolvido pelo Método de *Branch-and-Bound.*

O resultado do problema mestre corresponde a um plano de expansão óptimo para a rede de transporte, resolvendo-se em seguida os dois subproblemas referidos de forma a retornar informação ao problema mestre.

Nos subproblemas (de exploração e de indisponibilidade) representa-se a rede de transporte por um *modelo híbrido*, em que se utiliza o Modelo DC para representar a rede existente e o Modelo de Transporte para representar a rede nova. No subproblema de exploração minimizam-se os custos de exploração (custos de produção e custos ou penalidades associadas à PNS) sendo executado para cada cenário de carga e de disponibilidade hídrica. No subproblema de indisponibilidade minimiza-se o custo da indisponibilidade (custos ou penalidades associadas à PNS) sendo executado para cada uma das contingências considerando o *critério de segurança N-1*.

Ambos os subproblemas estão sujeitos às seguintes restrições por área: limite máximo de produção térmica e hídrica, limite máximo da PNS, equação de equilíbrio global das potências produzidas e consumidas e limite dos trânsitos de potências nos ramos de interligação entre essas áreas.

Os custos de produção das centrais térmicas são linearizados e o custo de produção das centrais hídricas é considerado nulo.

As *perdas totais* são estimadas depois de identificar o plano de expansão óptimo da rede de transporte, correspondendo a um novo elemento de decisão face a outros planos alternativos.

A metodologia PERLA apresenta um planeamento *estático* com um horizonte temporal de um ano. Os dados utilizados apresentam *incertezas* de tipo estocástico, dado que se consideram vários níveis de carga de modo a incluir a incerteza de previsão da carga. Com efeito, pode considerar-se uma discretização horária e/ou por estações. A metodologia PERLA inclui também a *incerteza* associada às condições de hidraulicidade, considerando distintas situações com a sua respectiva probabilidade de ocorrência.

4.4.2.1.2 – Algoritmos de Programação Não Linear

A utilização de algoritmos de programação não linear deve-se às não linearidades inerentes ao funcionamento real do SE e, também, às variáveis de investimento discretas do problema de planeamento. Algumas dessas não linearidades estão associadas às equações do Modelo AC do trânsito de potências e às funções dos custos de produção das centrais térmicas. No entanto, em termos da classificação, neste ponto optou-se por apresentar as metodologias que incluem funções não lineares e variáveis contínuas. No ponto seguinte, serão apresentadas as metodologias que integram variáveis discretas mas que, em geral, incluem funções lineares.

As metodologias de resolução do planeamento da expansão das redes de transporte baseadas em algoritmos de programação não linear mais utilizadas na literatura da especialidade são o Método do Gradiente [Youssef_1989] e a metodologia baseada na construção de uma função Lagrangeana detalhada em [Rubio-Odériz_1999].

Em 1989, **H.K. Youssef** *e outros* em [Youssef_1989] apresentaram uma metodologia para a resolução do problema de PERTEE que utiliza uma aproximação não linear, mas contínua, do número de linhas que se podem instalar em paralelo num determinado corredor entre dois barramentos. Esta aproximação não linear consiste em substituir um gráfico em patamares que representa a capacidade de transmissão em função do número de linhas em paralelo a instalar entre dois barramentos por uma curva contínua não linear. Desta forma, passa-se de um modelo discreto para um modelo contínuo, em que a solução óptima do problema do planeamento decorrente da formulação é contínua. No final do processo de

optimização a solução obtida é ajustada para a solução discreta seguinte. Este procedimento tem sido bastante criticado, como é o caso de [Stephen_1977], porque a solução discreta obtida não corresponde, em geral, à solução óptima do problema discreto original.

A formulação matemática desta metodologia inclui uma função objectivo que pretende minimizar os custos fixos e variáveis das instalações existentes e dos investimentos em novos ramos da rede de transporte durante o período de planeamento e os custos de exploração representados pelos custos das perdas. Para cada período do horizonte de planeamento, a formulação inclui as seguintes restrições: equações do Modelo AC do trânsito de potências, limites mínimo e máximo dos trânsitos de potência activa em cada corredor, limites mínimo e máximo do módulo das tensões nodais e limites mínimo e máximo do ângulo das tensões nodais.

O método utilizado para resolver este problema não linear é o Método do Gradiente Projectado, disponível em aplicações comerciais.

Os autores referem algumas das vantagens desta metodologia, tais como possibilidade de realizar um planeamento *dinâmico* mais realista e com maior precisão, utilização de variáveis *contínuas* que tornam o método mais rápido, como as funções custos são não lineares a formulação é mais realista e precisa, a inclusão de *restrições de segurança* e associadas à estabilidade aumenta a performance da metodologia e, finalmente, a utilização de funções não lineares e contínuas inerentes às decisões de planeamento elimina a necessidade de usar o Método de *Branch-and-Bound.*

Em 1999, **F.J. Rubio-Odériz** em [Rubio-Odériz_1999] desenvolveu uma metodologia de PERTEE que está integrada num problema mais completo que se destina a calcular os Preços Marginais de Curto e Longo Prazo a partir dos coeficientes de Lagrange do respectivo problema de optimização. Com esses preços marginais pretende-se averiguar se a remuneração marginal obtida consegue recuperar todos os custos a suportar (custos de investimento e custos de exploração) durante o horizonte de planeamento.

Para averiguar a influência que alguns aspectos (perdas activas, PNS, fiabilidade, variáveis de investimento contínuas ou discretas e Modelo AC de trânsito de potências) têm nos preços e na remuneração marginal, o problema de optimização inicialmente construído foi sucessivamente modificado.

O horizonte de planeamento é dividido em vários períodos, estando a cada período associado um conjunto de estados de incerteza. Por sua vez, cada estado apresenta uma probabilidade de ocorrência. Esta representação probabilística permite incluir a

disponibilidade dos geradores e das linhas de transporte, assim como uma possível variação dos consumos.

A rede de transporte é representada pelo Modelo DC de trânsito de potências incluindo, ainda, uma aproximação das perdas activas nos ramos, tal como foi referido no ponto *3.4.3.2.1.1* do ***Capítulo III*** desta Dissertação.

O planeamento é *estático*, pois a metodologia determina o investimento em capacidade de transmissão para cada período do horizonte de planeamento, sendo o custo total correspondente à soma dos valores acumulados dos custos mínimos dos períodos que constituem o horizonte de planeamento.

As variáveis de investimento são consideradas contínuas, e o problema de optimização utilizado pretende minimizar o custo de exploração e o custo de investimento, efectuando o investimento em capacidade de transmissão na linha l que assegure o funcionamento optimizado do SE para cenários de produção e consumo durante um determinado horizonte de planeamento. O autor, em certas formulações, utiliza a variável de investimento X_l representando valores de capacidade de transmissão da linha l, em [MW] e noutras uma "quantidade" da linha l, por exemplo X_l = 1.32 linhas da linha l com capacidade de transmissão nominal 200 [MW], o que equivale a uma capacidade de transmissão na linha l de 264 [MW].

Inicialmente, a formulação da metodologia de planeamento consiste no problema de optimização (4.24) a (4.30).

$$\underset{Pg,\theta,X}{\text{Min}} \sum_{p}\sum_{nc} p_{nc}\left(\sum_{k} Cg_k \cdot Pg_{k,p,nc} + \sum_{k} C_{ENS\,k} \cdot PNS_{k,p,nc}\right)\cdot T_p + \sum_{l} CI_l \cdot X_l \cdot L_l \qquad (4.24)$$

Sujeita a:

$$-Pinj_{k,p,nc} + Pg_{k,p,nc} + PNS_{k,p,nc} = Pc_{k,p,nc} + Perdas_{k,p,nc} \qquad \forall k,p,nc \qquad (4.25)$$

$$-X_l \le P_{l,p,nc} \le X_l \qquad \forall l,p,nc \qquad (4.26)$$

$$Pg^{\min}_{k,p,nc} \le Pg_{k,p,nc} \le Pg^{máx}_{k,p,nc} \qquad \forall k,p,nc \qquad (4.27)$$

$$0 \le PNS_{k,p,nc} \le Pc_{k,p,nc} \qquad \forall k,p,nc \qquad (4.28)$$

$$\sum_{p}\sum_{nc} p_{nc}\sum_{k} PNS_{k,p,nc} \le PNS^{máx} \qquad \forall k,p,nc \qquad (4.29)$$

$$X_l \ge 0 \qquad \forall l \qquad (4.30)$$

Nesta formulação:

p_{nc} – Probabilidade de ocorrência do cenário *nc*;

Cg_k – Custo variável de produção do gerador no nó *k*, em [€/MWh];

$Pg_{k,p,nc}$ – Produção no gerador do nó k, no cenário nc, do período p, em [MW], com valores mínimo e máximo dados por $Pg^{\min}_{k,p,nc}$ e $Pg^{máx}_{k,p,nc}$;

CI_l – Custo de investimento na linha l, em [€/MW.km];

X_l – Variável de investimento da linha l, em [MW];

L_l – Comprimento da linha l, em [km];

$P_{l,p,nc}$ – Trânsito de potência na linha l, no período p, do cenário nc, em [MW], dado por (4.31). Nesta expressão, θ_i e θ_j são respectivamente os ângulos das tensões dos nós i e j, e x_{ij} é a reactância da linha situada entre os nós i e j.

$$P_{l,p,nc} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \tag{4.31}$$

$Pinj_{k,p,nc}$ – Potência injectada no nó k, no cenário nc, do período p, que provém das linhas que estão ligadas ao nó k, em [MW];

$Pc_{k,p,nc}$ – Potência de carga no nó k, no cenário nc, do período p, considerando-se que permanece constante ao longo de todo o cenário nc, em [MW];

$Perdas_{k,p,nc}$ – Metade da soma das perdas activas de todas as linhas que estão ligadas ao nó k, no cenário nc, do período p, em [MW];

$PNS_{k,p,nc}$ – Potência não fornecida no nó k, no cenário nc, do período p, em [MW];

C_{ENSk} – Custo unitário da Energia Não Fornecida do nó k, em [€/MWh];

$PNS^{máx}$ – Potência Não Fornecida máxima permitida em todo o horizonte de planeamento;

T_p – Duração do período p, em horas.

Entretanto, outras restrições foram sucessivamente incluídas de modo a efectuar diversos estudos:

- Restrição de capacidade de transmissão instalada em determinadas linhas representadas por (4.32). Nesta expressão X_l^{min} é a capacidade de transmissão mínima que o planeador pretende que se instale na linha l.

$$X_l \geq X_l^{min} \tag{4.32}$$

- Restrição de fiabilidade representada por (4.33) em que $fiab^{min}$ é o valor mínimo que deverá ter a função de fiabilidade.

$$fiab(Pc,X) \geq fiab^{min} \tag{4.33}$$

As restrições de fiabilidade não estão directamente associadas às restrições da PNS, pois são de índole puramente técnico e são impostas pelo planeador de modo a

aumentar o nível de segurança do funcionamento do SE em termos de estabilidade, controlo das tensões, etc. A função de fiabilidade irá depender do consumo e do investimento em capacidade de transmissão.

F.J. Rubio-Odériz refere que a utilização de variáveis de investimento *contínuas* facilita a resolução do problema de optimização para realizar o PERTEE. No entanto, a solução óptima obtida para a expansão da rede de transporte não é aplicável na realidade. Por isto, a utilização de variáveis de investimento *discretas* é mais realista, embora aumente a complexidade da resolução do problema de planeamento. Os valores discretos de investimento são considerados após a obtenção da solução óptima do problema de optimização contínuo considerando novas restrições relacionadas com as capacidades de transmissão. Por exemplo, se o valor da capacidade de transmissão associada à solução óptima contínua é superior (ou inferior) ao seu valor inteiro permitido então é incluída uma restrição de capacidade de transmissão máxima (ou mínima) do tipo:

- Restrição de capacidade de transmissão máxima da linha l

$$X_l \leq X_l^{opt\text{-}i} \tag{4.34}$$

- Restrição de capacidade de transmissão mínima da linha l

$$X_l \geq X_l^{opt\text{-}i} \tag{4.35}$$

Por fim, F.J. Rubio-Odériz inclui o Modelo AC de trânsito de potências na metodologia de resolução do problema de PERTEE, tornando o problema de optimização não linear. A formulação matemática deste problema passa a ser a dada por (4.36) a (4.42).

$$\underset{Pg,Qg,V,\theta,X}{\text{Min}} \quad \sum_k Cg_k \cdot Pg_k + \sum_l CI_l \cdot X_l \tag{4.36}$$

Sujeita a:

$$-Pinj_k + Pg_k = Pc_k \qquad \forall k \tag{4.37}$$

$$-Qinj_k + Qg_k = Qc_k \qquad \forall k \tag{4.38}$$

$$X_l \geq \left|\bar{I}_l\right| \qquad \forall l \tag{4.39}$$

$$Pg_k^{\min} \leq Pg_k \leq Pg_k^{máx} \qquad \forall k \tag{4.40}$$

$$Qg_k^{\min} \leq Qg_k \leq Qg_k^{máx} \qquad \forall k \tag{4.41}$$

$$X_l \geq 0 \qquad \forall l \tag{4.42}$$

Nesta formulação:

Qg_k – Produção de potência reactiva no gerador no nó k, em [MVAr], com valores mínimo e máximo dados por Qg_k^{min} e $Qg_k^{máx}$;

V_k – Tensão no nó k, em [kV];

$|\overline{I_l}|$ - Módulo da intensidade de corrente na linha l, em [A];

$Qinj_k$ – Potência reactiva injectada no nó k, em [MVAr];

Qc_k – Potência reactiva consumida no nó k, em [MVAr];

Para determinar os preços e remuneração marginais, F.J. Rubio-Odériz utiliza os coeficientes de Lagrange quando a solução óptima é atingida. A função de Lagrange L do problema de optimização (4.24) e (4.30) pode ser representada pela expressão (4.43).

$$L(Pg,\theta,X,PNS) = f(Pg,X) + \sum_{i=1}^{nre} \rho_{Li} \cdot \Re_i(Pg,\theta,X,PNS) \tag{4.43}$$

Nesta expressão:

ρ_{Li} – Coeficiente de Lagrange associado à restrição i;

$\Re_i$ – Restrição i;

nre – Número de restrições.

Por exemplo, para obter o coeficiente de Lagrange correspondente a $\gamma_{k,p,nc}$, da restrição de equação de equilíbrio das potências referente ao nó k, no período p e cenário nc, sùpondo que as outras restrições não estão activas, pode considerar-se a função Lagrangiana (4.44). Aplicando a condição de optimização (4.45) obtém-se o coeficiente de Lagrange dado pela expressão (4.46) ou (4.47).

$$L(Pg,\theta,X,PNS) = f(Pg,X) + \gamma_{k,p,nc} \cdot \left(\sum_k Pg_k + \sum_k PNS_k - \sum_k Pc_k \right) \tag{4.44}$$

$$\frac{\partial L(Pg,\theta,X,PNS)}{\partial Pc_k} = \frac{\partial f(Pg,X)}{\partial Pc_k} - \gamma_{k,p,nc} = 0 \tag{4.45}$$

$$\frac{\partial f(Pg,X)}{\partial Pc_k} = \gamma_{k,p,nc} \tag{4.46}$$

$$\rho_{Lk,p,nc} = \gamma_{k,p,nc} \tag{4.47}$$

Os restantes coeficientes de Lagrange são obtidos de forma semelhante através da utilização das condições de optimização do Lagrangiano (4.48) a (4.51) do problema de optimização em análise em relação às variáveis de decisão do problema.

$$\frac{\partial L(Pg,\theta,X,PNS)}{\partial Pg_k} = 0 \tag{4.48}$$

$$\frac{\partial L(Pg,\theta,X,PNS)}{\partial \theta_k} = 0 \tag{4.49}$$

$$\frac{\partial L(Pg,\theta,X,PNS)}{\partial X_l} = 0 \tag{4.50}$$

$$\frac{\partial L(Pg,\theta,X,PNS)}{\partial PNS_k} = 0 \tag{4.51}$$

4.4.2.1.3 – Programação Inteira e Inteira-Mista

Os problemas de programação inteira-mista e de programação inteira são usualmente resolvidos através de métodos de enumeração como o *Branch-and-Bound*, tais como os referidos em [Lee_1977], [Levi_1996] e [Haffner_2001], Método de Decomposição de *Benders*, nos casos de [Sawey_1977], [Oliveira_1995] e [Baughman_1995/A] e Métodos de *Branch & Cut*.

Num artigo publicado em 1977, **R.M. Sawey** *e outros* [Sawey_1977] apresentaram uma formulação do problema de planeamento da expansão do SE que utiliza um *Modelo Inteiro Misto* correspondente a (4.52) a (4.55).

$$\text{Min } a.x + b.z \tag{4.52}$$

Sujeita a:

$$A.x + B.z \leq c \tag{4.53}$$

$$x = 0 \text{ ou } 1 \tag{4.54}$$

$$z \geq 0 \tag{4.55}$$

Nesta formulação:

x – Vector das variáveis de investimento, correspondentes a variáveis binárias;

z – Vector das variáveis de exploração;

a – Vector dos custos unitários de investimento;

b – Vector dos custos unitários de exploração;

c – Vector integrando os consumos ou limites de diversos equipamentos ou variáveis;

A – Matriz dos coeficientes relacionados com os investimentos;

B – Matriz dos coeficientes relacionados com a exploração do SE.

Para um dado SE, este problema de optimização pretende seleccionar um plano de expansão que minimize a função objectivo respeitante à soma dos custos de investimento e dos custos de exploração para todo o horizonte de planeamento. Esta função objectivo encontra-se sujeita às seguintes restrições: equação de equilíbrio de potências por nó, limites das capacidades de produção e limites dos trânsitos de potências nas linhas de transporte. O custo inicial para o mínimo de instalações não deverá ser ultrapassado antes que qualquer capacidade adicional seja instalada. Finalmente, para cada período do horizonte de planeamento só uma linha de transporte e uma central de produção podem ser, no máximo, ligadas a um determinado nó. A resolução deste problema de optimização é realizada com a utilização do algoritmo de Decomposição de *Benders*.

Os autores prestaram particular atenção às dificuldades colocadas pelas Economias de Escala relativamente aos custos de investimento. Para este efeito, as decisões de investimento podem corresponder a variáveis contínuas de tal modo que os custos respectivos sejam representados por expressões lineares que podem considerar as economias de escala. De uma forma mais exacta, as decisões de investimento podem ser também representadas por variáveis discretas.

O planeamento é considerado *dinâmico* pois, pretende-se determinar como, onde e quando se deve instalar um determinado equipamento.

O modelo desenvolvido tem também em conta as perdas nas linhas de transporte utilizando para tal uma aproximação dessas perdas por intermédio de um coeficiente associado a cada tipo de linha. Esse coeficiente depende da tensão nominal, secção e comprimento dessa linha.

O modelo é *determinístico* pois utiliza os valores dos dados para todo o horizonte de planeamento sem admitir qualquer grau de incerteza. O planeamento do SE é somente executado para as *condições normais de funcionamento.*

No ano de 1977, **S.T.Y. Lee** *e outros* em [Lee_1977] propuseram uma metodologia baseada num problema de programação inteira-mista sendo, em seguida, utilizado o algoritmo de *Branch-and-Bound.* A função custo apresenta uma natureza discreta de forma a reconhecer os valores discretos das capacidades de transmissão das linhas e a rede de transporte é representada pelo Modelo DC de trânsito de potências.

O planeamento da rede de transporte é efectuado para cada período de planeamento (usualmente um ano) supondo conhecidas as capacidades de produção a instalar e o valor do consumo, pelo que corresponde a uma metodologia *determinística.*

O planeamento tem natureza *estática* porque, segundo os autores, é impraticável utilizar uma formulação dinâmica devido ao grande número de configurações que a rede de transporte pode assumir. Assim, em cada período do horizonte de planeamento é resolvido o problema referido para identificar a configuração óptima da rede de transporte, procedendo-se do mesmo modo para os períodos subsequentes.

A formulação pode considerar *várias condições de funcionamento.* O algoritmo adoptado começa por identificar a configuração óptima para as condições normais de funcionamento. Em seguida, esta configuração é sujeita a contingências de primeira ordem (saída de serviço de uma linha de transporte), de tal modo que os resultados obtidos permitem refinar a configuração através da alteração de algumas restrições incluídas no problema. É

assim executado um processo iterativo até ser identificada a configuração óptima resultante de todas as condições de funcionamento consideradas.

Em 1989, **A. Seifu** *e outros* no artigo [Seifu_1989], apresentaram um problema de *programação inteira-mista* que tem em conta a segurança da rede de transporte através de simulação de contingências e que utiliza o Modelo DC de trânsito de potências para representar as condições de funcionamento da rede.

Esta metodologia parte do conhecimento da rede de transporte inicial realizando a expansão da rede através da simulação da saída de serviço de uma ou mais linhas e adicionando as linhas que garantam a segurança do sistema ao menor custo. Tal é executado incluindo restrições de segurança no algoritmo de programação. Esta metodologia apresenta os seguintes passos:

1) Simular contingências num determinado corredor da rede de transporte inicial;
2) Adicionar novas linhas nesse corredor;
3) Incluir as restrições da rede de transporte: equações nodais de balanço de potências, limites do trânsito de potências para os corredores existentes e para as novas linhas, equações de trânsito de potências para as situações de saída de serviço de linhas, limites da diferença entre os ângulos das tensões de nós adjacentes e limites das variáveis de investimento inteiras;
4) Simular uma contingência de 1ª ordem relativa a um ramo da rede de transporte;
5) Rescrever as restrições de limite trânsito de potências nos ramos e dos limites da diferença entre os ângulos das tensões, de modo a reflectirem a alteração das susceptâncias;
6) Repor em serviço a linha removida antes da saída de serviço da próxima linha;
7) Repetir os passos 4 a 6 para todos os percursos seleccionados para simular contingências;
8) Por fim, utilizar um algoritmo de programação inteira-mista e considerando todas as restrições obtidas anteriormente para obter a solução óptima em termos de novas linhas a incluir na rede.

Devido ao grande número de restrições e variáveis, inerentes à análise de contingências realizada, a aplicação deste algoritmo em SE de dimensão real é difícil. No entanto, tal pode ser conseguido eliminando algumas restrições e utilizando o algoritmo de Decomposição de *Benders*.

A metodologia apresenta as seguintes características genéricas: é *determinística*, o planeamento é *estático*, considera *várias condições de funcionamento* e as variáveis de investimento são *discretas*.

Em 1995, **G.C. Oliveira** *e outros* em [Oliveira_1995] propuseram uma metodologia de optimização baseada no algoritmo de Decomposição de *Benders*, em que se consideram algumas modificações de modo a lidar com algumas dificuldades deste algoritmo.

Esta formulação do problema do PERTEE utiliza o Modelo DC de trânsito de potências para representar a rede de transporte, e é formulado como um problema em que a função objectivo consiste em minimizar os custos de investimento na rede de transporte. Esta função objectivo é sujeita a restrições associadas ao equilíbrio de potências em cada nó, limites de trânsito de potências nos ramos e limites de produção. Esta formulação utiliza variáveis de investimento *discretas* tornando o problema num problema de programação inteira-mista. O algoritmo de solução supõe conhecida uma configuração inicial da rede, bem como as instalações de produção e a previsão de carga para o período de um ano.

Esta formulação do problema de PERTEE tem natureza combinatória, e é não convexa. Face a isto, o algoritmo de Decomposição de *Benders* apresenta as seguintes dificuldades: elevado tempo de computação devido ao grande número de iterações necessárias para atingir a convergência e possibilidade de convergência para óptimos locais devido à natureza não convexa do espaço de soluções.

Para ultrapassar estas dificuldades, os autores propuseram algumas modificações no algoritmo de Decomposição de *Benders* de forma que, em cada iteração, o subproblema de investimento procure somente uma solução possível.

O subproblema de operação consiste na resolução de um problema de programação linear que fornece os coeficientes necessários para construir as restrições relativas aos Cortes de *Benders*, que serão incluídos no subproblema de investimento.

O subproblema de investimento consiste num problema de programação inteira-mista que é resolvido através da técnica de *Branch-and-Bound* de modo a obter soluções inteiras possíveis. A eficiência da pesquisa do Método *Branch-and-Bound* é melhorada através da incorporação de limites superiores no valor da solução e prioridades para as variáveis quando se escolhe a variável a ramificar. Esta formulação permite resolver o subproblema de investimento com um grande número de variáveis inteiras e com um tempo computacional mais reduzido.

A metodologia tem as seguintes características genéricas: é *determinística*, o planeamento é considerado *estático*, somente é considerada a *condição normal de funcionamento* e as variáveis de investimento são *discretas*.

Em 1995, **M.L. Baughman** *e outros* em [Baughman_1995/A], [Baughman_1995/B] e [Siddiqi_1995] apresentaram uma metodologia designada de "Comprehensive Electrical Systems PLANning" (CESPLAN) para resolver o problema designado de Planeamento Integrado de Recursos (IRP[8]) que passa a incluir um novo recurso no planeamento da expansão do SE. A rede de transporte deixa de ser um simples acessório no IRP e passa a ser um recurso importante pelas seguintes razões: pode substituir outros recursos (por exemplo, uma rede reforçada pode reduzir a necessidade da produção próxima dos centros de consumo), pode complementar outros recursos (por exemplo, o investimento na rede de transporte pode facilitar a aquisição de energia de um sistema vizinho ou de um produtor independente) e, em ambientes competitivos, pode facilitar a competição entre vários recursos alternativos de produção de energia eléctrica ou pode evitar estrangulamentos na rede que impossibilitem relacionamentos comerciais entre produtores e consumidores elegíveis.

A formulação corresponde a um problema de programação *inteira-mista* que pode ser decomposto num problema mestre de programação inteira e num subproblema de operação não linear, mesmo quando são especificados valores para as variáveis de decisão associadas ao investimento.

A inclusão da rede de transporte no IRP origina que a formulação do problema de optimização inclua na função objectivo o custo das linhas de transporte bem como diversas restrições devidas à utilização do Modelo AC de trânsito de potências, tais como limites de trânsito de potências activa e reactiva. Estas alterações tornam o problema mais realista, mas também mais difícil de resolver, apresentando um maior tempo de computação.

O problema descrito pode ser resolvido através do algoritmo de Decomposição de *Benders* Generalizado (GBD[9]). No entanto, como o subproblema de operação é não linear podem existir dificuldades na identificação da solução óptima, mesmo considerando que os valores das variáveis de decisão associadas aos investimentos se encontram especificados.

A resolução do problema IRP envolve uma análise de sensibilidades para determinar os multiplicadores de Lagrange, que correspondem a variações dos custos de operação em relação à variação incremental dos recursos. Estes multiplicadores de Lagrange são utilizados para construir os Cortes de *Benders*. Para o cálculo de estimativas do valor esperado dos

[8] Do inglês *Integrated Resource Planning.*
[9] Do inglês *Generalized Benders Decomposition.*

custos de operação e dos valores dos multiplicadores é utilizada uma técnica de "Amostragem por Importância" devido ao grande número de configurações do sistema que têm de ser simuladas quando se estimam os efeitos da saída de serviço dos equipamentos, através do Método de Simulação de Monte Carlo.

O problema utiliza variáveis afectadas de *incerteza* do tipo *estocástico* porque nos subproblemas de operação as configurações do SE dependem de condições de produção e transporte, que são afectadas pela probabilidade de ocorrência de cada configuração. Portanto, os subproblemas de operação são independentes e podem ser resolvidos separadamente, de tal forma que as suas soluções podem ser ponderadas pelas respectivas probabilidades de ocorrência e somadas para obter o valor esperado da função do custo de operação.

As variáveis de operação do SE são contínuas, enquanto que as variáveis de decisão relacionadas com os investimentos são *discretas*.

As publicações referidas incluem ainda uma comparação entre o problema IRP utilizando o Modelo AC ou o Modelo DC de trânsito de potências [Siddiqi_1995]. Os principais efeitos da utilização do Modelo DC estão associados à redução do tempo computacional e a menores níveis de investimento em novos recursos devido à redução das perdas que, por sua vez, originam menores níveis de produção nas centrais.

No ano de 1996, **V.A. Levi** *e outros* em [Levi_1996] apresentaram uma formulação que aborda de uma forma integrada o problema de planeamento da rede de transporte e o planeamento de instalações de produção de potência reactiva. A integração destes dois aspectos é efectuada através da utilização de duas *árvores de decisão*. Uma delas permite obter os planos de expansão da rede de transporte de forma sequencial para todos os períodos do horizonte de planeamento revelando, portanto, uma abordagem *estática*. Em seguida, é utilizada uma outra árvore de decisão para determinar os investimentos em instalações de produção de potência reactiva, que serão integrados no plano de expansão da rede de transporte. Para cada período de planeamento é verificado o critério de segurança *N-1* bem como diversos índices de fiabilidade avaliados pelo Método de Simulação de Monte Carlo. Se algum destes critérios não for verificado, retorna-se ao período de planeamento em causa até que todos estes critérios sejam cumpridos.

Para resolver o problema de optimização do PERTEE são colocados à disposição do utilizador três hipóteses: algoritmo de transportes, algoritmo de programação linear e método de programação inteira-mista. As duas primeiras correspondem a problemas lineares e utilizam variáveis de investimento contínuas. No entanto, a primeira é mais simples mas menos exacta, pois utiliza o Modelo de Transporte reflectindo apenas a 1ª lei de *Kirchoff*,

enquanto que a segunda utiliza o Modelo DC. A terceira hipótese utiliza variáveis de investimento inteiras, considera o Modelo DC e usa o algoritmo de *Branch-and-Bound* para identificar o plano de expansão.

A resolução do problema de planeamento de instalações de produção de potência reactiva utiliza um algoritmo de programação não linear, com uma função objectivo correspondente à minimização dos custos de investimento em bancos de capacidades e de indutâncias série, em que as funções matemáticas associadas a estes custos são quadráticas. As restrições incluem as equações do Modelo AC do trânsito de potências, os limites das tensões nodais, os valores das tomadas dos transformadores e os limites de produção de potência activa e reactiva. Este problema é resolvido através de um algoritmo de Programação Sequencial Quadrática.

Na parte respeitante ao planeamento de instalações de produção de potência reactiva, a metodologia desenvolvida considera *incerteza* de natureza estocástica porque os consumos são representados por um diagrama de cargas com diferentes níveis que estão afectados por uma probabilidade de ocorrência.

No ano de 2001, **S. Haffner** *e outros* em [Haffner_2001] descrevem uma metodologia baseada num *problema de programação inteira* que permite obter a solução de expansão para todo o horizonte de planeamento através da aplicação do algoritmo de *Branch-and-Bound* especializado.

A metodologia utiliza uma formulação semelhante à apresentada por L.L. Garver em [Garver_1970], e que consiste em representar a rede de transporte através do Modelo de Transportes reflectindo a 1ª lei de *Kirchoff*. Durante a aplicação do algoritmo de *Branch-and-Bound* especializado executam-se diversos problemas consoante as possíveis alternativas de investimento. Em cada um destes problemas a condição de integralidade das variáveis de investimento é relaxada obtendo-se um problema de programação linear que, resolvido permite obter a solução óptima de investimento. No final, é realizada uma aproximação das variáveis de investimento contínuas para o valor inteiro seguinte.

A especialização deste algoritmo deve-se à existência de um controlo de selecção das alternativas de investimento de modo reduzir o número de alternativas a analisar e à utilização de restrições para diminuir a diferença entre a solução óptima obtida com o problema de programação inteira e a obtida com o problema de programação linear devido ao relaxamento das variáveis de investimento.

A metodologia executa um planeamento *dinâmico*, pois engloba vários períodos anuais, é *determinística* e apenas considera as *condições normais de funcionamento* do SE.

4.4.2.1.4 – Programação Dinâmica

A programação dinâmica é uma metodologia de resolução do problema de planeamento que permite responder adequadamente a um dos aspectos fundamentais do problema, que consiste na realização de um planeamento dinâmico. Isto significa, determinar que investimentos realizar e onde e quando investir durante o horizonte de planeamento. Em diversas aplicações é utilizado o algoritmo de *Branch-and-Bound*, considerando vários subproblemas de optimização correspondentes aos vários períodos em que normalmente é discretizado o horizonte de planeamento. No entanto, é possível utilizar um algoritmo que considere o problema global de uma forma dinâmica. Esta abordagem ao problema de planeamento torna-se muito pesada computacionalmente, pelo que alguns autores sugerem a utilização de heurísticas para ultrapassar este problema [Binato_1995].

Em 1982, **A.P. Meliopoulos** *e outros* em [Meliopoulos_1982], propuseram uma metodologia que, de certa forma, é análoga à metodologia proposta por S.T.Y. Lee *e outros* [Lee_1977] em 1977. Existem, no entanto, importantes alterações, tais como a natureza *dinâmica* do processo de planeamento e a criação de um processo automático que permite gerar um conjunto de planos alternativos para cada período de planeamento de forma a diminuir o esforço computacional.

A formulação referida consiste num problema de optimização dinâmico não linear que é resolvido através do algoritmo de *Branch-and-Bound.* O problema de optimização apresenta uma função objectivo que pretende minimizar o custo total da rede de transporte (custo de expansão resultante da adição de linhas de transporte e custos de exploração correspondentes ao custo das perdas nas linhas e às penalidades devidas a PNS). Para além de gerar um plano de expansão óptimo, o algoritmo tem a particularidade de criar um conjunto de planos de expansão alternativos. A rede de transporte pode ser representada pelo Modelo DC ou AC de trânsito de potências.

O planeamento tem um carácter *dinâmico*, de tal modo que para cada período do horizonte de planeamento o algoritmo enumera um conjunto de planos de expansão alternativos. O algoritmo de *Branch-and-Bound* selecciona o plano de expansão óptimo por período, sendo em seguida calculado o custo total associado ao plano já identificado desde o início até este período. Se este custo for maior que o custo do melhor plano de expansão até então obtido, o processo regressa ao período anterior para seleccionar outro plano alternativo. Caso contrário, o plano de expansão é aceite e passa-se ao período seguinte. Este procedimento é executado de forma progressiva até se atingir o horizonte de planeamento.

A metodologia utilizada é *determinística* porque, para o horizonte de planeamento em causa, se supõe conhecida a configuração inicial da rede e, para cada período do planeamento, são especificados os valores da potência de ponta em cada barramento, o factor de aumento do consumo, as características dos grupos produtores a instalar e os custos e percursos viáveis para instalar linhas de transporte.

O planeamento da rede de transporte é sujeito às condições normais de funcionamento bem como à simulação de contingências de primeira ordem. Com base nos resultados obtidos são ajustadas as restrições do problema de optimização relativas à segurança e fiabilidade.

Finalmente, as variáveis representativas das decisões de investimento nas linhas de transporte são *discretas*.

4.4.2.2 – Heurísticas

4.4.2.2.1 – Aspectos gerais

A utilização de metodologias baseadas em algoritmos de programação linear e não linear apresenta algumas limitações na resolução dos problemas de PERTEE, pelas seguintes razões:

- Os problemas de PERTEE têm grande dimensão, exigindo um grande esforço computacional;
- Pode ocorrer a convergência para óptimos locais;
- Quando se utilizam variáveis de investimento inteiras, o problema de PERTEE apresenta natureza combinatória, dificultando ou impossibilitando a utilização das metodologias referidas a menos que se realizem diversas aproximações.

Por isto, muitos investigadores têm optado pela utilização de metodologias baseadas em heurísticas principalmente para reduzir o esforço computacional, mas também de forma a considerar variáveis de investimento inteiras, lidar com problemas de natureza combinatória e evitar a convergência para óptimos locais. Um dos inconvenientes decorrentes da utilização de heurísticas deve-se ao facto de poder não haver a certeza de a solução identificada corresponder ou não à solução óptima do problema. Assinala-se, no entanto, que o problema em análise é muito complexo pelo que, com frequência, poderá ser satisfatório para o decisor ou o planeador a identificação de soluções de boa qualidade, ou que não possam ser melhoradas com facilidade.

Por consulta da literatura existente sobre o PERTEE, as heurísticas podem corresponder à utilização de Índices de Mérito de Projectos para seleccionar os melhores planos de expansão, bem como metaheurísticas, entre as quais se destacam, os Algoritmos

BIBLIOTECA FE.

Genéticos, o *Simulated Annealing*, o *Tabu Search* e o GRASP. As metaheurísticas correspondem a processos de pesquisa local enriquecidos com mecanismos que pretendem evitar a convergência para óptimos locais.

4.4.2.2.2 – Índices de Mérito de Projectos

As metodologias que utilizam heurísticas baseadas em Índices de Mérito para seleccionar os investimentos a realizar durante o horizonte de planeamento revelam-se eficazes na redução do esforço computacional. No entanto, raramente conseguem obter boas soluções para o problema de optimização, visto que não analisam um conjunto de alternativas de expansão suficientemente alargado que representem de forma adequada o espaço de soluções admissíveis, pelo que pode haver tendência para convergir para óptimos locais. Por outro lado, em geral não é utilizada uma variedade de critérios de avaliação que representem adequadamente a realidade.

A literatura sobre este tipo de metodologias revela que a maior parte delas utiliza como índice de mérito o conceito de *Trade-off* ou relação Custo/Benefício (referido no ponto *4.2.3* deste capítulo) para seleccionar o investimento realizar, [Serna_1978], [Monticelli_1982], [Morozowski_1990] e [Barros_2002]. Em menor número utilizam como índice de mérito critérios associados à adição ou remoção de novos equipamentos, como é o caso da metodologia descrita em [El-Sobki_1986].

Neste âmbito, em 1978, **C. Serna** *e outros* em [Serna_1978] apresentaram uma metodologia que integra dois sub-modelos, que são utilizados iterativamente para seleccionar os investimentos a realizar.

O sub-modelo 1 simula o estado da rede e utiliza o algoritmo de transportes de Ford-Fulkerson para calcular os trânsitos de potência na rede e os cortes de carga devido às limitações da rede de transporte.

O sub-modelo 2 utiliza uma técnica de pesquisa para identificar a linha que se deverá adicionar à rede de transporte. Para este efeito, é calculado o índice *RU* para cada nova linha. A linha com maior índice *RU* positivo será aquela que se adiciona à rede de transporte. O índice *RU* é calculado utilizando (4.56).

$$RU = \frac{Custo\ de\ Redução\ \ da\ Perda\ de\ Energia}{Custo\ da\ linha} - 1 \tag{4.56}$$

Estes dois sub-modelos são repetidamente executados duma forma iterativa até todos os índices *RU* serem negativos.

Esta metodologia foi desenvolvida para ser aplicada à rede subterrânea de 230 [kV] da Área Metropolitana da Cidade do México, obtendo-se planos de expansão de forma sequencial para cada ano do horizonte a analisar. Por esta razão, este modelo corresponde a uma metodologia *estática* de planeamento.

Em 1982, **A. Monticelli** *e outros* em [Monticelli_1982], propuseram a utilização de uma ferramenta interactiva que inclui o cálculo de um índice de mérito designado de Critério do Menor Esforço.

A metodologia apresentada utiliza o Modelo DC de trânsito de potências e selecciona os ramos a incluir na rede de transporte através da verificação dos ramos que estão em sobrecarga e da realização de uma análise de contingências. O planeamento realizado é *estático*, porque o horizonte de planeamento é dividido em períodos anuais sendo aplicada a metodologia referida para cada um desses períodos.

A metodologia consiste num algoritmo interactivo que se desenvolve em duas fases:

Fase 1 – Determina os reforços da rede de transporte através de uma análise custo/benefício baseada no Critério de Menor Esforço. Para este efeito, é utilizado o Modelo DC de trânsito de potências para identificar se existem sobrecargas e se todos os nós com potência injectada não nula se encontram ligados à rede. Caso existam sobrecargas ou nós por ligar, serão seleccionados ramos correspondentes a possíveis reforços com base no Critério do Menor Esforço. Para este efeito, para cada um dos ramos possíveis é calculado o valor de *Trade-off* entre o custo de investimento e a redução do valor da sobrecarga. É seleccionado o ramo associado ao menor valor de custo/benefício para adicionar à rede. Na rede de transporte final, alguns dos ramos adicionados podem encontrar-se pouco carregados podendo colocar-se a hipótese da sua remoção. Para tal, os ramos devem ser classificados de forma decrescente considerando o *Trade-off* entre o custo de investimento e o trânsito de potências eliminando-se aqueles que não provoquem sobrecargas nem a existência de nós não ligados ao resto da rede;

Fase 2 – O reforço da rede de transporte inclui ainda a verificação do critério de segurança *N-1*, simulando contingências de 1ª ordem previamente definidas. Identificadas as contingências que ocasionam sobrecargas, aplicam-se novamente os procedimentos inerentes à Fase 1 para determinar os ramos que se devem adicionar.

O algoritmo termina quando não houver sobrecargas em ramos e não houver nós com potência injectada não nula desligados da rede.

Os autores referem que esta metodologia permite identificar boas soluções para o reforço da rede de transporte sem exigir um grande esforço computacional. No entanto, não se garante a identificação da solução óptima pois tal só poderia ser conseguido se fosse conduzida uma pesquisa exaustiva do espaço de soluções.

A metodologia tem carácter *determinístico*, as variáveis de investimento são *discretas* e são seleccionados os reforços da rede de transporte considerando as *condições normais e de contingência* do funcionamento do SE.

Em 1986, **S.M. El-Sobki** *e outros* em [El-Sobki_1986], apresentaram uma metodologia de natureza *heurística* que se desenvolve em três fases que se detalham em seguida:

Fase 1 – Nesta fase define-se a configuração inicial da rede de transporte e todas as possíveis ligações entre nós. Para cada par de nós é definido o número máximo de circuitos que será possível instalar dependendo da ligação e do tipo de linha;

Fase 2 – É utilizada uma heurística que consiste num processo iterativo em que se remove o pior conjunto de linhas, utilizando um critério baseado no custo por unidade da potência transmitida. Assim, a linha removida é aquela que tiver o custo por unidade de potência transmitida mais elevado. O processo iterativo termina quando não existir nenhuma ligação por efectuar nem existir qualquer linha em sobrecarga. Nesta fase obtém-se uma boa configuração para a expansão da rede de transporte;

Fase 3 – Nesta fase realiza-se uma análise de contingências, admitindo que a rede identificada deve suportar contingências de 1ª ordem. No entanto, o método pode ainda ser estendido à saída de serviço de várias linhas. O método inicia-se com a rede de transporte identificada na Fase 2, testando-se a saída de serviço de uma linha de cada vez para verificar se ocorrem sobrecargas. Se tal ocorrer, são identificadas as linhas que podem ser usadas para reforçar a rede, sendo seleccionada a linha com menor custo. O processo termina quando todas as contingências tiverem sido testadas e não ocorrer sobrecarga para qualquer delas.

A metodologia descrita tem carácter *estático*, é *determinística*, são consideradas *várias condições* de funcionamento (em regime normal e em situação de contingência) e as variáveis de investimento são *discretas*.

Em 1990, **M. Morozowski** *e outros* em [Morozowski_1990] descrevem uma metodologia para determinar duma forma escalonada possíveis adiamentos de investimentos

através do cálculo de um índice custo/benefício. Uma metodologia deste tipo pode ser útil quando o montante disponível para investimentos for reduzido.

Para cada investimento que se admite adiar, o índice de mérito utilizado corresponde ao quociente entre o custo correspondente à deterioração das condições de exploração se o investimento for adiado e o benefício associado ao alívio financeiro obtido com esse adiamento.

O cálculo do custo e do benefício referido é realizado para cada adiamento de um determinado investimento. Neste sentido, é resolvido um problema em que se minimiza o corte de carga sujeito às condições de exploração do SE verificando as condições de segurança bem como as restrições relativas a limites nos ramos. As condições de operação da rede de transporte são representadas pelo Modelo DC ou AC.

Em 2002, **J.R.P. Barros** *e outros* em [Barros_2002], descrevem uma metodologia de optimização que determina uma sequência de adição de reforços à rede de transporte baseada num índice de mérito com carácter económico. Para este efeito, são construídas várias alternativas de expansão da rede de transporte, das quais sairá a solução para o problema de planeamento da rede de transporte.

Na publicação referida os autores apresentam duas alternativas para cálculo do índice de mérito. Numa delas é utilizado como indicador de mérito o *Trade-off* entre o custo de investimento e a fiabilidade e na outra é calculado o *Trade-off* entre o custo de investimento e a tarifa de fiabilidade (ou custo de interrupção). Estes estudos destinam-se a averiguar a compatibilidade do uso da tarifa de fiabilidade no problema de planeamento.

Devido ao facto de os critérios custo de investimento e índice de fiabilidade ou tarifa de fiabilidade serem conflituosos, é formulado um problema multicritério para identificar as soluções óptimas de Pareto ou eficientes correspondentes a possíveis alternativas de expansão da rede de transporte, bem como metodologias de apoio à decisão para seleccionar uma dessas soluções eficientes.

Esta metodologia determina sequências eficientes de adição de reforços na rede de transporte para um horizonte de planeamento de longo prazo para níveis de evolução da carga e consumo especificados para cada período. Utiliza como critérios o custo de investimento, as perdas activas, a energia não fornecida e a tarifa de fiabilidade. É realizado um planeamento *dinâmico*, considerando *várias condições* de funcionamento e as variáveis de investimento são *discretas*. A metodologia utiliza as probabilidades de disponibilidade dos componentes do SE para determinar a fiabilidade do sistema, sendo *determinísticos* todos os outros dados do problema, por exemplo as potências de carga.

4.4.2.2.3 – Metaheurísticas

As metaheurísticas mais utilizadas no PERTEE são os Algoritmos Genéticos, *Simulated Annealing*, *Tabu Search* e o *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure* (GRASP). A sua aplicação deve-se à natureza combinatória do problema de planeamento da rede de transporte que advém do facto das variáveis de investimento serem discretas, de tal modo que pode existir um número bastante elevado de alternativas de expansão. Esta natureza combinatória dificulta a resolução do problema de planeamento através de algoritmos de programação. Assim, a utilização das metaheurísticas é vantajosa nesses aspectos, embora não se garanta a identificação da solução óptima. No entanto, em geral consegue-se identificar soluções de boa qualidade, já que as metaheurísticas têm mecanismos que permitem evitar a convergência para óptimos locais.

Da literatura analisada salientam-se os seguintes artigos:

- Aplicação de Algoritmos Genéticos: [Rudnick_1996] e [Luiz da Silva_2000];
- Aplicação do *Simulated Annealing*: [Romero_1996], [Gallego_1997] e [Braga_2003];
- Aplicação do *Tabu Search*: [Luiz da Silva_2001] e [Mori_2001];
- Aplicação do GRASP: [Binato_2001].

Aplicação de Algoritmos Genéticos

Em 1996, **H. Rudnick** *e outros* em [Rudnick_1996] descreveram uma metodologia para resolver o planeamento *dinâmico* da expansão da rede de transporte utilizando Algoritmos Genéticos com o propósito de identificar uma rede de transporte economicamente adaptada num ambiente reestruturado de livre acesso.

Num ambiente reestruturado, a expansão da rede de transporte não pode ser separada da tarifação do uso da rede. Este aspecto é crucial já que alguns investimentos podem ser do interesse de um agente, produtor ou consumidor, enquanto que o mesmo investimento pode representar apenas uma sobrecarga tarifária para outros. Por esta razão, os possíveis investimentos devem ser mais cuidadosamente justificados do ponto de vista económico. Assim, o planeamento do sector de transporte num ambiente competitivo é um problema mais complexo que no ambiente verticalmente integrado tradicional.

Num SE reestruturado em que se permite o livre acesso à rede de transporte, os autores apresentam a formulação de um problema de optimização para um horizonte de tempo constituído por *np* períodos, que se detalha em seguida.

$$\text{Min } f = \sum_{p=1}^{np}\left[CI_p + \sum_{k=1}^{n}\left(Cg_{pk} + C_{ENS_{pk}}\right)\right] \tag{4.57}$$

Sujeita a :

- *um plano indicativo de investimento da produção;*
- *custos operacionais da produção;*
- *crescimento estimado da carga e distribuição;*
- *trajectos possíveis prédefinidos para a rede de transporte.*

Nesta formulação:

np – Número de períodos em que o horizonte de planeamento foi dividido;

n – Número de nós;

CI_p – Investimento anual na rede de transporte e em subestações;

Cg_{pk} – Custo variável anual da produção;

C_{ENSpk} – Custo anual da energia não fornecida.

A optimização é realizada seleccionando decisões de investimento na rede de transporte. Para este efeito e para cada corredor da rede, é seleccionada uma das várias alternativas de investimento *discretas* e um dos vários períodos de tempo. O problema avalia então os custos de exploração e investimento de modo a caracterizar completamente esta solução. A metodologia de optimização utilizada é um Algoritmo Genético, cujos aspectos essenciais se encontram detalhados no ***Anexo A***.

No desenvolvimento do algoritmo desta metaheurística aplicada ao problema de planeamento da expansão da rede de transporte, cada *indivíduo* corresponde a um plano de expansão. Sendo utilizados dois conjuntos de variáveis para construir os indivíduos:

- Alternativa de investimento na rede de transporte para cada trajecto definido;
- Encargo anual associado a um dado investimento na rede de transporte.

Cada *população* corresponde a um conjunto de planos de expansão, enquanto que a *função de adaptação* utilizada corresponde à soma dos investimentos na rede de transporte e em subestações, a que se adicionam os custos de exploração que reflectem, nomeadamente, o custo decorrente da ENS.

No processo de *cruzamento* realizam-se trocas de alguns componentes dos planos de expansão de uma população e no processo de *mutação* modificam-se alguns planos de expansão, ou seja, novas linhas são adicionadas ou tempos de entrada em serviço são alterados.

A metodologia utilizada integra dados afectados de *incerteza* de natureza *estocástica*, pode utilizar o Modelo AC de trânsito de potências ou o Modelo DC com cálculo aproximado

das perdas activas, considera *várias condições* de funcionamento do sistema e permite utilizar outros critérios de avaliação relacionados, por exemplo, com a estabilidade.

Em 2000, **E. Luiz da Silva** *e outros* em [Luiz da Silva_2000], descrevem uma metodologia designada de *Improved Genetic Algorithm* (IGA) para resolver o problema do PERTEE. A metodologia IGA baseia-se num Algoritmo Genético clássico que foi referido a propósito da publicação anterior e que será resumidamente apresentado no ***Anexo A*** desta Dissertação. Inclui, no entanto, modificações em algumas das suas características de modo a melhorar o seu desempenho quando aplicado ao problema do planeamento da rede de transporte. Esses melhoramentos consistem nos aspectos seguintes:

- Cada possível solução do problema de planeamento da rede de transporte ou plano de expansão é codificado por um *indivíduo*, que é constituído por vários *genes* e cada *gene* é constituído por um determinado número de *alelos*. Nesta aplicação, os *genes* poderiam estar associados a corredores de linhas e os *alelos* indicariam o número de linhas a instalar num dado corredor. A título de exemplo, a figura 4.5 ilustra uma codificação deste tipo;
- A função de adaptação é composta por dois termos reflectindo, custos de investimento e custo de corte de carga;
- A fase de Selecção é realizada através de um dos mecanismos seguintes: *Remainder Stochastic Sampling without Replacement* ou Selecção por Torneio;
- Os mecanismos de Cruzamento utilizados correspondem ao sorteio de um ponto de cruzamento, de dois pontos de cruzamento ou à duplicação dum *indivíduo*;
- O mecanismo de Mutação é implementado através da metaheurística *Simulated Annealing* que se destina a seleccionar os melhores *indivíduos* após a aplicação de uma regra probabilística de obtenção dos *genes* que serão alvo de mutação;
- A construção da população inicial utiliza um algoritmo de programação linear que integra variáveis de investimento contínuas que depois serão aproximadas para o valor inteiro seguinte. Desta forma, obtêm-se soluções iniciais que terão já alguma qualidade, de modo a agilizar o processo iterativo.

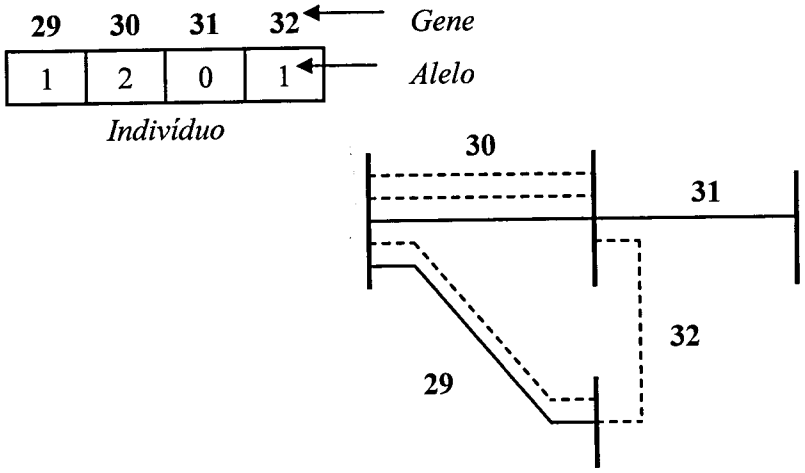


Figura 4.5 – Exemplo do código genético de um *indivíduo* da população.

A metodologia apresentada neste trabalho pode caracterizar-se por ser uma abordagem *determinística*, realizando um planeamento *estático*, somente para as *condições normais de funcionamento* e utilizando variáveis de investimento *discretas*. A rede é representada pelo Modelo DC de trânsito de potências em que se consideram as perdas activas nos ramos.

Aplicação da metaheurística Simulated Annealing

No ano de 1996, **R. Romero** *e outros* no artigo [Romero_1996] apresentaram uma nova abordagem ao PERTEE que utiliza a metaheurística *Simulated Annealing* para lidar com a complexidade e a natureza combinatória do problema.

A metaheurística *Simulated Annealing* é um processo de pesquisa utilizado para seleccionar o plano de expansão de uma rede de transporte permitindo tratar duma forma simples problemas de grande complexidade, e ultrapassando algumas dificuldades deste tipo de problemas, tais como: dimensão das redes de transporte, natureza combinatória do problema originando um grande número de planos de expansão alternativos a serem analisados e possibilidade de convergência para óptimos locais.

O problema de PERTEE detalhado neste trabalho é *estático*, e é resolvido para uma configuração da rede supondo conhecidas as potências de ponta para o próximo ano (para além de outros dados, tais como os limites de operação da rede, custos, e restrições de investimento). O problema pretende determinar onde e quais os novos equipamentos a instalar.

O algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* é uma *heurística* que realiza uma pesquisa num espaço de soluções constituído por um conjunto finito de configurações da rede de transporte, usualmente em grande número, e utiliza uma função de avaliação que permite

caracterizar a adequação de cada configuração. Partindo de uma configuração inicial, o algoritmo identifica uma nova configuração na vizinhança da anterior através de um mecanismo de sorteio. A aceitação de novas configurações é baseada no valor da função avaliação: configurações associadas a menores custos são sempre aceites, enquanto que configurações com maiores custos podem ser aceites com uma determinada probabilidade. A possibilidade de aceitar configurações com maiores custos permite introduzir diversidade no processo de pesquisa de modo a evitar a convergência para mínimos locais.

O algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* utilizado neste trabalho corresponde ao algoritmo clássico tal como é apresentado no ***Anexo A*** desta Dissertação, diferenciando-se somente pelo mecanismo de transição entre estados. O mecanismo de transição entre estados utilizado foi implementado da seguinte forma:

- *Adicionar* um novo circuito – um circuito candidato é escolhido arbitrariamente e a variável do respectivo estado é aumentada de 1;
- *Trocar* dois circuitos – dois circuitos candidatos são escolhidos arbitrariamente, sendo a variável de estado de um deles aumentada de 1 e a variável de estado do outro reduzida de 1;
- *Remover* um circuito – um circuito da configuração corrente é escolhido arbitrariamente e a sua variável de estado é reduzida de 1.

Este mecanismo pode ser utilizado em duas sequências diferentes: adicionar–trocar–remover ou remover–trocar–adicionar. A primeira sequência é mais adequada para os estádios mais recentes do processo de expansão, enquanto que a segunda é aplicada aos últimos estádios.

No entanto, em algumas aplicações práticas, o PERTEE pode envolver mais do que o simples reforço da rede existente, visto que podem também ocorrer as seguintes situações:

- A adição de uma nova carga, ou de um novo centro produtor ou de um barramento, pode fazer com que tenha de ser construída uma nova área da rede;
- A simples adição de um ou dois circuitos não garante que a rede resultante esteja totalmente interligada;
- A adição de um circuito entre alguns pares de nós pode vir a tornar-se ineficaz dado que este circuito pode ligar dois nós isolados. Nestas condições, não há qualquer benefício no que diz respeito à redução do corte de carga.

Para ultrapassar os pontos atrás referidos é utilizada uma técnica que permite gerar ligações alternativas designada de Mecanismo de Transição Modificado. Este técnica não permitirá que qualquer configuração obtida pela sequência adicionar–trocar–remover produza

investimentos ineficazes, porque se pode investir em circuitos simples e também em circuitos alternativos ou em conjuntos de investimentos.

A metodologia descrita tem essencialmente as seguintes características: é *determinística*, o planeamento é *estático*, é utilizada somente *a condição normal de funcionamento* e as variáveis de investimento são *discretas*.

Em 1997, **R.A. Gallego** *e outros* em [Gallego_1997], apresentaram uma metodologia que vem na sequência do trabalho desenvolvido em [Romero_1996], e que consiste na paralelização do algoritmo *Simulated Annealing*. Para este efeito, é construída uma arquitectura paralela de processadores ligados a um computador central, de forma a reduzir o esforço computacional exigido pelo algoritmo do *Simulated Annealing* aplicado ao PERTEE. Por outro lado, é também possível obter soluções de expansão da rede de transporte de melhor qualidade dado que é analisado um maior número de soluções.

A paralelização do algoritmo *Simulated Annealing* é realizada através da utilização de *npr* processadores em paralelo, de modo que o esforço computacional é dividido. Assim, cada processador analisa *Npl/npr* planos do total de *Npl* planos alternativos. Para que se mantenham as características do algoritmo *Simulated Annealing*, para cada nível de temperatura um processador central recebe informação relativa às melhores soluções identificadas por todos os processadores ($pr = 1, \ldots, npr$) de modo a seleccionar a melhor delas.

Em 2003, **A.S. Braga** *e outros* em [Braga_2003] apresentaram uma metodologia para resolver o PERTEE baseada na metaheurística *Simulated Annealing*. Esta metodologia faz parte dos trabalhos desenvolvidos no âmbito da preparação desta Tese de Doutoramento e é detalhada no ***Capítulo V***. De uma forma geral, esta metodologia apresenta as seguintes características: permite incluir *incertezas* a diversos níveis, o planeamento é *dinâmico*, considera *a condição de funcionamento normal* e as variáveis de investimento são *discretas*. Utiliza-se o Modelo DC de trânsito de potências incluindo um cálculo aproximado das perdas activas.

Aplicação da metaheurística Tabu Search

Em 2001, **E. Luiz da Silva** *e outros* em [Luiz da Silva_2001], apresentaram uma metodologia de resolução baseada na metaheurística *Tabu Search*. A metodologia permite resolver um problema *estático* que é formulado através de um problema de optimização

inteiro-mista, que apresenta como função objectivo a minimização dos custos de investimento e dos custos de corte de carga. Esta função objectivo é sujeita às restrições constituídas pelas equações do Modelo DC de trânsito de potências, equação de equilíbrio de potências, limites de trânsito de potências nos ramos, limites de produção dos geradores, limites de corte de carga nos nós de carga e limites do número de ramos por corredor. A solução obtida corresponde a um vector de novas linhas a incluir na rede de transporte.

A metodologia de resolução baseada na metaheurística *Tabu Search* desenvolve-se através das seguintes fases:

Fase 1 – Identificar um plano de investimentos correspondente à solução inicial;

Fase 2 – Avaliar o plano de investimentos inicial através do cálculo dos custos de investimento e dos custos do corte de carga. Os custos de investimento correspondem aos custos das novas instalações incluídas no plano de investimentos, enquanto que os custos do corte de carga são obtidos através da resolução de um problema de programação linear;

Fase 3 – Obter uma solução vizinha da solução corrente. Esta solução vizinha é seleccionada de entre todas as soluções vizinhas da solução corrente. A vizinhança é constituída por todas as soluções que difiram da solução corrente em mais ou menos uma linha. Visto ser oneroso avaliar todas as soluções vizinhas através de um problema de programação linear, os autores utilizam índices de sensibilidade para efectuar a escolha da solução vizinha a analisar;

Fase 4 – É criada uma Lista *Tabu* para impedir que o algoritmo entre num ciclo ou para evitar o investimento num grande número de ramos paralelos. A Lista *Tabu* funciona como uma memória que guarda todos os investimentos realizados. Os elementos da lista só serão dela removidos ou novamente seleccionados se for satisfeito um critério de aspiração, ou seja, se permitirem melhorar o desempenho da rede de transporte;

Fase 5 – Nesta fase designada de Expansão, o melhor plano de investimentos obtido na Fase 3 é adicionado à rede de transporte. Esta fase é sucessivamente executada até se identificar uma configuração da rede admissível, isto é, que não apresente sobrecargas. Obtida a configuração da rede de transporte final podem-se remover alguns dos ramos que se revelem supérfluos, ou seja, que uma vez removidos permitam que a rede continue a ser explorada sem sobrecargas. Desta forma, obtém-se um plano de investimentos admissível e consistente para a rede de transporte;

Fase 6 – Na fase de Intensificação realiza-se a troca de dois ou mais ramos, sendo um removido e o outro adicionado. Para este efeito, são utilizados índices de sensibilidade e são executados dois procedimentos. O primeiro procedimento permite somente movimentos para soluções de menor custo de investimento, enquanto que o segundo procedimento permite o movimento para soluções mais caras, de modo a evitar óptimos locais. O segundo procedimento só será adoptado se a solução obtida se encontrar abaixo dum valor máximo tolerado para o custo do investimento;

Fase 7 – Na fase de Diversificação pretende-se procurar soluções noutras regiões do espaço de soluções. Esta nova região de possíveis soluções será novamente utilizada nas fases de Expansão e de Intensificação já referidas;

Fase 8 – O Critério de Paragem do algoritmo *Tabu Search* adoptado corresponde à realização de um número máximo de fases de Diversificação.

Esta metodologia apresenta as seguintes características: tem carácter *determinístico*, utiliza somente as *condições normais de funcionamento* e as variáveis de investimento são *discretas*.

Em 2001, **H. Mori** *e outros* em [Mori_2001] apresentaram uma metodologia designada de *Tabu Search* Paralelo, baseada na metaheurística *Tabu Search*, mas que utiliza um Processamento Paralelo para implementar o algoritmo. Esta metodologia inclui as duas estratégias seguintes: divisão da vizinhança em subvizinhanças e utilização de múltiplos comprimentos da Lista *Tabu*, de modo a melhorar a velocidade de cálculo computacional e a obter soluções de melhor qualidade.

Na primeira estratégia, a vizinhança de cada solução corrente é decomposta em várias subvizinhanças e para cada subvizinhança determina-se, de forma independente, a melhor solução vizinha. Por fim, determina-se a melhor de entre as melhores soluções vizinhas das subvizinhanças. A procura da melhor solução vizinha para todas as subvizinhanças pode ser realizada através da utilização de vários processadores colocados em paralelo, de modo a diminuir o esforço computacional. Na segunda estratégia consideram-se múltiplos comprimentos da Lista *Tabu* de modo a efectuar a procura de soluções em diferentes direcções do espaço de soluções. Pretende-se assim aumentar a diversidade de soluções a analisar, viabilizando a identificação de melhores soluções.

Aplicação da metaheurística GRASP

Em 2001, **S. Binato** *e outros* em [Binato_2001], apresentaram uma metodologia baseada na heurística GRASP que se mostra adequada para ser aplicada na resolução de problemas de natureza combinatória permitindo evitar a convergência para óptimos locais.

Em cada iteração desta heurística são executadas duas fases: a fase de Construção e a fase de Procura.

Na fase de Construção utiliza-se uma técnica de amostragem, em que uma solução é seleccionada de entre uma lista de candidatas e é avaliada através de uma função "*greedy*", obtida por intermédio da resolução de um problema de programação linear. Este problema é constituído por uma função objectivo destinada a minimizar os custos de investimento e os custos do corte de carga sujeita a restrições de exploração (equações do Modelo DC de trânsito de potências, equação de equilíbrio de potências, limites nos ramos e nos geradores) e a limites de investimento. A função "*greedy*" avalia o benefício da adição de um equipamento à rede de transporte corrente.

A fase de Procura parte da solução obtida na fase anterior e procura um óptimo local na vizinhança dessa solução. A avaliação é feita também com a utilização do problema de programação linear atrás referido.

A solução final obtida corresponde à melhor solução de todas as configurações analisadas não havendo, no entanto, a certeza de se tratar da solução óptima global. A solução final será aquela que mais beneficia a rede de transporte, em termos de garantir a obtenção do menor valor da função objectivo do problema de programação linear verificando todas as restrições.

Este algoritmo pode ser agilizado utilizando um processamento paralelo, em que são utilizados vários processadores para analisar soluções no processo de amostragem. A informação de cada solução analisada é enviada para um processador central, de modo a identificar a melhor solução.

O planeamento realizado é *estático*, pois o plano de expansão global da rede de transporte para o horizonte de planeamento consiste numa combinação dos planos de expansão obtidos para cada período anual do horizonte de planeamento. A metodologia é *determinística*, somente simula as condições normais de funcionamento e utiliza variáveis de investimento *discretas*.

4.4.2.2.4 – Outras Heurísticas

Em 1989, **A. Seifu** *e outros* em [Seifu_1989], apresentaram uma abordagem ao PERTEE, que consiste numa *heurística* que integra uma análise de contingências.

A metodologia heurística utiliza o Modelo DC de trânsito de potências para verificar se há sobrecargas na rede de transporte analisando-se muitas alternativas de modo a identificar as linhas associadas aos menores custos de investimento a adicionar à rede. A metodologia desenvolve-se através dos seguintes passos:

1) Identificar a rede de transporte com menor custo, sem linhas fora de serviço;
2) Seleccionar um cenário de adição de linhas;
3) Identificar os percursos em que a saída de serviço de uma linha por avaria (critério de segurança *N-1*) não corresponde a uma das linhas adicionadas;
4) Para cada percurso identificado no ponto anterior, verificar se a rede de transporte é segura. Assim, se para um dos percursos identificados a rede for insegura, eliminar o cenário de adição de linhas seleccionado, e voltar ao passo 2, para seleccionar outro cenário de adição de linhas. Se, para todos os estados de avaria, a rede for segura, então guardar as linhas adicionadas em cada percurso e os seus custos;
5) Para todas as linhas adicionadas identificadas no passo anterior e que garantam segurança da rede, seleccionar aquelas que estão associadas ao menor custo de investimento.

Esta metodologia pode ser aplicada a grandes sistemas de energia, mas para tal é necessário efectuar pré-procedimentos de modo a reduzir o tempo computacional na análise de contingências e utilizar o algoritmo de *Branch-and-Bound* para testar configurações redundantes.

Esta metodologia apresenta as seguintes características: tem carácter *determinístico*, o planeamento é *estático*, considera *várias condições de funcionamento* e utiliza variáveis de investimento *discretas*.

Em 1994, **G. Latorre-Bayona** *e outros* em [Latorre-Bayona_1994] na sequência do desenvolvimento do modelo PERLA apresentado em [Latorre-Bayona_1991], apresentaram uma nova metodologia designada de CHOPIN (*Código Heurístico Orientado ao Planeamento INteractivo*) com substanciais melhorias. A metodologia CHOPIN realiza o PERTEE a longo prazo e corresponde a um problema de optimização que realiza um planeamento *estático* para cada período de um ano do horizonte do planeamento, com o objectivo de minimizar o custo anual de fornecimento de electricidade. Este custo corresponde ao somatório do custo anual de investimento na rede de transporte, do custo de exploração e do custo de fiabilidade. Esta

metodologia apresenta uma decomposição do problema num subproblema de exploração que é resolvido através de *algoritmos de programação*, e num subproblema de procura dos planos de expansão que é resolvido utilizando uma *heurística.*

Tal como na metodologia PERLA, o planeamento utiliza *incertezas* de tipo *estocástico* porque as cargas, as condições de hidraulicidade e a disponibilidade dos equipamentos são tratados por modelos probabilísticos.

A rede de transporte de energia eléctrica pode ser representada pelo Modelo DC de trânsito de potências, pelo Modelo de Transporte ou por dois modelos híbridos. No primeiro modelo híbrido, a 1ª lei de *Kirchoff* tem de ser satisfeita em cada barramento, mas a 2ª lei de *Kirchoff* tem de ser satisfeita somente para as linhas existentes e não para os novos investimentos. O segundo modelo híbrido acrescenta ao modelo anterior a verificação da 2ª lei de *Kirchoff* a qualquer linha nova no mesmo corredor de qualquer linha já existente.

O processo iterativo é iniciado com um plano de expansão inicial que é fornecido pelo utilizador. Em seguida, são considerados investimentos *discretos* e o utilizador pode optar por um dos modelos disponíveis de representação da rede. O algoritmo melhora o plano de expansão inicial através da execução de uma procura local, tendo em conta uma análise de sensibilidades, num subespaço do espaço de soluções correspondente aos valores possíveis das variáveis de investimento.

O subproblema de exploração integra dois módulos: o módulo relativo ao custo de fornecimento e o módulo de análise da fiabilidade. O módulo do custo de fornecimento consiste num problema de programação linear executado para as condições normais de funcionamento e que inclui no Modelo DC de trânsito de potências uma estimativa das *perdas activas* nas linhas. O módulo de análise da fiabilidade destina-se a avaliar a ENS para diversas situações de contingência especificadas pelo utilizador. Para este efeito, são resolvidos problemas de programação linear.

O subproblema de investimento permite seleccionar a instalação de novas linhas de transporte de forma a reforçar os corredores existentes ou criar outros novos. Os custos de expansão incluem os custos das linhas, assim como os custos de instalações associadas (por exemplo, custos de novas subestações ou painéis adicionais em subestações existentes). Este problema está sujeito às seguintes restrições: número máximo de linhas que podem ser instaladas em cada corredor, número máximo de linhas de um dado tipo que podem ser instaladas num dado corredor, valor do investimento máximo por corredor e valor máximo do investimento na rede.

Este algoritmo admite que um plano inicial pode ser sistematicamente melhorado através de uma modificação de cada vez (por exemplo, incluindo ou removendo uma linha).

Estas alterações devem ser orientadas pelo cálculo de sensibilidades, bem como por algumas regras que são obtidas pela experiência. O processo de pesquisa deve ser organizado em árvore de modo a impedir repetições e facilitar a definição de truncagens significativas do espaço de solução. Desta forma, contribui-se para melhorar a eficiência do algoritmo.

O algoritmo também explora direcções onde não ocorre nenhum melhoramento da função objectivo para uma ou mais modificações do plano. Estes movimentos são denominados de "passos errados" e a sua admissão destina-se a facilitar a adição de linhas cuja instalação se encontra bloqueada pela não instalação de outras. No seu conjunto, estes movimentos poderão melhorar significativamente a função objectivo, evitando-se deste modo a convergência para mínimos locais. De qualquer forma, o utilizador deverá especificar o número máximo de "passos errados" de modo a evitar um processo de enumeração e análise de todas as combinações possíveis.

Em 1999, **L.A.F. Manso** em [Manso_1999] apresentou uma metodologia *heurística* para resolver o problema de planeamento do sistema composto produção/transporte, que consistiu em aplicar hierarquicamente os critérios de avaliação considerando quatro fases, onde se salienta a utilização do critério de fiabilidade.

A aplicação dos critérios de avaliação parte dum conjunto elevado de planos de expansão alternativos que sucessivamente, ao passarem pelas quatro fases, são filtrados e eliminados até se identificar o plano de expansão final. Essas fases são a seguir resumidamente descritas.

Fase 1 – Nesta fase serão eliminados os planos de expansão que não respeitem o valor limite da EENS[10] do sistema ou o valor máximo da PNS por nó. Será utilizado o Método de Enumeração de Estados, um cenário de potência de ponta, o Modelo DC de trânsito de potências e será aplicado o Critério de Segurança *N-1*;

Fase 2 – Nesta fase utiliza-se o Método de Simulação de Monte Carlo Não Cronológico, um cenário de potência de ponta e o Modelo DC de trânsito de potências. Serão eliminados os planos de expansão que apresentem piores índices de fiabilidade (EENS global ou PNS por nó) comparativamente com os respectivos valores pré-especificados ou com os valores médios resultantes dos índices de fiabilidade de todos planos de expansão alternativos verificados;

[10] Índice de fiabilidade referente ao valor Esperado da Energia Não Fornecida ou ainda pela designação inglesa *Expected Energy Not Supplied* (EENS).

Fase 3 – Os planos de expansão sobreviventes serão avaliados através da função objectivo (4.58). Nesta expressão, *CI*, *Cprod* e *Cint* representam respectivamente os custos de investimento, de produção e de interrupção.

$$w = \text{Min } (CI + Cprod + Cint) \tag{4.58}$$

Para determinar os custos de interrupção será utilizado o Método de Simulação de Monte Carlo Pseudo-Cronológico que permite determinar o índice de fiabilidade LOLC[11], que permite avaliar o custo de interrupção da energia. Para este efeito, deverá ser especificado um custo de interrupção por unidade de energia não fornecida. Esta simulação utiliza um cenário de potência de ponta e o Modelo DC de trânsito de potências. No final desta fase, serão considerados os planos de expansão, que apresentarem os mais baixos valores da função objectivo *w*;

Fase 4 – Para o conjunto reduzido de planos de expansão identificados no final da Fase 3, é utilizado o Modelo AC de trânsito de potências para detectar problemas relativos à potência reactiva ou às tensões nos nós que possam justificar reforços. Para isso são utilizadas configurações de exploração identificadas por dois processos:

- Método de Enumeração de Estados considerando a situação de potência de ponta e simulação de contingências de 1ª ordem para aplicação do critério de segurança *N-1*;
- Método de Simulação de Monte Carlo Não Cronológico com representação da carga por um modelo de Markov.

De acordo com o tipo de reforços efectuados pode ser necessário regressar à Fase 3 para avaliar o custo total. De qualquer forma, é sempre possível, sendo mesmo considerada vantajosa e necessária, a intervenção do responsável pelo planeamento.

A metodologia desenvolvida utiliza dados com *incertezas* do tipo *estocástico*, considera *várias condições de funcionamento* (condição normal e contingências de 1ª ordem) e as variáveis de investimento são *discretas*. Por outro lado, o planeamento é *estático*, porque é definido para todo o horizonte de planeamento um conjunto de planos de expansão alternativos através de uma estrutura em árvore ilustrada na figura 4.6. Em seguida, para cada período anual do horizonte de planeamento, são aplicadas as quatro fases referidas para seleccionar os planos de expansão. Os planos seleccionados em cada período anual são incorporados na rede que corresponderá à situação de base a considerar no período seguinte. Portanto, é realizada uma identificação sequencial de planos de expansão, de tal forma que o

[11] Do inglês *Loss Of Load Cost.*

plano de expansão a adoptar para o horizonte de planeamento é formado pela sequência de planos de cada período anual. Na árvore da figura 4.6 cada ramo representa um reforço na rede de transporte e o respectivo custo total. A partir deste reforço é obtida uma configuração que permite delinear vários reforços para o período seguinte. Por exemplo, o reforço $R_{1,2}$ do Ano 0 leva à configuração $C_{1,2}$ (configuração 2 do período 1) e, a partir desta, saem novas trajectórias (novos reforços). No entanto, em cada período, são avaliadas as configurações, sendo eliminadas as piores. Desta forma, são eliminados muitos ramos dando origem a uma árvore pouco ramificada reduzindo-se, assim o esforço de cálculo.

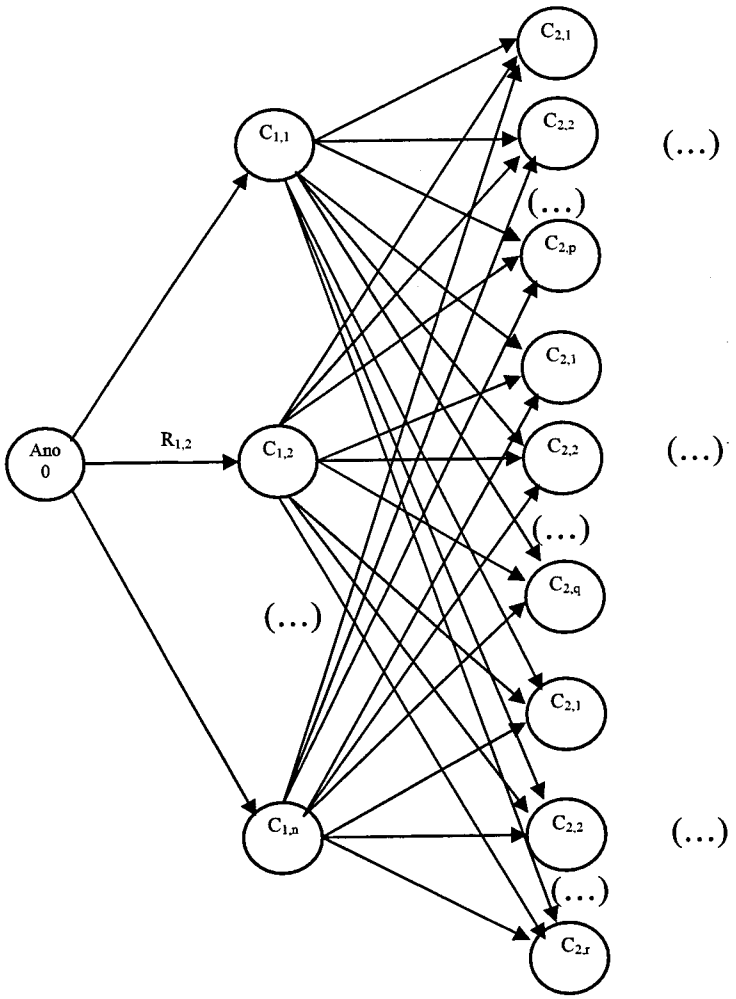


Figura 4.6 – Árvore dos planos de expansão alternativos.

4.4.2.3 – Teoria dos Jogos

As metodologias de resolução do PERTEE baseadas na Teoria dos Jogos começaram a ser implementadas devido ao funcionamento em ambiente competitivo dos SE reestruturados, onde coexistem vários participantes que utilizam diversos critérios de avaliação e são influenciados por vários factores.

Em SE reestruturados usualmente é permitido o livre acesso de todos os participantes à rede de transporte, sem discriminação, mas considerando diversas regras definidas pelos TSO e Entidades Reguladoras. Por esta razão, há muitos agentes que podem pretender ter, ou têm, um papel activo na selecção dos planos de expansão da rede de transporte. Por outro lado, este problema pode considerar diversos critérios conflituosos e todo o processo é influenciado por diversos factores.

Para considerar todos estes aspectos de modo a obter planos de expansão da rede de transporte alguns investigadores consideram que a Teoria dos Jogos se mostra adequada.

Em 2000, **J. Contreras** *e outros* em [Contreras_2000] apresentaram uma metodologia para o PERTEE baseada na Teoria dos Jogos Cooperativa, designada de *Kernel*. Esta metodologia consiste em efectuar coligações entre os agentes que usam a rede de transporte de modo a obterem maiores benefícios.

Em 2001, **A. Orths** *e outros* em [Orths_2001] desenvolveram uma metodologia que utiliza a Teoria dos Jogos para resolver um problema de optimização multicritério referente ao PERTEE.

Em 2003, **N.I. Voropai** *e outros* em [Voropai_2003] apresentaram uma metodologia para o planeamento da expansão dos SE baseada na Teoria dos Jogos Hierárquica para resolver um problema multicritério.

4.4.2.4 – Formulação de tipo Multicritério

A consulta bibliográfica realizada evidencia que poucos investigadores têm utilizado metodologias multicritério na resolução do PERTEE. No entanto, destacam-se os trabalhos apresentados a seguir que, em geral, são aplicados para resolver problemas de planeamento noutros sectores do SE.

Em 1990, **H.M. Merrill** *e outros* em [Merrill_1990] propuseram utilizar uma análise *Trade-off* para a resolução de problemas multiobjectivo com objectivos conflituantes.

Em 1994, **Y. Hsiao** *e outros* em [Hsiao_1994] apresentaram um problema de optimização não diferenciável que utiliza a metaheurística *Simulated Annealing* para resolver um problema multiobjectivo aplicado ao planeamento de instalações de potência reactiva no

SE, considerando variáveis de investimento discretas. Esta metodologia desenvolve-se em duas fases. Numa primeira fase determina-se uma solução eficiente para o problema multiobjectivo através da aplicação do algoritmo *Simulated Annealing*. Com base nessa solução realiza-se a segunda fase que consiste em utilizar o Método das Restrições para resolver o problema multiobjectivo. O problema de optimização resultante é resolvido pela metaheurística *Simulated Annealing* de modo a seleccionar a solução mais adequada para o problema de planeamento.

Em 1995, **Y. Chen** *e outros* em [Chen_1995], na sequência do trabalho apresentado em [Hsiao_1994], apresentaram um algoritmo interactivo para resolver o problema multiobjectivo respeitante ao planeamento de instalações de potência reactiva no SE. Assim em cada iteração deste algoritmo utiliza-se o Método das Restrições sendo o problema resultante resolvido através da metaheurística *Simulated Annealing*. A solução seleccionada em cada iteração é apresentada ao Agente de Decisão, o qual a pode ou não considerar satisfatória. Se não for satisfatória procede a alteração dos valores limite das restrições e é resolvido um novo problema. Se for satisfatória está encontrada a solução eficiente mais adequada para o problema de planeamento.

Os autores referem que, em relação ao método apresentado em [Hsiao_1994], o algoritmo interactivo tem as seguintes vantagens:

1) O problema de decisão apresenta algum grau de flexibilidade visto que o Agente de Decisão pode modificar os valores requeridos em cada iteração;
2) Não é necessário iniciar o algoritmo com uma solução eficiente do problema;
3) A interacção com o Agente de Decisão permite melhorar a solução e, progressivamente, evoluir para uma solução mais satisfatória.

Em 1997, **L.M. Proença** em [Proença_1997] descreveu uma metodologia multicritério para resolver o problema de planeamento da rede de distribuição. Esta metodologia utiliza uma estratégia de expansão da rede de distribuição em que é aplicado um Algoritmo Genético para seleccionar os melhores planos de expansão. A formulação inclui as potências de carga afectadas de *incertezas* representando-as por números difusos e uma metodologia de apoio à decisão para resolver problemas multicritério. Efectua também uma análise de risco através do cálculo de índices de robustez e de exposição de modo a seleccionar o plano de expansão mais robusto.

Em 1999, **M.T. Ponce de Leão** *e outros* em [Ponce de Leão_1999/B] propuseram uma metodologia multicritério para resolver o problema de planeamento da rede de distribuição. Esta metodologia conjuga a metaheurística *Simulated Annealing* com uma metodologia de apoio à decisão, efectuando também uma análise do risco através do cálculo de um índice de robustez a partir da representação das *incertezas* das potências de carga e da produção independente por números difusos. Esta metodologia selecciona inicialmente um conjunto de planos eficientes, que sucessivamente se vai reduzindo, até identificar um ou um conjunto bastante reduzido de planos eficientes.

4.4.3 – Visão cronológica da bibliografia analisada

Na tabela 4.1 apresenta-se um resumo cronológico das publicações referentes ao problema de PERTEE, evidenciando alguns dos aspectos característicos, tais como metodologias de resolução aplicadas, tipo de planeamento (*estático* ou *dinâmico*), tipo de dados utilizados (*determinísticos* ou considerando *incerteza*), simulação das condições de funcionamento, modelo de representação da rede de transporte (Transportes, DC, ou AC) e consideração ou não do custo de perdas na rede.

Uma análise à evolução histórica das metodologias de resolução do problema de PERTEE permite verificar que existe uma tendência para a utilização de heurísticas, mais particularmente das metaheurísticas e da Teoria dos Jogos, em detrimento dos algoritmos de programação linear e não linear. Tal facto ocorre porque as metaheurísticas são mais adequadas para lidar com a natureza combinatória dos problemas de PERTEE evitando, ainda, a convergência para óptimos locais. Por outro lado, as metodologias baseadas na Teoria de Jogos mostram-se aptas a resolver problemas multicritério em SE reestruturados que funcionam num ambiente competitivo.

Embora alguns artigos apresentem metodologias que solucionam alguns dos aspectos mais complexos do PERTEE (como sejam a realização de um planeamento dinâmico, a utilização de dados afectados por incerteza, a verificação de várias condições de funcionamento, a utilização de variáveis de investimento discretas, a utilização do Modelo AC de trânsito de potências bem como uma estimativa das perdas), nenhuma metodologia responde em simultâneo a todos estes aspectos, devido à grande complexidade e ao grande esforço computacional exigido. No entanto, verifica-se que a utilização das metaheurísticas por [Rudnick_1996] e [Braga_2003] e da Teoria do Jogos por [Orths_2001] e [Voropai_2003] se mostram mais aptas para lidar com um conjunto mais alargado destes aspectos.

Tabela 4.1 – Resumo Cronológico das Características das Metodologias de Resolução do PERTEE.

Artigo	Metodologia de Resolução	Planeamento *Estático (E)* ou *Dinâmico (D)*	Metodologia *Determinística (D)* ou com *Incerteza (I)*	*Única (U)* ou *Várias (V)* Condições de Funcionamento	Variáveis de Investimento *Contínuas (C)* ou *Discretas (D)*	Modelo de Representação da rede de transporte	Inclusão das Perdas *Sim (S)*
[Garver_1970]	Prog. Linear	*E*	*D*	*U*	*C*	*DC*	
[Sawey_1977]	Inteira-mista	*D*	*D*	*U*	*C / D*		*S*
[Lee_1977]	Inteira-mista (*Branch & Bound*)	*E*	*D*	*V*	*D*	*DC*	
[Serna_1978]	Heurística (índice de mérito)	*E*				*Transporte*	
[Meliopoulos_1982]	Prog. Dinâmica (*Branch & Bound*)	*D*	*D*	*V*	*D*	*DC / AC*	*S*
[Monticelli_1982]	Heurística (índice de mérito)	*E*	*D*	*V*	*D*	*DC*	
[Villasana_1985]	Prog. Linear	*D*	*D*	*V*	*D*	*DC / Transporte*	
[Pereira_1985]	Prog. Linear (Dec. *Benders*)	*D*	*D*	*V*	*C/D*	*DC / Transporte*	
[El-Sobki_1986]	Heurística (índice de mérito)	*E*	*D*	*V*	*D*		
[Youssef_1989]	Prog. Não Linear	*D*	*D*	*V*	*C*	*AC*	*S*
[Seifu_1989]	Inteira-mista (Dec. *Benders*)	*E*	*D*	*V*	*D*	*DC*	
[Seifu_1989]	Heurística	*E*	*D*	*V*	*D*	*DC*	
[Morozowski_1990]	Heurística (índice de mérito)			*V*		*DC / AC*	*S*
[Latorre-Bayona_1991]	Prog. Linear (Dec. *Benders*)	*E*	*I*	*V*	*C / D*	*DC / Transporte*	
[Latorre-Bayona_1994]	Heurística	*E*	*I*	*V*	*D*	*DC / Transporte*	*S*
[Oliveira_1995]	Prog. Não Linear (Dec. *Benders*)	*E*	*D*	*U*	*D*	*DC*	
[Baughman_1995]	Inteira-mista (Dec. *Benders*)		*I*	*V*	*D*	*DC*	*S*
[Levi_1996]	Prog. Não Linear	*E*	*I*	*V*	*D*	*AC*	*S*
[Rudnick_1996]	Metaheurística (AG)	*D*	*I*	*V*	*D*	*DC/AC*	*S*

Tabela 4.1 – Resumo Cronológico das Características das Metodologias de Resolução do PERTEE.

Artigo	Metodologia de Resolução	Planeamento *Estático (E)* ou *Dinâmico (D)*	Metodologia *Determinística (D)* ou com *Incerteza (I)*	*Única (U)* ou *Várias (V)* Condições de Funcionamento	Variáveis de Investimento *Contínuas (C)* ou *Discretas (D)*	Modelo de Representação da rede de transporte	Inclusão das Perdas *Sim (S)*
[Romero_1996]	Metaheurística (SA)	*E*	*D*	*U*	*D*		
[Gallego_1997]	Metaheurística (SA)	*E*	*D*	*U*	*D*		
[Rubio-Odériz_1999]	Prog. Não Linear	*E*	*I*	*V*	*C / D*	*DC / AC*	*S*
[Manso_1999]	Heurística	*E*	*I*	*V*	*D*	*DC / AC*	*S*
[Luiz da Silva_2000]	Metaheurística (AG)	*E*	*D*	*U*	*D*	*DC*	*S*
[Contreras_2000]	Teoria dos Jogos						
[Haffner_2001]	Inteira-mista (*Branch & Bound*)	*D*	*D*	*U*	*D*	*Transporte*	
[Luiz da Silva_2001]	Metaheurística (TS)	*E*	*D*	*U*	*D*	*DC*	
[Mori_2001]	Metaheurística (TS)						
[Binato_2001]	Metaheurística (GRASP)	*E*	*D*	*U*	*D*	*DC*	
[Orths_2001]	Teoria dos Jogos						
[Barros_2002]	Heurística (índice de mérito)	*D*	*D*	*V*	*D*	*DC/AC*	*S*
[Braga_2002]	Metaheurística (SA)	*E*	*I*	*U*	*D*	*DC*	*S*
[Voropai_2003]	Teoria dos Jogos						
[Braga_2003]	Metaheurística (SA)	*D*	*I*	*U*	*D*	*DC*	*S*

Abreviaturas: AG – Algoritmo Genético; SA – *Simulated Annealing*; TS – *Tabu Search.*

4.4.4 – Risco e incertezas no planeamento da expansão e reforço

Na resolução dos problemas de PERTEE pretende-se tomar decisões relativas aos planos de expansão a implementar em horizontes temporais alargados. Estas decisões serão tomadas tendo como base previsões relativamente a consumos, preços, etc. Por isto, muita da informação necessária para resolver os problemas de PERTEE está afectada por incertezas e as decisões sobre os planos de expansão justificam a realização de uma análise de risco.

A utilização de metodologias de índole *não determinística* tem sido um dos aspectos dos problemas de PERTEE que têm preocupado os investigadores na área do planeamento, de tal forma que têm sido desenvolvidas várias abordagens para tratamento de incertezas: trânsito de potências probabilístico [Baughman_1995/A], critérios de fiabilidade probabilísticos [Levi_1996], técnicas de construção de cenários [Latorre-Bayona_1991], [Latorre-Bayona_1994] e [Dantzig_1989], modelos baseados na Teoria dos Conjuntos Difusos [Saraiva_1994] e [Saraiva_1996/A]. Embora grande parte dos trabalhos sobre o PERTEE sejam de natureza *determinística*, existem no entanto alguns trabalhos que se destacam ao realizarem uma abordagem *não determinística*, como são os casos de [Merrill_1990] que introduziu um conjunto de novos conceitos referidos no ponto ***4.2.3*** e [Miranda_1990/B], [Saraiva_1994] e [Saraiva_1996/A] que consideraram incertezas com base na Teoria dos Conjuntos Difusos em estudos de operação e planeamento de SE.

Em 1990, **H.M. Merrill** *e outros* em [Merrill_1990], introduziram novos conceitos que têm permitido desenvolver novas metodologias nos estudos do planeamento da expansão dos SE. O tratamento de incertezas e análise de risco são aspectos que foram já detalhados no ponto ***4.2.3***.

Nesta publicação, os autores indicam que os responsáveis pelo planeamento enfrentam usualmente três problemas característicos:

- Problemas multi-objectivo que consideram objectivos conflituosos, como por exemplo a minimização do custo de investimento e de exploração, a minimização do impacto ambiental e a maximização da fiabilidade;
- Existência de um grande número de opções, tais como vários tipos de produção e várias alternativas de expansão da rede de transporte;
- Existência de diversas variáveis e parâmetros afectados por incertezas.

Os autores apresentam um processo que se desenvolve em cinco etapas para abordar o risco no processo de planeamento:

1) Formular correctamente o problema do planeamento considerando opções (que são combinadas para formar planos), incertezas e objectivos expressos em termos de atributos ou medidas de adequação dos planos;
2) Efectuar análises de compensação tipo *Trade-off* para um leque de valores dentro de gamas de incerteza existentes, a fim de se identificarem os planos que apresentem compromissos aceitáveis entre os diversos critérios;
3) Determinar a *robustez* dos planos. Se um plano é robusto para todas as gamas de variação das incertezas, então o plano é candidato a ser adoptado;
4) Medir os *graus de exposição*. Se nenhum plano é completamente robusto, deverá ser calculado o grau de exposição. Para tal colocam-se duas questões: "Para que ocorrências das incertezas é que cada plano, em particular, não é atractivo?" e "Em que grau, em termos de atributos, é que esse plano é inferior aos outros?";
5) Desenvolver estratégias de segurança para cada plano em relação a circunstâncias adversas decorrentes de concretizações das incertezas. Produzem-se, assim, novos planos, que são comparados com os planos anteriores, refazendo-se novamente os passos 1 a 4.

Em 1990, **V. Miranda** *e outros* em [Miranda_1990/B], apresentaram novos algoritmos para o estudo do trânsito de potências, utilizando uma representação das incertezas dos consumos baseada na Teoria dos Conjuntos Difusos. Os algoritmos formulados, Modelo DC de Trânsito de Potências Difuso e Modelo AC de Trânsito de Potências Difuso, obtêm como resultados a função de pertença das potências activas nos ramos e ângulos das tensões, no primeiro caso, e, no segundo algoritmo, as funções de pertença das potências activas e reactivas nos ramos, dos módulos e ângulos das tensões nodais e das potências produzidas.

Em 1994, **J.T. Saraiva** *e outros* em [Saraiva_1994] apresentaram um algoritmo para realizar o Despacho Óptimo DC Difuso que consiste num problema de optimização que utiliza o Modelo DC de Trânsito de Potências e uma representação das incertezas das potências de carga através da Teoria dos Conjuntos Difusos. Este algoritmo pode ser designado de TPOD-DC[12] e permite obter as funções de pertença das potências produzidas e das potências não fornecidas, conhecidos os custos de produção e sujeitas aos limites de capacidade de produção e das capacidades de transmissão nos ramos da rede de transporte. Para cada configuração analisada são ainda avaliados os respectivos Índices de Robustez e de Exposição.

[12] Ou em inglês DC – FOPF, *DC – Fuzzy Optimal Power Flow*.

No ano de 1995, **C.J. Andrews** em [Andrews_1995] apresentou algumas estratégias de gestão do risco como parte do Planeamento Integrado de Recursos (IRP[13]) baseadas em dois conceitos importantes como são a Flexibilidade e a Robustez. Apresenta também uma abordagem estocástica da metodologia do planeamento em que as incertezas são representadas através de funções de distribuição de probabilidades.

O autor refere que geralmente existem as seguintes estratégias de gestão do risco: investir na flexibilidade dos projectos, investir em projectos que sejam robustos ou ignorar o risco. Quanto à *Flexibilidade*, esta deverá permitir duma forma fácil e económica efectuar alterações face às condições futuras. As características mais importantes da flexibilidade dos investimentos são a sua adaptabilidade, a menor dimensão dos investimentos e a possibilidade de adiar decisões. As alternativas de investimentos serão consideradas *robustas* se tiverem um bom comportamento para todos os possíveis futuros. Para identificar investimentos robustos há que criar modelos robustos, que permitam reduzir ou distribuir o risco.

O autor apresenta uma análise comparativa das várias ferramentas aplicadas nas estratégias de gestão do risco baseadas nos conceitos de Flexibilidade e Robustez, considerando que a representação da incerteza progrediu desde a sua simples omissão, passando pela análise de sensibilidade, análise de contingências, análise de cenários, até aos métodos de Simulação de Monte Carlo.

Tabela 4.2 – Capacidade de várias ferramentas nas Estratégias de Gestão do Risco.

Metodologia	Ferramentas	Incerteza	Flexibilidade	Robustez
Optimização		Determinística	--	--
Optimização	Análise de sensibilidades	Valores esperados	--	x
Optimização	Análise de Contingências	Probabilística	x	x
Optimização	Análise de cenários	Probabilística	--	X
Optimização multicritério	Análise de cenários	Probabilística	X	X
Optimização multicritério	Simulação de Monte Carlo	Probabilística	X	X

Legenda: -- = Nenhuma, x = Modesta, X = Importante.

Em 1996, **J.T. Saraiva** *e outros* em [Saraiva_1996/A] apresentaram um algoritmo de Simulação de Monte Carlo para avaliar o índice de fiabilidade EPNS[14]. Este algoritmo utiliza o Método de Simulação de Monte Carlo Não Cronológico e as incertezas dos consumos são representadas por conceitos da Teoria dos Conjuntos Difusos. Para cada estado sorteado é executado um estudo TPOD-DC para se obter a função de pertença da PNS. O processo de simulação permite estimar os valores esperados dos seguintes índices: robustez, exposição e PNS. Podem ser utilizadas Técnicas de Aceleração da Convergência, como a Amostragem Antitética ou Funções de Regressão, no sentido de diminuir o peso computacional desta

[13] Do inglês *Integrated Resource Planning.*
[14] Do inglês *Expected Power Not Supplied.*

simulação. Este algoritmo pode ser aplicado em estudos de planeamento de longo prazo que envolvam critérios de avaliação da fiabilidade.

Tendo em vista a aplicação dos algoritmos que consideram tratamento das incertezas em estudos de planeamento, **J.T. Saraiva** *e outros* em [Saraiva_1996/B] utilizaram o algoritmo de Simulação de Monte Carlo referido para obter um conjunto de planos de reforço e expansão não dominados para o sistema composto produção/transporte. Os planos de reforço e expansão são caracterizados pelo custo de investimento, Índices de Robustez e Exposição e valor difuso da EPNS. Como se pretende determinar se o aumento da capacidade de transmissão dos ramos devido a reforços ou expansões permite aumentar a robustez do sistema e qual o custo de investimento necessário para concretizar esses aumentos, verifica-se haver um conflito entre os custos de investimento e os Índices de Robustez. Assim, com base no conjunto de planos de reforço e expansão não dominados, o Agente de Decisão deverá realizar uma análise *Trade-off* para seleccionar o plano mais robusto que deverá implementar.

Em 1999, **T. De la Torre** *e outros* em [De la Torre_1999] apresentaram uma metodologia para o planeamento da rede de transporte robusta face às incertezas resultantes da competitividade inerente aos mercados de electricidade. Esta metodologia utiliza análises de decisão para quantificar e minimizar o risco e seleccionar planos de expansão robustos.

4.4.5 – Planeamento da expansão da rede de transporte em ambiente de mercado

Em SE reestruturados que funcionam em ambiente de mercado competitivo, o sector de transporte funciona em regime de monopólio regulado, permitindo o livre acesso à rede de transporte de forma não discriminatória a todos os participantes. Nestas circunstâncias, a construção dos planos de expansão da rede de transporte reveste-se de particular importância, pois os seus custos, a sua qualidade em termos de segurança e continuidade no abastecimento de energia eléctrica a todos os consumidores, têm repercussão no valor das tarifas por uso da rede de transporte que, por sua vez, asseguram a viabilidade económica das empresas concessionárias desta actividade.

O funcionamento em regime de monopólio do sector de transporte obriga à regulação desta actividade sendo-lhe, por exemplo, atribuído um determinado valor de remuneração para um período anual no âmbito da estratégia COS/ROR já detalhada no ***Capítulo II***. Por esta razão, a actividade de transporte deverá cumprir regras, critérios ou índices de

desempenho de modo a justificar essa remuneração através dos custos de exploração e dos custos de investimento realizados. Este aspecto é especialmente importante se os custos de investimento ocuparem uma parcela significativa dos custos totais, tendo por isso grande influência no valor das tarifas por uso das redes. Como os planos de expansão da rede de transporte, devido ao processo de regulação, têm de ser aprovados pelas entidades reguladoras, existirá sempre um comprometimento destas entidades em relação ao valor das tarifas por uso da rede de transporte durante o horizonte de planeamento. Desta forma, tanto a entidade concessionária da rede de transporte como as entidades reguladoras, independentemente da estratégia de regulação utilizada (COS/ROR ou por Incentivos), são directamente responsáveis pelo relacionamento existente entre os planos de expansão, as tarifas por uso das redes de transporte e a recuperação dos custos envolvidos.

Tradicionalmente, a rede de transporte na maior parte dos países da Europa Ocidental e da América do Norte encontra-se tecnologicamente desenvolvida, existindo por vezes sobredimensionamento, pelo que os níveis de investimento requeridos não são elevados. No entanto, em alguns países, acontecimentos recentes provocaram vários *blackouts*. São exemplo destas situações os acontecimentos ocorridos no SE do Estado da Califórnia (EUA) no ano de 1999, no SE de Espanha no final do ano de 2001 e início de 2002, que levaram a uma subida dos preços da energia eléctrica e a interrupções de fornecimento, bem como os acontecimentos ocorridos no SE do Brasil no ano 2000, no Estado de Nova Iorque (EUA) e em Itália no ano 2003. De acordo com as informações disponíveis, diversas destas situações deveram-se, pelo menos parcialmente, à falta de investimentos na rede de transporte nos últimos anos, fazendo com que estas redes atingissem os seus limites de operação. Tais acontecimentos devem funcionar como um aviso às entidades directamente relacionadas com os processos de reestruturação dos SE, de modo a prestarem maior atenção ao PERTEE, bem como ao planeamento dos sectores da produção e distribuição, para que se assegure de forma eficiente o abastecimento de energia eléctrica a todos os consumidores.

É neste sentido que muitos trabalhos de investigação têm vindo a ser realizados, relacionando os planos de expansão da rede de transporte, as tarifas por uso da rede de transporte e as condições do funcionamento em ambiente de mercado. Destes trabalhos salientam-se os seguintes: [Rudnick_1996], [Marangon Lima_1998], [Rubio-Odériz_1999], [Barros_2002], [Braga_2002] e [Braga_2003].

4.5 – Conclusões

No contexto actual, o PERTEE pode ser realizado através de uma sequência de acções constituída pelas seguintes fases: 1) Análise dos dados e organização do problema, 2) Aplicação duma metodologia de optimização e obtenção de resultados, e 3) Identificação de uma estratégia de expansão robusta e processo de decisão. Esta sequência tem como objectivo obter planos de expansão robustos para um determinado horizonte de planeamento, tendo em conta as incertezas na previsão dos consumos, localização de centros produtores, etc.

O PERTEE é um problema muito complexo e que exige um grande esforço computacional, porque poderão ser considerados diversos critérios contraditórios e deverão ser considerados os seguintes aspectos: realizar um planeamento dinâmico, utilizar dados afectados por incerteza, ter em conta as não linearidades do funcionamento do SE (utilização do Modelo AC de trânsito de potências, funções custos, cálculo das perdas, etc.), respeitar os critérios de segurança e índices de fiabilidade, utilizar variáveis de investimento discretas que tenham em atenção a normalização dos investimentos e, finalmente, considerar os problemas de economia de escala. Um exercício deste género é muito difícil de realizar e a revisão bibliográfica efectuada demonstra tal facto. No entanto, no PERTEE a longo prazo torna-se aceitável efectuar algumas simplificações, sem que isso desvirtue a identificação de um bom plano de expansão. Uma dessas simplificações pode corresponder à utilização de modelos linearizados para as funções dos custos e a representação da rede de transporte através do Modelo DC de trânsito de potências incluindo uma estimativa das perdas.

Com base na pesquisa bibliográfica apresentada verifica-se que existe uma tendência para a utilização de metodologias baseadas em Metaheurísticas e Teoria dos Jogos para resolver o problema do PERTEE, estando estas também mais próximas de uma metodologia completa abarcando todas as características referidas. As metaheurísticas (Algoritmos Genéticos, *Simulated Annealing*, *Tabu Search* e GRASP) permitem obter boas soluções para os problemas de PERTEE mas podem requerer a utilização de metodologias de Apoio à Decisão quando os critérios de avaliação são conflituosos (exemplo: custos de investimento e a fiabilidade) de modo a resolver um problema multicritério. As metodologias baseadas na Teoria de Jogos são adequadas para aplicar em SE reestruturados que funcionam em ambiente competitivo e permitem resolver problemas multicritério. No entanto, a sua aplicação pode ficar dificultada em SE reestruturados do tipo *Pool*.

A bibliografia apresentada sobre o PERTEE permite classificar as metodologias em dois grandes conjuntos: modelos de análise de planos de expansão e modelos de optimização. No primeiro caso, os planos de expansão são previamente construídos com base na informação disponível e, depois, são avaliados em termos de segurança, fiabilidade, etc,

utilizando para tal diversos módulos de cálculo. Verifica-se que grande parte dos modelos comerciais de cálculo computacional disponíveis se integra nesta área, sendo usualmente utilizados pelas empresas concessionárias da rede de transporte.

Os modelos de optimização obtêm de forma automática os planos de expansão em função de diversos critérios e sujeitos a um conjunto de restrições. Estes modelos são usualmente desenvolvidos por equipas de investigação, existindo uma grande variedade de metodologias devido aos muitos aspectos que influenciam o PERTEE.

Apesar de se aceitarem algumas simplificações é conveniente que os planos de expansão do PERTEE sejam obtidos tendo em conta os seguintes aspectos:

- Efectuar um planeamento dinâmico de modo a obter um plano de expansão completo e articulado para todo o horizonte de planeamento;
- Utilizar variáveis de investimento discretas devido ao tipo de investimentos e à respectiva normalização;
- Dispor de toda a informação respeitante à actual situação do SE, como por exemplo topologia da rede de transporte, características técnicas e económicas, índices de desempenho, etc;
- Utilizar dados sujeitos a incerteza relativamente à previsão dos consumos, localização de novos centros produtores, preços de combustíveis, etc. Tal pode ser conseguido, através da construção de vários cenários ou considerando conceitos de tipo probabilístico ou da Teoria dos Conjuntos Difusos;
- Verificar a segurança dos planos de expansão da rede de transporte para diferentes contingências, conduzindo uma análise de contingências e calculando índices de fiabilidade por intermédio do Método de Simulação de Monte Carlo;
- Avaliar os planos de expansão tendo em conta diversos critérios que, por vezes, são conflituosos conduzindo a problemas multicritério. Estes problemas exigem a identificação das soluções eficientes e a realização de uma análise de *Trade-off* de modo a seleccionar a solução a adoptar;
- Por último, relacionar o PERTEE e os respectivos custos de exploração e de investimento com o valor das tarifas a aplicar aos utilizadores dos serviços da rede de transporte ao longo do horizonte do planeamento.

CAPÍTULO V

METODOLOGIA MARGINAL DE LONGO PRAZO

5.1 – Apresentação da Metodologia Marginal de Longo Prazo

Como conclusão do exposto nos ***Capítulos II*** e ***III*** pode-se referir que a metodologia para o cálculo das tarifas da rede de transporte a desenvolver nesta Tese deverá ser adequada para se aplicar a SE reestruturados que funcionem em ambiente competitivo e deverá ser o mais completa possível de modo a satisfazer os princípios e critérios de natureza conceptual e operativa referidos no ***Capítulo III***. Por estas razões, a utilização de uma Metodologia Marginal de Longo Prazo (MMLP) reveste-se do maior interesse já que satisfaz estes requisitos. A principal contrariedade associada à utilização da MMLP deve-se à complexidade dos cálculos a realizar, que exigem um grande esforço computacional devido à necessidade de resolver um problema de planeamento a longo prazo. Neste problema deverão ser tidos em conta diversos aspectos fundamentais, já referidos no ***Capítulo IV***, como por exemplo a utilização de variáveis de investimento discretas e a realização de um planeamento dinâmico que utilize previsões do consumo para todo o horizonte de planeamento.

Para justificar o interesse inerente à utilização de uma MMLP apresenta-se, em primeiro lugar, uma Metodologia Marginal de Curto Prazo (MMCP). De referir que em ambas as metodologias se pretende calcular os preços marginais nodais que constituirão, parcial ou totalmente, as tarifas por uso da rede de transporte e que, portanto, serão utilizados para recolher a remuneração a atribuir à entidade concessionária da rede.

A MMCP permite calcular os designados Preços Marginais de Curto Prazo (PMCP) bem como a Remuneração Marginal de Curto Prazo (RMCP). Esta metodologia tem somente em conta os custos de exploração correspondentes aos custos de produção e aos custos das perdas activas. Esta metodologia será essencialmente utilizada para avaliar os efeitos no cálculo dos PMCP, das perdas activas nos ramos, dos limites de capacidade de transmissão nos ramos e dos índices de fiabilidade dos componentes do sistema composto produção / transporte. Conforme já referido no ***Capítulo III***, a MMCP apresenta vantagens importantes. Na verdade, este tipo de metodologias fornece sinais económicos aos utilizadores das redes, reflecte o funcionamento real do Sector Eléctrico (SE) e é adequada para ser aplicada a SE reestruturados. No entanto, também apresenta inconvenientes como sejam os decorrentes da

insuficiência da remuneração marginal recolhida, os efeitos perversos que lhe são inerentes e a volatilidade dos PMCP.

Verificadas as vantagens e os inconvenientes da MMCP, este capítulo detalha o desenvolvimento de uma MMLP, que mantenha as vantagens da MMCP e que consiga ultrapassar os seus inconvenientes. A principal dificuldade reside na resolução do problema de Planeamento da Expansão da Rede de Transporte de Energia Eléctrica (PERTEE) inerente à MMLP. Para resolver este problema optou-se por utilizar a metaheurística *Simulated Annealing*, atendendo à sua simplicidade de implementação, à possibilidade de utilização de variáveis de investimento discretas, mostrando-se portanto adequada para tratar problemas de natureza combinatória e possuindo vários óptimos locais e para, além disso, permitir realizar um planeamento de natureza dinâmica. Também se construiu um modo inovador para obter os Preços Marginais de Longo Prazo (PMLP), que se revela simples e robusto do ponto de vista técnico. Por exemplo, o modelo de optimização contínuo apresentado por F.J. Rubio-Odériz em [Rubio-Odériz_1999] permite obter os PMLP associados ao problema contínuo, bem como as decisões de investimento associadas. No entanto, apresenta a desvantagem fundamental de os valores das variáveis contínuas representando o investimento terem, no final, de ser convertidos para soluções tecnicamente implementáveis. Ao realizar esta modificação, isto é, ao transformar um plano óptimo do problema contínuo, mas tecnicamente não implementável, num plano viável atendendo às condições de integralidade, verifica-se que os PMLP nodais já não reflectem de modo adequado os novos valores das variáveis de decisão e, portanto, o novo valor da função custo do problema.

A MMLP desenvolvida nesta Tese pode-se dividir em quatro fases fundamentais: Construção de uma Estrutura de Dados, Organização do Problema, Problema de Planeamento e Cálculo dos PMLP. A interligação entre estas fases pode ser visualizada na figura 5.1.

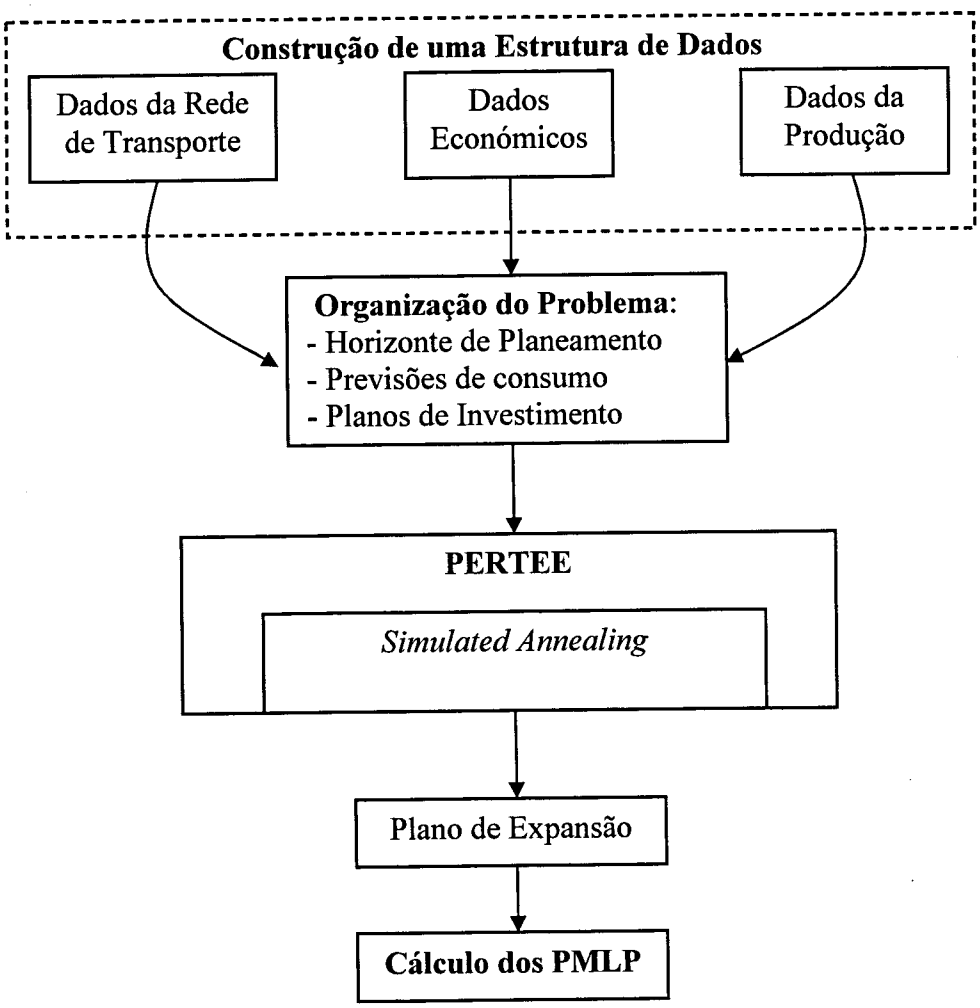


Figura 5.1 – Fluxograma Simplificado da MMLP.

5.2 – Formulação da Metodologia Marginal de Curto Prazo

Esta metodologia de cálculo das tarifas para a rede de transporte foi descrita de forma detalhada no ponto ***3.4.3.2*** do ***Capítulo III***. Nos pontos seguintes são referidas algumas das suas particularidades, tendo em vista evidenciar as suas vantagens e os seus inconvenientes.

5.2.1 – Algumas particularidades

5.2.1.1 – Modelos de Cálculo

Como referido no ponto ***3.4.3.2.1*** são descritos dois modelos para o cálculo dos PMCP, o Modelo A e o Modelo B.

Estes modelos resolvem um problema de optimização linear e diferenciam-se pelo modo como incluem no Modelo DC do trânsito de potências as expressões aproximadas de cálculo das perdas activas nos ramos da rede de transporte.

O Modelo A corresponde a um problema de optimização mais simples, com menos restrições e variáveis, mas necessita de efectuar a inversão da matriz das susceptâncias B. Por esta razão, quando se altera o nó de referência e compensação da variação marginal das perdas, ocorrem em geral alterações nos valores dos PMCP nodais. No entanto, permite identificar diversas parcelas que constituem os PMCP nodais, possibilitando saber qual a parte correspondente à produção, às perdas activas, aos congestionamento nos ramos e aos cortes de carga. Estes aspectos, podem revelar-se vantajosos para a construção de sistemas tarifários desagregados por área de actividade.

O Modelo B corresponde a um problema de optimização com um maior número de restrições e de variáveis, porque utiliza uma equação de equilíbrio de potências por nó e integra variáveis respeitantes aos ângulos das tensões. No entanto, não necessita de efectuar a inversão da matriz B, pelo que os PMCP não se alteram qualquer que seja o nó de referência e compensação da variação marginal das perdas. Este modelo não permite obter de forma individualizada as diversas parcelas que constituem os PMCP nodais, tal como acontece no Modelo A.

Para redes de transporte de grande dimensão o número de restrições e variáveis a considerar no Modelo B é bastante elevado exigindo um maior esforço computacional, podendo também estar mais sujeito a erros numéricos. Ao contrário, o Modelo A não utiliza tantas restrições e variáveis o que facilita a sua aplicação a esse tipo de redes. Por isso, é aconselhável aplicar o Modelo B a redes de transporte de menor dimensão e aplicar o Modelo A às de grande dimensão.

A dependência dos PMCP nodais em relação à escolha realizada para nó de referência e compensação da variação marginal das perdas pode ser ultrapassada procurando fazer coincidir esse nó com aquele a que se encontra ligado o gerador marginal. Acontece que a identificação deste gerador nem sempre é fácil. Esta função pode ser assegurada de forma bastante volátil por vários geradores em função de situações diversas de carga ou de topologias diferentes ou, ainda, pode ser assegurada por mais do que um gerador. No entanto, através de uma escolha adequada do nó referido é possível minimizar o seu impacto nos valores dos PMCP nodais.

Pelas razões atrás apontadas e considerando a preocupação acabada de referir, optou-se por utilizar o Modelo A para o cálculo dos PMCP, visto que se pretende aplicar as metodologias marginais a casos reais que podem envolver redes com centenas de nós.

5.2.1.2 – Utilização do Modelo DC

Para a realização do Despacho Óptimo do SE utilizar-se-á uma formulação baseada no Modelo DC de Trânsito de Potências. Este é o modelo mais simples de trânsito de potências, sendo bastante referenciado pela literatura da especialidade. É um modelo linearizado com o qual se determina o trânsito de potências activas nos ramos da rede de transporte. A utilização do Modelo AC de Trânsito de Potências permitiria obter resultados mais realistas, pois permitiria determinar os trânsitos de potência activa e reactiva na rede de transporte. No entanto, em problemas de grande complexidade como são as MMCP e MMLP para o cálculo das tarifas, em que as parcelas dos preços marginais resultantes da parte reactiva têm pouca influência tanto nas tarifas como nas acções de planeamento a longo prazo, é aconselhável a aplicação do Modelo DC devido à sua simplicidade e eficácia. Esta estratégia de solução ficou também evidenciada no ***Capítulo IV*** ao serem analisadas as referências bibliográficas identificadas para estes problemas.

5.2.1.3 – Inclusão das Perdas Activas no Modelo DC

Na exploração dos SE e em particular na exploração da rede de transporte a determinação das perdas activas é essencial para averiguar a eficiência do seu funcionamento, e, portanto, para avaliar o seu custo de exploração e, eventualmente, determinar a realização de futuros investimentos. Por outro lado, a influência das perdas activas nos preços marginais tem sido evidenciada em diversos estudos apresentados na literatura sobre este assunto e que diversos casos de estudo apresentados nesta Dissertação permitirão confirmar. Por isto, as perdas activas serão incluídas na formulação matemática do Despacho Óptimo do SE que utiliza o Modelo DC de Trânsito de Potências através de expressões aproximadas. Esta inclusão das perdas activas dá origem à construção de dois Modelos de cálculo dos PMCP, o Modelo A e o Modelo B que se encontram detalhadamente descritos no ponto ***3.4.3.2*** do ***Capítulo III***. Também por razões já apontadas no ponto ***5.2.1.1*** utilizar-se-á o Modelo A para o cálculo dos PMCP.

5.2.1.4 – Linearização da função custo de produção das centrais térmicas

A função objectivo do Despacho Óptimo do SE consiste em minimizar os custos de produção das centrais eléctricas, pelo que é necessário conhecer o custo de produção por unidade de energia produzida nessas centrais. Por sua vez, de modo a não aumentar a complexidade do problema será conveniente utilizar custos de produção por unidade de

energia lineares. Por esta razão nas metodologias desenvolvidas nesta Tese serão utilizadas as técnicas de linearização das funções custo de produção das centrais térmicas apresentadas no ponto ***4.2.1.5*** do ***Capítulo IV***. Quanto aos custos variáveis das centrais de produção hídrica foram considerados custos de produção nulos. No entanto, a metodologia de despacho óptimo adoptada é genérica e permite utilizar funções custo linearizadas para estas centrais reflectindo, por exemplo, uma estratégia de gestão da água relativa a horizontes temporais mais alargados que permitisse obter o custo de utilização da água. Não se desconhecendo que existem modelos que permitem obter este tipo de informação – por exemplo, o Modelo Valor Água – considerou-se, no entanto, que este tópico se encontrava fora do alcance do trabalho a desenvolver.

5.2.2 – Algoritmo da MMCP

O algoritmo de resolução da MMCP que utiliza o Modelo A de cálculo dos PMCP é apresentado no fluxograma da figura 5.2. Para a sua resolução, a MMCP necessita de uma Estrutura de Dados, da Formulação Matemática do Despacho Óptimo DC com Inclusão duma Aproximação das Perdas Activas, dum Processo de Obtenção das Variáveis Duais que permita calcular os PMCP nodais e, por fim, do Cálculo da Remuneração Marginal de Curto Prazo da Rede de Transporte.

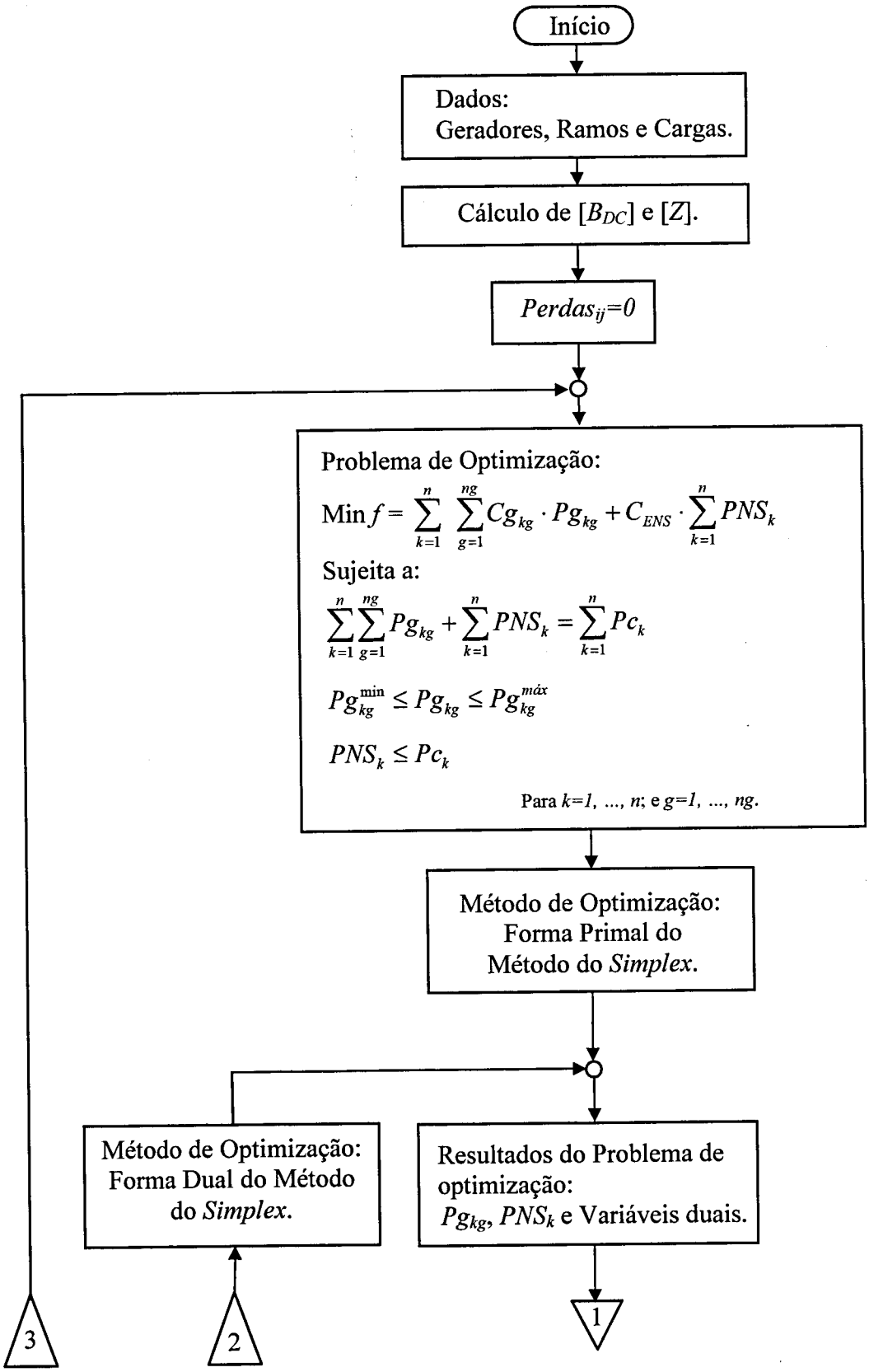


Figura 5.2 – Fluxograma do Algoritmo da MMCP (continua).

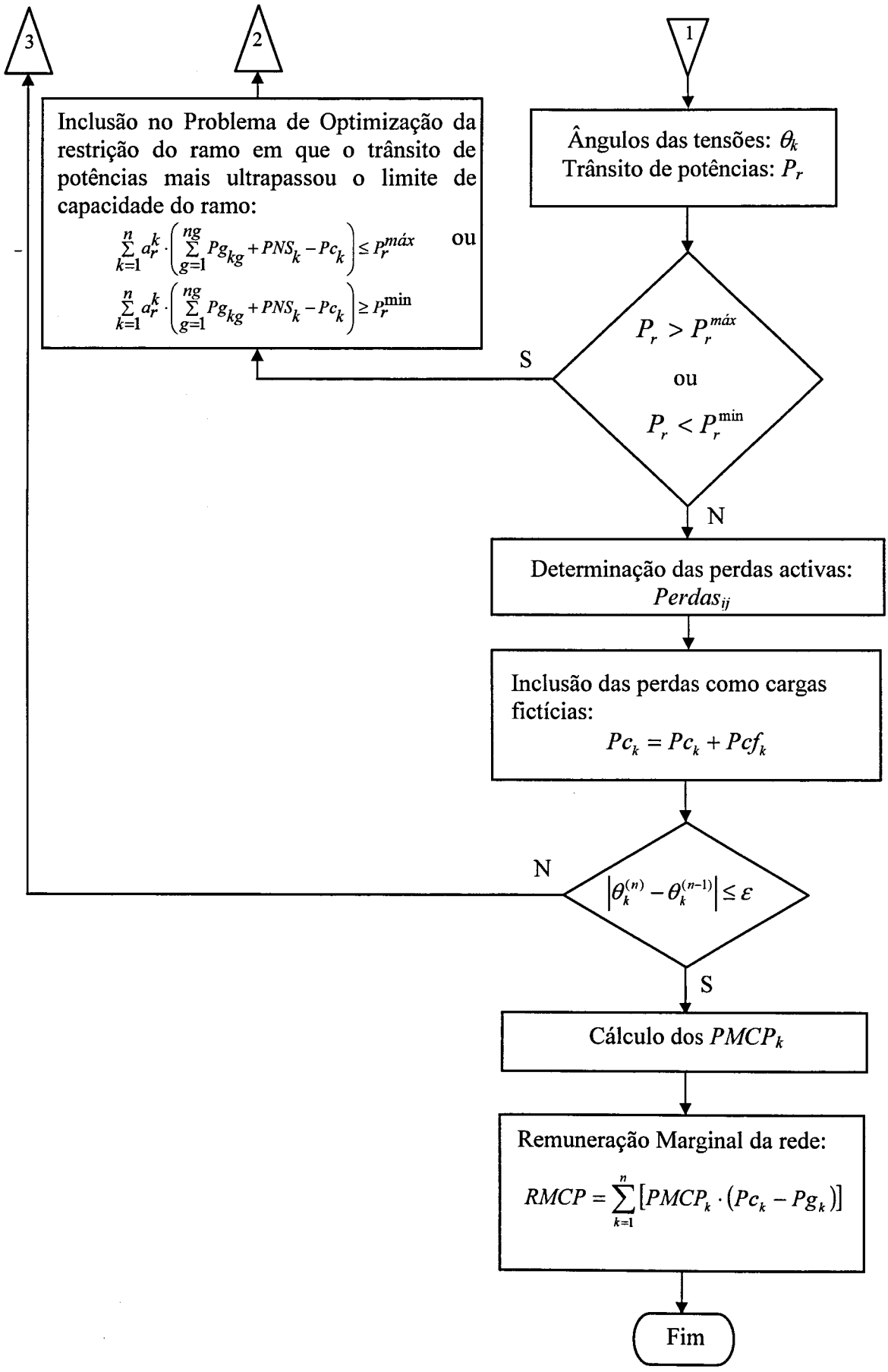


Figura 5.2 – Fluxograma do Algoritmo da MMCP.

5.2.2.1 – Estrutura de Dados

Para a resolução da MMCP é necessário obter e organizar uma grande quantidade de informação, que é tanto mais complexa quanto maior for a dimensão do SE, já se sabendo que grande parte dos SE apresentam uma Rede de Transporte com Topologia Emalhada. Esta informação será obtida directamente das entidades responsáveis pelas diferentes actividades do SE (Produção, Transporte e Distribuição) ou a partir de relatórios técnicos elaborados por essas entidades. Nos parágrafos seguintes apresentam-se de uma forma mais detalhada os diversos tipos de dados utilizados.

Dados da Topologia da Rede de Transporte

Número de *nós* da rede de transporte de energia eléctrica, que correspondem aos barramentos de Alta Tensão (AT) ou Muito Alta Tensão (MAT), onde se podem encontrar ligadas centrais de produção de energia eléctrica, consumidores de energia eléctrica (ou cargas) ou servirem simplesmente para interligarem os ramos da rede de transporte (barramentos de interligação). Os nós podem ser classificados como nós de produção, nós de consumo e será ainda definido um nó de referência e/ou de compensação (*slack node*).

Número de *ramos* da rede de transporte de energia eléctrica correspondentes às linhas aéreas e cabos subterrâneos, transformadores de potência e auto-transformadores de potência de AT e MAT. Para cada ramo serão identificados os nós extremos de ligação.

As linhas aéreas e cabos subterrâneos de AT e MAT da rede de transporte são caracterizados pelos seguintes dados técnicos: nível de tensão em [kV], resistência em [Ω], reactância em [Ω], comprimento em [km], e limite mínimo e máximo de capacidade de transmissão em [MW].

Os Transformadores e Auto-transformadores de Potência de AT e MAT da rede de transporte são caracterizados pelos seguintes dados técnicos: nível de tensão do primário, secundário ou terciário em [kV], resistência em [Ω], reactância em [Ω] e potência nominal em [MVA].

Dados do subsector da Produção de Energia Eléctrica

Tanto as centrais térmicas como as centrais hídricas de produção de energia eléctrica são caracterizadas pelos seguintes dados técnicos: nó de ligação à rede de transporte, nível de tensão em [kV], número de grupos de produção, custo de produção unitário de cada grupo de produção em [€/kWh] e os respectivos limites mínimo e máximo de capacidade de produção em [MW].

Dados dos Consumidores

Os consumidores (ou *cargas*) são caracterizados pelos seguintes dados técnicos: nó de ligação à rede de transporte, nível de tensão em [kV] e potência activa de consumo em [MW].

Periodicidade dos Dados

As produções e consumos ao nível da AT e MAT num determinado SE apresentam uma variação periódica durante um ano de funcionamento, usualmente dividida sazonalmente em época de Inverno e época de Verão. Uma periodicidade mais detalhada pode também ser apresentada pelas entidades responsáveis pelas actividades do SE, tais como, trimestral, mensal, semanal, diária e horária. Para diversos tipos de estudos pode revelar-se importante dispor de um conjunto de cenários de exploração do sistema de produção/transporte reflectindo situações típicas para as diversas estações do ano e referidas, por exemplo, a horas de ponta, cheias e vazio. Pode ser ainda conveniente considerar para alguns desses cenários a sua subdivisão em condições de exploração em regime húmido e em regime seco, reflectindo condições hidrológicas diversas.

Conversão para valores **por unidade [pu]**

Os dados referidos serão devidamente organizados e os respectivos valores, depois de definida uma Potência de Base e Tensões de Base, serão convertidos para valores por unidade [pu].

5.2.2.2 – Formulação Matemática do Despacho Óptimo DC com integração duma Aproximação das Perdas Activas

A formulação matemática adoptada foi já detalhada no ponto ***3.4.3.2.1.1*** do ***Capítulo III*** e corresponde ao Modelo A aí referido. Esta formulação consiste num problema de optimização contínuo e linear com uma função objectivo que pretende minimizar os custos de produção e os custos da Potência Não Fornecida (PNS[1]).

A PNS funciona como um gerador fictício ligado a cada nó de consumo e o custo por unidade de PNS, terá um valor muito elevado, que será sempre superior ao maior dos custos de produção unitários dos grupos geradores e funcionará como um recurso a utilizar apenas em situações extremas. Tal só acontecerá quando forem ultrapassados os limites de capacidade de transmissão dos ramos ou quando os consumos forem superiores à capacidade

[1] Do inglês *Power Not Supplied.*

de produção instalada. Para alguns SE as entidades reguladoras respectivas estipularam já valores de penalização para a PNS a utilizar em estudos de planeamento da expansão.

A função objectivo do problema de optimização está sujeita às seguintes restrições: equação de equilíbrio de potências global, limites mínimo e máximo de produção dos grupos de produção, limites mínimo e máximo de capacidade de transmissão dos ramos da rede de transporte e limite máximo da PNS nos nós de consumo.

5.2.2.3 – Processo de Cálculo dos PMCP

No âmbito do Modelo A, o cálculo dos PMCP nodais consiste num somatório de parcelas de índole marginal resultantes da resolução da metodologia de optimização para um determinado nível de carga. Estes preços marginais são calculados com base nas expressões deduzidas no ponto ***3.4.3.2.1.1*** do ***Capítulo III*** sendo a expressão final de cálculo do $PMCP_k$, num nó k, dada por (5.1).

$$PMCP_k = \gamma + \gamma \cdot \frac{\partial Perdas}{\partial Pc_k} - \sum_{todos\ os\ ramos} \left(\eta_r \cdot \frac{\partial P_r}{\partial Pc_k} \right) + \sigma_k \tag{5.1}$$

Nesta expressão, o primeiro termo, γ, corresponde à variável dual da restrição correspondente à equação de equilíbrio de potências global do SE. O segundo termo resulta do impacto marginal associado às perdas activas nos ramos das redes de transporte. O terceiro resulta do impacto marginal associado a situações de congestionamento nos ramos. O último termo, σ_k, corresponde à variável dual da restrição de limite máximo da PNS no nó k e só será não nulo se o valor de PNS no nó k atingir o seu limite máximo que, por defeito, corresponderá ao valor da potência de carga nesse nó. Como se compreende, poderá ser utilizado um limite inferior para o valor de PNS num nó reflectindo, por exemplo, a existência de cargas prioritárias e não prioritárias. O mesmo efeito pode ser conseguido decompondo a potência de carga sujeita a PNS em dois ou mais geradores fictícios a que seriam atribuídos penalidades diversas.

5.2.2.4 – Cálculo da Remuneração Marginal de Curto Prazo

A expressão (5.2) para calcular a Remuneração Marginal de Curto Prazo total da rede de transporte de energia eléctrica foi deduzida no ponto ***3.4.3.2.2*** do ***Capítulo III*** e corresponde ao somatório das remunerações asseguradas por todos os n nós da rede de transporte.

$$RMCP = \sum_{k=1}^{n} [PMCP_k \cdot (Pc_k - Pg_k)] \tag{5.2}$$

5.2.2.5 – Descrição do algoritmo de cálculo dos PMCP

O algoritmo de cálculo dos PMCP inicia-se com a formulação e resolução do problema de optimização do Despacho Óptimo DC representado pelas expressões (5.3) a (5.6), sem as restrições de limites mínimo e máximo das capacidades de transmissão dos ramos da rede e considerando, numa primeira fase, que as perdas activas nos ramos são nulas ($Perdas_{ij} = 0$).

$$\text{Min } f = \sum_{k=1}^{n} \sum_{g=1}^{ng} Cg_{kg} \cdot Pg_{kg} + C_{ENS} \cdot \sum_{k=1}^{n} PNS_k \tag{5.3}$$

Sujeita a:

$$\sum_{k=1}^{n} \sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + \sum_{k=1}^{n} PNS_k = \sum_{k=1}^{n} Pc_k, \quad \text{para } k=1, \ldots, n; \text{ e } g=1, \ldots, ng; \tag{5.4}$$

$$Pg_{kg}^{\min} \le Pg_{kg} \le Pg_{kg}^{máx}, \quad \text{para } k=1, \ldots, n; \text{ e } g=1, \ldots, ng; \tag{5.5}$$

$$PNS_k \le Pc_k, \quad \text{para } k=1, \ldots, n. \tag{5.6}$$

Obtida a solução óptima deste problema de optimização podem-se conhecer os valores das potências activas de produção, Pg_{kg}, e, por intermédio das equações do Modelo DC de trânsito de potências, são determinados os ângulos das tensões nos nós da rede, θ_k, utilizando as expressões (5.7) e (5.8).

$$Pinj_k = Pg_k - Pc_k \quad \text{para } k = 1, \ldots, n\text{-}1 \text{ nós.} \tag{5.7}$$

$$[\theta_k] = [B_{DC}]^{-1} . [Pinj_k] \quad \text{para } k = 1, \ldots, n\text{-}1 \text{ nós.} \tag{5.8}$$

Após o cálculo dos ângulos, θ_k, em cada nó k da rede de transporte calculam-se os trânsitos de potência activa P_r, em cada ramo r da rede de transporte, localizado entre os nós i e j, através da expressão (5.9).

$$P_r = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad \text{para } i = 1, \ldots, n; \text{ e } j = 1, \ldots, n. \tag{5.9}$$

Calculam-se também as perdas activas nos ramos da rede de transporte com a utilização da expressão simplificada (5.10), que foi obtida considerando diversas simplificações inerentes ao Modelo DC.

$$Perdas_{ij} = 2 \cdot g_{ij} \cdot (1 - \cos\theta_{ij}) \tag{5.10}$$

Estas estimativas das perdas activas nos ramos serão incluídas no problema de optimização conforme foi descrito no Modelo A.

Conhecidos os valores dos trânsitos de potência nos ramos da rede de transporte, verifica-se se estes violam ou não os limites mínimos e máximos das capacidades de transmissão dos ramos.

Se não houver violação desses limites procede-se então à inclusão das perdas activas dos ramos como cargas fictícias em cada nó extremo do respectivo ramo. Por exemplo, para o nó k, com nós adjacentes i e j, a respectiva potência da carga fictícia, Pcf_k, devido às perdas activas nos ramos adjacentes a esse nó k é determinada pela expressão (5.11).

$$Pcf_k = \frac{1}{2} \cdot Perdas_{ki} + \frac{1}{2} \cdot Perdas_{kj} \tag{5.11}$$

Nestas condições, o valor da potência de carga no nó k, Pc_k, com inclusão desta estimativa das perdas activas será calculado pela expressão (5.12).

$$Pc_k = Pc_k + Pcf_k \tag{5.12}$$

Com as perdas activas incluídas no problema, resolve-se novamente o problema de optimização e calculam-se as fases das tensões nos nós e os trânsitos de potência activa nos ramos. Se continuar a não haver violação dos limites das capacidades de transmissão nos ramos verifica-se se a diferença dos ângulos das tensões em cada nó entre duas iterações consecutivas é inferior a uma dada tolerância ε. Este processo iterativo termina quando essa tolerância for verificada.

Se houver violação desses limites então a restrição do ramo onde ocorra maior violação será incluída no problema de optimização. Por exemplo, se essa violação corresponder ao limite de capacidade máxima do ramo r, então a restrição a incluir no problema corresponde a (5.13). Nesta situação, a solução óptima anteriormente identificada é não admissível pelo que pode ser utilizada a forma Dual do Método do *Simplex* para ultrapassar essa não admissibilidade.

$$\sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k - Pc_k \right) \leq P_r^{máx} \tag{5.13}$$

Após obter uma solução óptima e admissível, serão também incluídas as estimativas de perdas activas como cargas fictícias, conforme se referiu anteriormente. Em seguida, é novamente resolvido o problema de optimização, calculam-se os ângulos das tensões nos nós e os trânsitos de potência activa nos ramos, e verifica-se novamente se há ou não violação dos limites de capacidades dos ramos. Se houver, o procedimento repete-se de forma iterativa até não serem detectadas violações. O processo iterativo desenvolve-se até que a diferença dos ângulos das tensões em cada nó entre duas iterações consecutivas seja inferior a uma tolerância ε.

No final deste algoritmo ficarão disponíveis as variáveis duais das restrições do problema, que serão utilizadas para calcular os PMCP nos nós da rede de transporte e, a partir deles, calcula-se a Remuneração Marginal de Curto Prazo da rede de transporte pela expressão (5.2).

5.2.3 – Integração dos Índices de Fiabilidade dos componentes

Para se obterem as tarifas que permitam remunerar os serviços prestados pela rede de transporte de energia eléctrica torna-se importante considerar todos os factores que afectam o funcionamento do SE. Um dos factores a considerar corresponde à fiabilidade dos componentes (geradores, linhas, transformadores, etc.) que integram os SE. Embora se procure ter componentes com um bom grau de fiabilidade, sabe-se que os componentes não são ideais estando, por isso, sujeitos a sair de serviço por avaria.

Assumindo que os componentes do SE são reparáveis e que é adoptado um modelo de residência em dois estados, verifica-se que cada componente pode entrar ciclicamente no tempo num dos seguintes estados: Funcionamento (F) e Reparação (R). O período de tempo que um componente está em funcionamento é designado de *Tempo de Funcionamento*, t_f, e o período de tempo em que está em reparação é designado de *Tempo de Reparação*, t_r. A figura seguinte ilustra o comportamento de um componente reparável ao longo do tempo, admitindo que não ocorrem situações de avaria ou disponibilidade parcial.

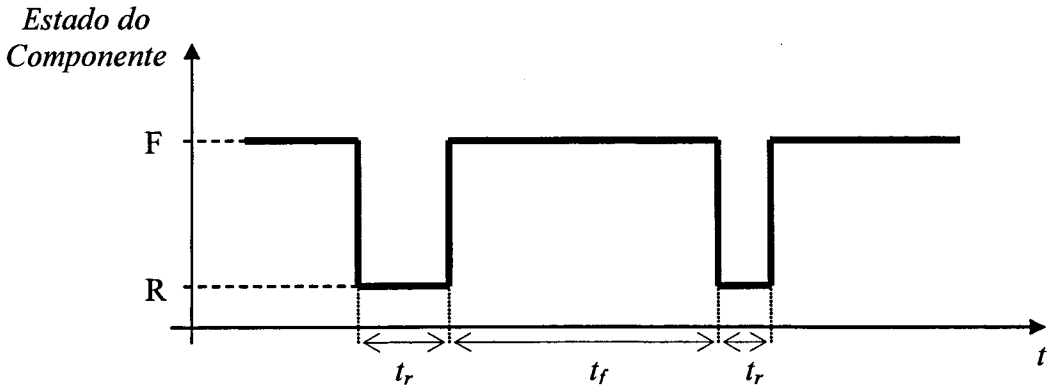


Figura 5.3 – Comportamento de um componente reparável no tempo.

A partir deste comportamento de um componente no tempo podem-se determinar os seguintes índices de fiabilidade:

- *Mean Time To Failure* (MTTF) – Tempo médio até à avaria, que corresponde ao valor médio dos tempos de funcionamento. Na expressão (5.14) *nf* corresponde ao número total de estados de Funcionamento durante um determinado período de tempo.

$$MTTF = \frac{\sum_{i=1}^{nf} t_{f_i}}{nf} \quad [\text{h}] \tag{5.14}$$

- *Mean Time To Repair* (MTTR) – Tempo médio de reparação, ou seja, o valor médio dos tempos de reparação. Na expressão (5.15) *nr* corresponde ao número total de estados de Reparação que ocorreram num determinado período de tempo.

$$MTTR = \frac{\sum_{i=1}^{nr} t_{r_i}}{nr} \quad [\text{h}] \tag{5.15}$$

Matematicamente cada componente pode ser representado por uma Função de Sobrevivência *R(t)*, que reflecte a sua fiabilidade, ou seja, a probabilidade desse componente sobreviver até ao instante *t*. Esta função corresponde a uma distribuição de probabilidades exponencial descrita pela expressão (5.16).

$$R(t) = e^{-\lambda t}, t \geq 0 \tag{5.16}$$

Nesta expressão:

λ - Taxa de Avarias, em [h^{-1}].

Considerando que a taxa de avarias é constante ao longo do tempo, nomeadamente porque se está a analisar o período de vida útil do componente, o cálculo do *MTTF* pode ser efectuado através da expressão (5.17).

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad [\text{h}] \tag{5.17}$$

Com base na expressão da Função de Sobrevivência (5.16) obtém-se o *Tempo de Funcionamento*, t_f, através das expressões (5.18) ou (5.19).

$$t_f = -\frac{1}{\lambda} \cdot \ln[R(t)] \quad [\text{h}] \tag{5.18}$$

$$t_f = -MTTF \cdot \ln[R(t)] \quad [\text{h}] \tag{5.19}$$

Considerando uma Taxa de Reparação μ [h^{-1}] constante, pode-se calcular o *MTTR* pela expressão (5.20) e, de uma forma semelhante, à situação anterior determina-se o *Tempo de Reparação*, t_r, através das expressões (5.21) e (5.22).

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad [\text{h}] \tag{5.20}$$

$$t_r = -\frac{1}{\mu} \cdot \ln[R(t)] \quad [\text{h}] \tag{5.21}$$

$$t_r = -MTTR \cdot \ln[R(t)] \quad [\text{h}] \tag{5.22}$$

Conhecidos os índices de fiabilidade (taxa de avaria, taxa de reparação, tempo de funcionamento, tempo de reparação, etc.) dos diversos componentes do SE, o comportamento do SE para um determinado período de tempo pode ser simulado utilizando a versão cronológica do Método de Simulação de Monte Carlo. Este método revela-se adequado ao processo em causa, pois o carácter aleatório da evolução no tempo do comportamento dos componentes do SE reflecte-se no funcionamento do próprio método. Na figura 5.4 apresenta-se o fluxograma simplificado de cálculo dos valores esperados dos PMCP nodais e da RMCP da rede de transporte através da inclusão dos índices de fiabilidade dos componentes através do Método de Simulação de Monte Carlo Cronológico. Neste algoritmo, x representa o índice de cada estado sorteado, t_x representa a sua duração, T_x representa o tempo total de simulação realizado correspondente a N_x estados sorteados e T representa o tempo total de simulação pretendido.

O Método de Simulação de Monte Carlo Cronológico utiliza um conjunto de números aleatórios, que serão utilizados para determinar os tempos de funcionamento e os tempos de reparação de todos os componentes do SE. Desta forma, a operação do SE evolui no tempo, entrando os componentes em reparação após avaria e entrando em funcionamento após a reparação. A ocorrência aleatória da avaria ou funcionamento de um dos componentes do SE origina uma mudança de estado do SE. Por isso, ao longo do período de tempo previsto para a simulação de operação do SE, este reside em vários estados. No ***Anexo C*** desta Dissertação encontra-se descrito o Método de Simulação de Monte Carlo Cronológico.

Pretendendo-se determinar estimativas do valor médio dos PMCP nodais e uma estimativa da RMCP anual da rede de transporte de energia eléctrica para os serviços prestados durante um determinado período de tempo, usualmente um ano (8760 horas), a Simulação de Monte Carlo determina aleatoriamente um conjunto de estados do SE. Para cada um destes estados será aplicada a MMCP apresentada na figura 5.2, que permite determinar os PMCP nodais e a RMCP para cada estado da rede. Ao fim do período de simulação são calculadas as estimativas referidas dos PMCP nodais e da RMCP anual.

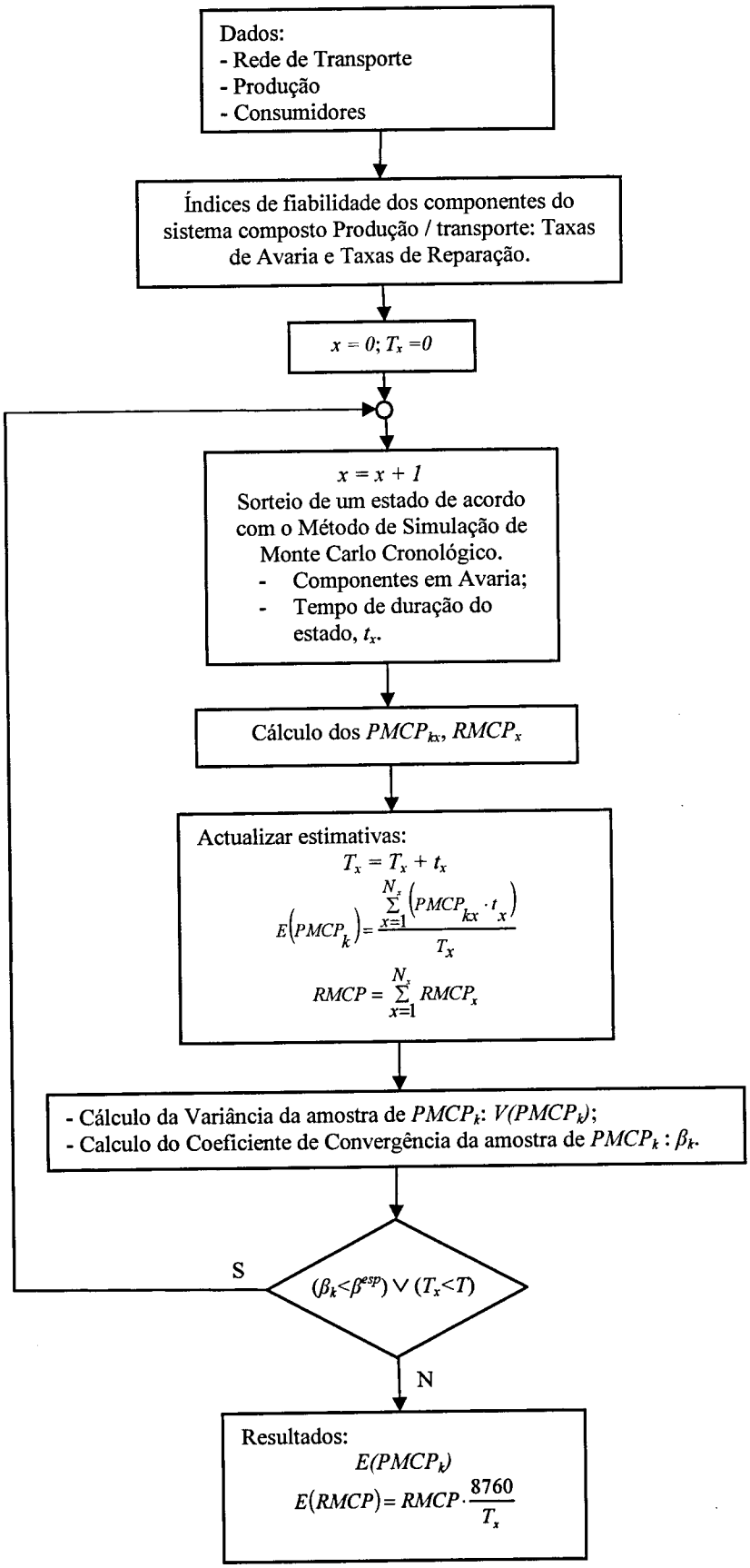


Figura 5.4 – Fluxograma simplificado de cálculo dos valores esperados dos PMCP nodais e da RMCP anual com integração dos índices de fiabilidade dos componentes através do Método de Simulação de Monte Carlo Cronológico.

Para se obterem resultados de maior qualidade é conveniente executar o algoritmo de Simulação de Monte Carlo Cronológico para períodos superiores a um ano, até se atingir um Coeficiente de Convergência β pré-especificado. Neste caso, sendo t_x a duração do estado x e T_x o tempo total de simulação, ambos em horas, o valor esperado dos PMCP nodais, $PMCP_k$ e a remuneração média anual, $RMCP$, serão dadas pelas expressões (5.23) e (5.24).

$$E(PMCP_k) = \frac{\sum_{x=1}^{Nx}(PMCP_{kx} \cdot t_x)}{T_x} \tag{5.23}$$

$$E(RMCP) = \frac{8760}{T_x} \cdot \sum_{x=1}^{N_x} RMCP_x \tag{5.24}$$

A variância da amostra dos $PMCP_k$, em cada nó k, é dada pela expressão (5.25).

$$V(PMCP_k) = \frac{1}{N_x - 1} \cdot \sum_{x=1}^{N_x}(PMCP_{kx} - E(PMCP_k))^2 \tag{5.25}$$

Por fim, para cada nó k, calcula-se o respectivo Coeficiente de Convergência, β_k, pela expressão (5.26). A comparação do valor β_k obtido para cada nó k com o valor pré-especificado, β^{esp}, bem como a comparação do tempo de simulação total realizado, T_x, com o tempo total de simulação pretendido, T, permite avaliar a convergência do processo de simulação.

$$\beta_k = \frac{\sqrt{V(PMCP_k)}}{\sqrt{N_x} \cdot E(PMCP_k)} \tag{5.26}$$

5.3 – Formulação da Metodologia Marginal de Longo Prazo

5.3.1 – Formulação Matemática do Cálculo dos Preços e da Remuneração Marginal de Longo Prazo

F.J. Rubio-Odériz em [Rubio-Odériz_1999] desenvolveu uma MMLP para construir planos de expansão e reforço bem como para calcular PMLP nodais em redes de transporte. Esta metodologia foi já abordada no ponto ***4.4.2.1.2*** do ***Capítulo IV*** sendo agora referida de novo como contraponto à metodologia desenvolvida neste trabalho utilizando a metaheurística *Simulated Annealing*.

A metodologia consiste num problema de optimização não linear, contínuo, que resolve um problema de planeamento de natureza estática, onde as variáveis de investimento são contínuas e correspondem à capacidade de transmissão a instalar na rede de transporte. O problema de optimização determina a solução óptima para a capacidade de transmissão a instalar de modo que o custo de exploração e o custo de investimento sejam minimizados.

Desta forma, obtém-se uma solução óptima que pode consistir, por exemplo, em construir a quantidade de 1.32 de uma linha com capacidade de transmissão de 200 [MW], o que equivale a 264 [MW]. Como se compreende, este tipo de soluções não pode ser implementada na prática. Para ultrapassar esta impossibilidade e partindo da solução óptima contínua relativa à capacidade de transmissão a instalar, é realizada uma aproximação para a solução discreta que integre os valores inteiros imediatos aos valores contínuos obtidos. Esta forma de obter a solução discreta a implementar é bastante criticada por alguns autores, pois esta não coincide, em geral, com a solução óptima discreta do problema de optimização inteiro correspondente.

Em relação ao cálculo dos PMLP nodais, a metodologia apresentada em [Rubio-Odériz_1999] determina estes preços com base nos multiplicadores de Lagrange do problema de optimização contínuo que é formulado para resolver o problema de planeamento da rede de transporte. Isto significa que a formulação referida constrói uma função Lagrangeana em que os coeficientes de Lagrange das restrições reflectem sensibilidades da função objectivo do problema em relação a variações dos recursos das restrições. Em particular, no que se refere às restrições de equilíbrio de potências nodais produzidas e de carga, o coeficiente de Lagrange referente a cada nó permite obter o PMLP nesse nó. Deve-se assinalar que a formulação integra diversos cenários de carga, *nc*, para cada período de planeamento, *p*, pelo que integrará, para cada nó tantas equações de equilíbrio nodais quantas o produto do número de cenários de carga pelo número de períodos considerados. Nestas condições, (5.27) corresponde ao PMLP no nó *k* no cenário *nc*, no período *p*.

$$PMLP_{k,p,nc} = \frac{\partial L(Pg,\theta,X)}{\partial Pc_{k,p,nc}} = \gamma_{k,p,nc} \tag{5.27}$$

Nesta expressão:

$\gamma_{k,p,nc}$ – Coeficiente de Lagrange associado à equação de equilíbrio de potências global, no nó *k*, no cenário *nc*, do período *p*;

$Pc_{k,p,nc}$ – Potência de carga no nó *k*, no cenário *nc*, do período *p*. Admite-se que a potência de carga permanece constante ao longo de todo o cenário *nc*, em [MW];

Pg – Produção do gerador, em [MW];

X – Variável correspondente ao investimento em capacidade de transmissão das linhas, em [MW];

θ - Ângulo da tensão.

Os restantes coeficientes de Lagrange respeitantes às restrições de limite máximo de *PNS*, às restrições dos limites de capacidade de transmissão nos ramos e às restrições de limite

nas capacidades de transmissão a construir, são obtidas de forma semelhante com a utilização das condições de optimização do Lagrangiano (5.28) a (5.30).

$$\frac{\partial L(Pg,\theta,X)}{\partial Pg_{k,p,nc}} = 0 \tag{5.28}$$

$$\frac{\partial L(Pg,\theta,X)}{\partial \theta_{k,p,nc}} = 0 \tag{5.29}$$

$$\frac{\partial L(Pg,\theta,X)}{\partial X_l} = 0 \tag{5.30}$$

Como foi referido esta formulação integra um conjunto de cenários para cada período de planeamento. Cada um destes cenários de operação foi afectado de uma probabilidade que, assim, permite considerar a incerteza relativa à carga. O PMLP, $PMLP_{k,p,nc}$, são obtidos considerando que há duas formas de responder às variações da carga:

- Mediante a adequação dos recursos de curto prazo, isto é, utilizando os geradores e eventualmente procedendo a cortes de carga;
- E adequando as capacidades disponíveis dos elementos do sistema, neste caso das linhas de transmissão.

Se pretendesse calcular os PMCP, $PMCP_{k,p,nc}$, para um período p e um cenário nc, admitindo que os recursos disponíveis eram aumentados até aos níveis associados à solução óptima do problema a longo prazo, os valores assim obtidos seriam obviamente diferentes dos $PMLP_{k,p,nc}$ para o período p e cenário nc em estudo. Com efeito, uma vez fixados os níveis de investimento nos valores óptimos obtidos no problema de longo prazo, o problema converte-se num problema de curto prazo cujos únicos recursos disponíveis para responder a variações de carga são a produção dos geradores e o eventual corte de carga. Nestas condições, os preços obtidos são PMCP, $PMCP_{k,p,nc}$, reflectindo apenas custos de exploração e sendo obviamente diferentes dos PMLP, $PMLP_{k,p,nc}$, obtidos para o mesmo período de operação e para o mesmo cenário.

Em [Rubio-Odériz_1999] demonstra-se também que num problema de optimização contínuo que integra variáveis de investimento contínuas e custos de investimento lineares em função da capacidade de transmissão instalada, a Remuneração Marginal permite recuperar todos os custos de investimento na rede de transporte. Esta Remuneração Marginal é calculada através da expressão (5.31), em que *np* representa o número total de períodos considerados, *ntc* representa o número de cenários considerados e *n* corresponde ao número de nós da rede em análise.

$$RMLP = -\sum_{p=1}^{np}\sum_{nc=1}^{ntc}\sum_{k=1}^{n} PMLP_{k,p,nc} \cdot Pinj_{k,p,nc} \tag{5.31}$$

Verifica-se também que a RMLP pode ser calculada através da expressão (5.32), que corresponde aos custos de investimento ocorridos.

$$RMLP = \sum_{l=1}^{N_l} X_l \cdot CI_l \tag{5.32}$$

Nesta expressão:

CI_l – Custos de investimento por unidade de linha *l* construída;

N_l – Número total de investimentos realizados no horizonte de planeamento.

5.3.2 – Abordagem a um problema discreto

Na realidade as variáveis de investimento dum problema de PERTEE são discretas devido à normalização dos equipamentos por parte dos fabricantes, o que torna impossível utilizar uma formulação matemática em termos de derivadas para calcular os PMLP, como as que se apresentam nas expressões do Modelo A e do Modelo B para o cálculo do PMCP, ou a apresentada [Rubio-Odériz_1999] para calcular os PMLP. Como foi referido, poderá ser obtida uma solução tecnicamente implementável aproximando o valor das variáveis representativas dos investimentos para os valores inteiros imediatos aos valores contínuos obtidos. Esta estratégia, no âmbito de um problema de planeamento da expansão e da garantia de recuperação de custos, apresenta duas desvantagens fundamentais:

- Por um lado, a solução discreta assim obtida não coincide em geral com a solução óptima do problema discreto original;
- Em segundo lugar, os valores dos PMLP foram obtidos considerando o problema contínuo e reflectindo os custos de exploração e de investimento associados à solução do problema contínuo. Nesta linha, aliás, Rubio-Odériz em [Rubio-Odériz_1999] demonstrou a igualdade entre a Remuneração Marginal recolhida e os custos incorridos. Ao modificar a solução do problema contínuo, aproximando-a pelos valores inteiros imediatamente seguintes aos valores óptimos obtidos para o problema contínuo, aumentam-se os custos de investimento. Nestas condições, a Remuneração Marginal obtida com os PMLP nodais obtidos com o problema contínuo revela-se insuficiente. No âmbito da Teoria da Optimização, esta diferença é conhecida como *Dual Gap*. Por outro lado, do ponto de vista tarifário e regulatório ela significa que existe de novo uma situação de insuficiência da remuneração recolhida face aos custos, isto é, está-se de novo perante um problema de *Revenue Reconciliation* que, como foi referido no

Capítulo III, é típico de problemas de curto prazo. Neste caso, a insuficiência de Remuneração Marginal face aos custos poderá não atingir a dimensão típica dos problemas a curto prazo. Ainda assim, significa que a nível regulatório os PMLP nodais calculados a partir de um problema contínuo teriam de ser complementados por outras parcelas tarifárias, de modo a assegurar a recuperação total dos custos.

Para obviar as dificuldades referidas e de acordo com as ideias gerais explicitadas em [Khan_1988] será utilizada a expressão (5.33), para calcular os PMLP nos nós da rede de transporte. Esta expressão corresponde a avaliar os PMLP considerando um problema de planeamento que utilize variáveis de investimento discretas através de uma metodologia de tipo incremental. Assim, inicialmente obtém-se uma solução óptima para o problema de planeamento (plano de expansão) em análise para um conjunto de valores base das potências de carga, Pc_k, ao qual corresponde valores dos custos de exploração, CO, e de investimento, CI. Em seguida, aumenta-se o valor da potência de carga num nó k de um valor ΔPc_k, para o qual será executado novamente o problema de planeamento de modo a obter a solução óptima correspondente, permitindo assim conhecer os respectivos custos de exploração e de investimento. Conhecidos os custos de exploração e de investimento da solução óptima inicial e da solução óptima devida ao incremento na carga no nó k pode-se determinar a variação sentida pelos custos de exploração, ΔCO, e pelos custos de investimento, ΔCI. A soma destes dois termos, um correspondente aos custos de exploração e outro aos custos de investimento para uma variação da potência de carga no nó k, permite calcular os PMLP no nó k, de acordo com a expressão (5.33).

$$PMLP_k = \frac{\Delta CO}{\Delta Pc_k} + \frac{\Delta CI}{\Delta Pc_k} \tag{5.33}$$

Esta expressão segue a lógica de cálculo dos preços marginais dum problema de optimização, pelo que se podem designar de PMLP. No entanto, devido ao cálculo de tipo incremental adoptado, não utilizando as variáveis duais das restrições dum problema de optimização, poderão também designar-se de *Preços Incrementais de Longo Prazo* (PILP).

A expressão (5.33) permite calcular os PMLP por cada nó k da rede de transporte de energia eléctrica reflectindo os custos de exploração e os custos de investimento ao longo de um determinado horizonte de planeamento devido a uma variação, ΔPc_k, da potência de carga nesse nó k. Os custos de exploração podem englobar os custos de produção de potência activa, os custos da potência activa das perdas na rede de transporte, os custos dos congestionamentos e custos da PNS, para uma variação, ΔPc_k, da potência da carga no nó k. Os custos de

investimento dizem respeito aos custos das obras a construir para um plano de expansão seleccionado aquando da variação, ΔPc_k, da potência da carga no nó k.

Em relação ao cálculo da Remuneração Marginal de Longo Prazo (RMLP), pode continuar a ser utilizado o raciocínio já explicitado no ponto ***3.4.3.2.2*** do ***Capítulo III***. Portanto, conhecido o valor do $PMLP_{kp}$ do nó k da rede de transporte, para um período p, pode-se calcular o valor da RMLP nesse período através da expressão (5.34).

$$RMLP_p = \sum_{k=1}^{n} \left[PMLP_{kp} \cdot \left(Pc_{kp} - Pg_{kp} \right) \right] \tag{5.34}$$

A RMLP total corresponde à soma das remunerações referentes a todos os períodos do horizonte de planeamento e a todos os nós da rede em análise, sendo calculada através da expressão (5.35).

$$RMLP = \sum_{p=1}^{np} RMLP_p = \sum_{p=1}^{np} \sum_{k=1}^{n} \left[PMLP_{kp} \cdot \left(Pc_{kp} - Pg_{kp} \right) \right] \tag{5.35}$$

5.3.3 – Algoritmo de PERTEE Multi-Período e Dinâmico (com avaliação dos custos de exploração e de investimento)

O PERTEE é resolvido através de um algoritmo que utiliza a metaheurística *Simulated Annealing* para seleccionar os investimentos a efectuar durante um horizonte de planeamento multi-período. Esses investimentos são representados por variáveis discretas e o algoritmo apresenta-se estruturado de modo a permitir identificar planos de expansão de natureza dinâmica. Neste âmbito, o algoritmo desenvolvido utiliza uma Árvore de Futuros para representar a evolução dos consumos para o horizonte de planeamento.

Conhecido o plano de expansão mais adequado para todo o horizonte de planeamento, os PMLP nodais são calculados para cada um dos períodos de planeamento. Com base nestes preços determina-se a RMLP para cada um desses períodos e, da sua soma, resulta a RMLP total da rede de transporte para todo o horizonte de planeamento.

Este algoritmo poderá ser também utilizado para verificar qual a influência que tem nos PMLP nodais e na RMLP, a variação da capacidade de transmissão associada aos investimentos mantendo constante o valor do incremento da potência de carga ΔPc_k a utilizar para calcular os PMLP nodais, bem como a variação do valor do incremento da potência de carga ΔPc_k mantendo constantes as capacidades de transmissão relativas aos investimentos.

5.3.3.1 – Construção da estrutura de dados

A estrutura de dados do problema de PERTEE deve ser construída de forma cuidadosa e sempre que possível baseada em dados reais. Esta estrutura apresenta aspectos diferenciados que podem ser agrupados nos seguintes pontos: dados do SE existente no período inicial, horizonte de planeamento, previsão dos consumos (Árvore de Futuros), dados relativos a obras previstas ou que se admite realizar e dados de natureza económica.

Dados do SE Existente no Período Inicial (Ano 0)

Estes dados correspondem aos indicados no ponto ***5.2.2.1*** deste capítulo e dizem respeito à constituição e topologia do SE no ano 0.

Horizonte de Planeamento

O horizonte de planeamento será dividido em períodos anuais que, por razões de esforço computacional e de modo a transparecer a realidade relativamente ao planeamento executado pelas empresas do SE, não deverá ultrapassar 10 anos. Em qualquer caso, o algoritmo desenvolvido não apresenta qualquer restrição em relação a este ponto específico.

Previsão dos Consumos para o Horizonte de Planeamento

As previsões do consumo num SE para o horizonte de planeamento, constituído por vários anos, baseiam-se usualmente em dados históricos de evolução dos consumos nesse SE, verificados nos últimos anos. Desta forma, pode-se obter um valor percentual indicativo de evolução do consumo. No entanto, esse valor para cada período do horizonte de planeamento poderá ser sempre afectado por incerteza. Uma maneira simples de tratar essa incerteza consiste em utilizar uma Árvore de Futuros, a partir da qual se podem realizar diversas combinações de evoluções anuais possíveis, reflectindo portanto diversos cenários de evolução dos consumos ao longo do horizonte de planeamento. A figura 5.5 apresenta um exemplo de uma Árvore de Futuros.

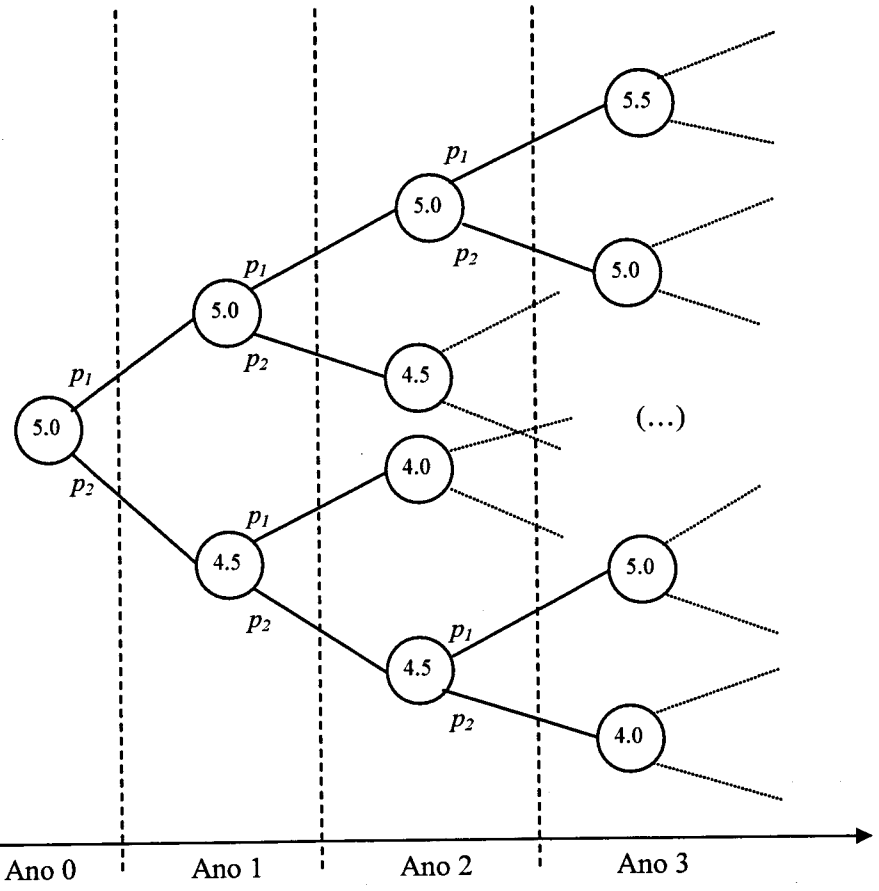


Figura 5.5 – Árvore de Futuros reflectindo as previsões de evolução do consumo durante o horizonte de planeamento.

Nesta figura, o valor percentual indicativo de aumento de consumo no Ano 0 é de 5 [%]. Não havendo qualquer outra informação que permita credibilizar uma trajectória específica de evolução dos consumos, o valor percentual de crescimento do consumo para o período seguinte (Ano 1) pode ser determinado aleatoriamente. Assim, é sorteado aleatoriamente um número $p \in [0;1]$, seleccionando-se o trajecto p_1 se $0.0 \leq p \leq 0.5$ e o trajecto p_2 se $0.5 < p \leq 1.0$. Se for sorteado p_1 o aumento do consumo no Ano 1 será de 5 [%], se for sorteado p_2 o aumento do consumo nesse ano será de 4.5 [%]. Este processo de sorteio aleatório deverá ser conduzido até se atingir o fim do horizonte de planeamento.

Dados de natureza económica

Os dados de natureza económica que é necessário definir correspondem à taxa de actualização a utilizar para referir custos (de exploração e de investimento) e remunerações para o ano 0. Todos os valores dos custos e remunerações realizados durante os períodos do horizonte de planeamento são convertidos para o ano inicial (Ano 0) conforme foi referido no

5.3.3.1 – Construção da estrutura de dados

A estrutura de dados do problema de PERTEE deve ser construída de forma cuidadosa e sempre que possível baseada em dados reais. Esta estrutura apresenta aspectos diferenciados que podem ser agrupados nos seguintes pontos: dados do SE existente no período inicial, horizonte de planeamento, previsão dos consumos (Árvore de Futuros), dados relativos a obras previstas ou que se admite realizar e dados de natureza económica.

Dados do SE Existente no Período Inicial (Ano 0)

Estes dados correspondem aos indicados no ponto *5.2.2.1* deste capítulo e dizem respeito à constituição e topologia do SE no ano 0.

Horizonte de Planeamento

O horizonte de planeamento será dividido em períodos anuais que, por razões de esforço computacional e de modo a transparecer a realidade relativamente ao planeamento executado pelas empresas do SE, não deverá ultrapassar 10 anos. Em qualquer caso, o algoritmo desenvolvido não apresenta qualquer restrição em relação a este ponto específico.

Previsão dos Consumos para o Horizonte de Planeamento

As previsões do consumo num SE para o horizonte de planeamento, constituído por vários anos, baseiam-se usualmente em dados históricos de evolução dos consumos nesse SE, verificados nos últimos anos. Desta forma, pode-se obter um valor percentual indicativo de evolução do consumo. No entanto, esse valor para cada período do horizonte de planeamento poderá ser sempre afectado por incerteza. Uma maneira simples de tratar essa incerteza consiste em utilizar uma Árvore de Futuros, a partir da qual se podem realizar diversas combinações de evoluções anuais possíveis, reflectindo portanto diversos cenários de evolução dos consumos ao longo do horizonte de planeamento. A figura 5.5 apresenta um exemplo de uma Árvore de Futuros.

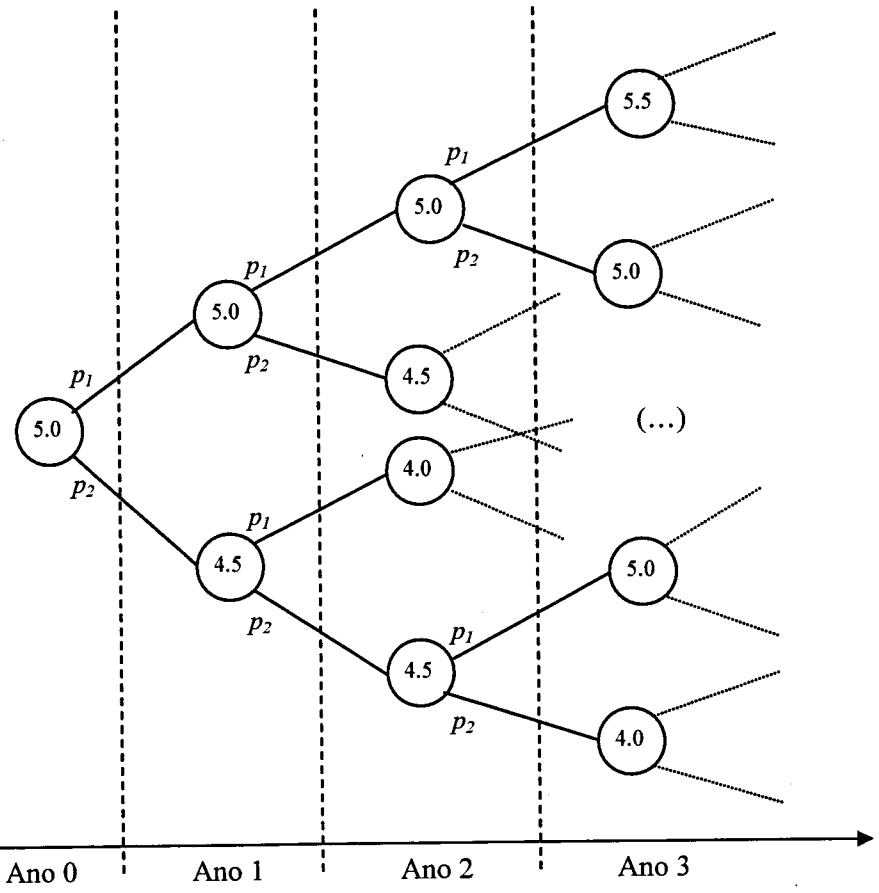


Figura 5.5 – Árvore de Futuros reflectindo as previsões de evolução do consumo durante o horizonte de planeamento.

Nesta figura, o valor percentual indicativo de aumento de consumo no Ano 0 é de 5 [%]. Não havendo qualquer outra informação que permita credibilizar uma trajectória específica de evolução dos consumos, o valor percentual de crescimento do consumo para o período seguinte (Ano 1) pode ser determinado aleatoriamente. Assim, é sorteado aleatoriamente um número $p \in [0;1]$, seleccionando-se o trajecto p_1 se $0.0 \leq p \leq 0.5$ e o trajecto p_2 se $0.5 < p \leq 1.0$. Se for sorteado p_1 o aumento do consumo no Ano 1 será de 5 [%], se for sorteado p_2 o aumento do consumo nesse ano será de 4.5 [%]. Este processo de sorteio aleatório deverá ser conduzido até se atingir o fim do horizonte de planeamento.

Dados de natureza económica

Os dados de natureza económica que é necessário definir correspondem à taxa de actualização a utilizar para referir custos (de exploração e de investimento) e remunerações para o ano 0. Todos os valores dos custos e remunerações realizados durante os períodos do horizonte de planeamento são convertidos para o ano inicial (Ano 0) conforme foi referido no

ponto *4.2.1.7* do *Capítulo IV*, para que seja possível efectuar uma comparação dos valores monetários do problema de planeamento.

Dados relativos a Obras Previstas que se admite poder realizar

Antes de iniciar o PERTEE supõe-se conhecido o plano de expansão do subsector da produção de energia eléctrica, bem como indicações relativas ao plano de expansão das redes de distribuição de energia eléctrica, para o horizonte de planeamento especificado. Em relação ao plano de expansão do subsector da produção, deverão ser obtidas indicações relativas a novos grupos geradores que entram em funcionamento num determinado período, bem como os que serão desclassificados. Como consequência desta evolução, poderão ser adicionados novos nós à rede de transporte e outros poderão ser excluídos. Quanto às redes de distribuição num SE estas são consideradas consumidores, pelo que o respectivo plano de expansão consiste na realização de novas ligações à rede de transporte que serão considerados novos nós, enquanto outras ligações poderão ser eliminadas. Como se compreende, a evolução da rede de distribuição numa determinada área pode corresponder apenas a um aumento da carga a solicitar à rede de transporte sem se considerarem alterações topológicas.

Para cada período do horizonte do PERTEE é definido um conjunto de obras que pode ser constituído por novos investimentos ou por reforço de instalações já existentes. Os novos investimentos e o reforço de instalações não estão em geral associados a um período em que, à partida, devem ser disponibilizadas. Neste sentido, no algoritmo de resolução do problema ao ser seleccionada uma obra deste género para ser implementada deverá igualmente ser seleccionado o período em que deverá ser disponibilizada. Neste caso, essa obra ficará igualmente disponível nos períodos seguintes. Por seu lado, as desclassificações têm de ser realizadas no período especificado, porque usualmente dizem respeito à degradação de instalações por envelhecimento, ou à desactivação de instalações por estratégia de desenvolvimento do SE, sendo neste caso programadas com a devida antecedência.

Cada novo investimento ou reforço das instalações existentes é afectado de um custo de investimento, em [€]. De acordo com o tipo de instalações (linha aérea ou cabo subterrâneo, transformador ou auto-transformador) serão especificadas as suas características técnicas, conforme já referido no ponto *5.2.2.1*.

Algumas simplificações

No algoritmo desenvolvido são consideradas algumas simplificações que dizem respeito às características técnicas e económicas dos equipamentos que podem integrar os planos de expansão da rede de transporte de energia eléctrica, tais como linhas áreas, cabos

subterrâneos e subestações. Como é necessário utilizar uma grande variedade de valores para os equipamentos referidos, seria muito útil e mais realista utilizar valores referentes às características técnicas e económicas de equipamentos normalizados e existentes no mercado. No entanto, existe em geral uma grande dificuldade em obter este tipo de valores. Por outro lado, a determinação de diversas dessas características através de expressões não lineares revela-se bastante complexa. Por isso, optou-se por utilizar alguns valores de equipamentos normalizados existentes no mercado e, a partir destes, obter as características de outros equipamentos do mesmo tipo utilizando expressões aproximadas e lineares. Algumas dessas expressões simplificadas são apresentadas em seguida.

A – Custo de um ramo numa rede de transporte

Tanto uma linha aérea, cabo subterrâneo, ou subestação de uma rede de transporte de energia eléctrica são considerados ramos de uma rede eléctrica.

A.1 – Linha ou cabo de transporte de energia eléctrica

O custo de uma linha ou cabo de transporte de energia eléctrica foi estimado considerando a expressão (5.36).

$$C_l = (C_{fl} + C_{vl} \, . \, s) \, . \, L \tag{5.36}$$

Nesta expressão:

C_l – Custo total da linha ou cabo l, [€];

C_{fl} – Custo fixo da linha ou cabo l, [€/km];

C_{vl} – Custo variável da linha ou cabo l, [€/(km.mm^2)];

s – Secção nominal da linha ou cabo, [mm^2];

L – Comprimento da linha ou cabo l, [km].

Como a secção s é determinada em função da intensidade de corrente I, $s = f(I)$, admitiu-se por simplicidade que a secção é directamente proporcional à intensidade de corrente. A expressão (5.37) reflecte esta aproximação considerando a constante de proporcionalidade k. Por outro lado, admitindo que a tensão V é constante, a secção é directamente proporcional à capacidade de transmissão P, obtendo-se então a expressão (5.38).

$$s \approx k \, . \, I \tag{5.37}$$

$$s \approx k_l \, . \, V \, . \, I \approx k_l \, . \, P \tag{5.38}$$

Com estas simplificações, pode-se calcular o custo de uma linha aérea ou cabo subterrâneo pelas expressões (5.39) ou (5.40).

$$C_l = (C_{fl} + C_{vl} \,.\, k_l \,.\, P) \,.\, L \tag{5.39}$$

$$C_l = (C_{fl} + C_{vlp} \,.\, P) \,.\, L \tag{5.40}$$

Nestas expressões:

C_l – Custo total da linha ou cabo l, [€];

C_{fl} – Custo fixo da linha ou cabo l, [€/km];

C_{vl} – Custo variável da linha ou cabo l, [€/(km.mm^2)];

C_{vlp} – Custo variável da linha ou cabo l, [€/(km.MW)];

L – Comprimento da linha ou cabo l, [km];

P – Capacidade de transmissão da linha ou cabo l, [MW].

A.2 – Subestações

O custo de uma subestação foi estimado utilizando a expressão (5.41).

$$C_s = C_{fs} + C_{vs} \,.\, P \tag{5.41}$$

Nesta expressão:

C_s – Custo total da subestação s, [€];

C_{fs} – Custo fixo da subestação s, [€];

C_{vs} – Custo variável da subestação s, [€/MW];

P – Potência instalada na subestação s, [MW].

B – Variação da impedância num ramo em função da sua capacidade de transmissão

De acordo com [Checa_1979], se a capacidade de transmissão de um ramo variar de P_1 para P_2, obtém-se a relação dada pela expressão (5.42). Admitindo-se que a tensão se mantém constante, $V_1 = V_2$, verifica-se que as intensidades de corrente se relacionam através de (5.43).

$$\frac{P_2}{P_1} = n \tag{5.42}$$

$$I_2 = n \,.\, I_1 \tag{5.43}$$

Nestas condições (5.44) e (5.45) permitem obter a relação entre as impedâncias Z_1 e Z_2.

$$\frac{Z_1 \cdot I_1}{Z_2 \cdot I_2} = \frac{V_1}{V_2} = 1 \Rightarrow Z_1 \cdot I_1 = Z_2 \cdot I_2 \Leftrightarrow Z_1 \cdot I_1 = Z_2 \cdot n \cdot I_1 \tag{5.44}$$

$$Z_1 = Z_2 \cdot n \Leftrightarrow Z_2 = \frac{Z_1}{n} \tag{5.45}$$

Conclui-se assim que a variação da impedância é inversamente proporcional à variação da capacidade de transmissão do ramo. Esta conclusão pode-se estender às Resistências e Reactâncias dos ramos (5.46) ou às admitâncias dos ramos (5.47).

$$R_2 = \frac{R_1}{n} \qquad e \qquad X_2 = \frac{X_1}{n} \tag{5.46}$$

$$Y_2 = n \,.\, Y_1 \tag{5.47}$$

5.3.3.2 – Resolução do PERTEE utilizando a metaheurística Simulated Annealing

A metaheuristica *Simulated Annealing* foi utilizada para seleccionar o plano de expansão mais adequado para o horizonte de planeamento do problema de PERTEE. Esta metaheurística revela-se especialmente apta para lidar com variáveis de investimento discretas, podendo utilizar-se nestas condições os valores normalizados existentes no mercado para as instalações em que se admite investir. O planeamento apresenta um carácter dinâmico porque um conjunto de investimentos estruturado num plano de expansão seleccionado será avaliado para todo o horizonte de planeamento utilizando uma função de avaliação previamente definida. Nestas condições, uma obra pode ser seleccionada para integrar o plano referido num período determinado, não porque seja imprescindível para esse período, mas sim porque, conjugadamente com as restantes obras, corresponde ao modo mais económico de lidar com problemas que poderão surgir apenas em períodos posteriores. Este carácter global, do ponto de vista temporal e geográfico, é uma das características essenciais do problema em análise.

Para a implementação adequada da metaheurística *Simulated Annealing* será necessário caracterizar os seguintes pontos, [Pirlot_2000]: solução, espaço de soluções, estrutura de vizinhança, função de avaliação, parâmetros de controlo, probabilidade de aceitação de piores soluções e critério de paragem. A figura 5.6 apresenta o algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* aplicado ao PERTEE implementado neste trabalho.

Neste algoritmo, cada solução x pertencente ao espaço de soluções X do problema de planeamento consistirá num plano de expansão do SE. Uma solução integrará um conjunto de obras a realizar, seleccionadas de entre a lista de obras previamente disponibilizada, e elementos a desclassificar. Cada uma destas obras e elementos a desclassificar estarão associados a um dos períodos em que se organiza o horizonte de planeamento. A solução inicial adoptada no algoritmo implementado corresponde, para todos os períodos de planeamento, à rede de transporte existente no ano inicial.

O espaço de soluções X corresponde ao conjunto de todos os planos de expansão, que podem ser construídos por combinação de elementos da lista de obras previamente disponibilizada e pela alocação de cada uma dessas obras a um dos períodos do horizonte de planeamento. Assinala-se desde já que são também soluções admissíveis todas aquelas que, em algum dos períodos do horizonte referido, não integrem nenhuma obra a realizar. Por outro lado, uma solução pode integrar ao longo do conjunto de períodos a realização de um pequeno conjunto de obras quando comparado com as que integram a lista referida.

A título de exemplo, admitamos que a lista de obras é dada por (5.48) em que O_i representa a obra i e NO representa a cardinalidade do conjunto O.

$$O = \{O_i,\ i = 1,\ ...,\ NO\} \tag{5.48}$$

Se o horizonte de planeamento tiver, por exemplo, 3 períodos então (5.49) a (5.51) representará, por exemplo, uma solução do problema.

$$S_{p=1} = \{O_1,\ O_2,\ O_3\} \tag{5.49}$$

$$S_{p=2} = \{\} \tag{5.50}$$

$$S_{p=3} = \{O_1,\ O_2,\ O_4,\ O_{NO}\} \tag{5.51}$$

A definição de uma estrutura de vizinhança V permite um funcionamento eficaz da metaheurística. A estrutura de vizinhança V consiste no conjunto de soluções do espaço de soluções X para onde se admite que o processo de pesquisa possa evoluir a partir da solução corrente, $x^{corrente}$. Na implementação realizada admitiu-se que, para uma dada solução corrente constituem soluções vizinhas as que se obtêm por adição de um novo ramo num qualquer período do horizonte de planeamento, por remoção de um ramo num qualquer período do horizonte de planeamento, pela troca de um ramo (adição de um ramo / remoção de outro ramo) no mesmo período ou em períodos diferentes do horizonte de planeamento. A selecção de uma solução vizinha de entre as que integram a estrutura de vizinhança assim definida foi realizada sorteando um valor aleatório $q \in [0;1]$ de tal modo que:

- Se $0.0 \leq q \leq 0.34$ então a solução vizinha terá mais um ramo;
- Se $0.34 < q \leq 0.67$ então a solução vizinha terá menos um ramo;
- Se $0.67 < q \leq 1.0$ então a solução vizinha resultará da troca de ramos;
- Se repetidamente for escolhida a mesma solução, ou se o SE para essa solução vizinha não se encontrar ligado, então será escolhida de forma aleatória outra solução vizinha da solução corrente.

Após sortear uma destas alternativas, procede-se ao sorteio da obra que integra a lista previamente preparada que será implementada, ou ao sorteio do elemento da rede que será eliminado ou ao par de elementos que serão trocados, no sentido em que um será adicionado e

o outro eliminado. Em seguida, será sorteado o período do horizonte temporal do problema de planeamento em que esta alteração terá lugar.

A Função de Avaliação, *FA*, corresponde à adição dos Custos de Exploração, *CO*, com os Custos de Investimento, *CI*, para um determinado plano de expansão, (5.52). Os *CO* correspondem ao valor da Função Objectivo do problema de optimização do Despacho económico conforme foi descrito no ponto ***5.2.2.5***, enquanto que os *CI* correspondem ao custo das obras incluídas no plano de expansão seleccionado.

$$FA = CO + CI \quad [€] \tag{5.52}$$

Nestas circunstâncias e considerando que se pretende minimizar *FA*, o mecanismo de pesquisa associada à metaheurística *Simulated Annealing* procurará fazer evoluir a solução no sentido da diminuição da *FA* apesar de, transitoriamente, se admitirem movimentos para soluções possuindo um valor da *FA* mais elevado que o da solução corrente.

Os parâmetros de controlo da metaheurística são a temperatura inicial, $T_{inicial}$, e final, T_{final}, o factor de arrefecimento, α, e a largura do patamar, L (definido como o número máximo de iterações, $ITER1_{máx}$, realizadas para o mesmo valor de temperatura). Estes valores serão especificados de início apresentando o ***Anexo A*** desta Dissertação um maior detalhe de algumas particularidades da metaheurística *Simulated Annealing*.

Se a solução x^{novo}, sorteada de entre as soluções vizinhas da solução corrente, não for melhor que a solução corrente, $x^{corrente}$, encontrada até este momento, existe ainda uma possibilidade de aceitação desta nova solução através do processo de relaxação transitória da condição de optimalidade. Para este efeito, é calculada a probabilidade de aceitação $p(x^{novo})$ da solução x^{novo} dada pela expressão (5.53).

$$p(x^{novo}) = e^{\frac{\Delta FA}{R \cdot T}} \tag{5.53}$$

Nesta expressão:

$$\Delta FA = FA(x^{corrente}) - FA(x^{novo}) \tag{5.54}$$

T – Valor da temperatura para a solução x^{novo};

$FA(x^{corrente})$ – Valor da função de avaliação para a solução corrente;

$FA(x^{novo})$ – Valor da função de avaliação para a nova solução;

R – Constante real.

Assim, a solução x^{novo} será aceite se, sorteado aleatoriamente um número $p_1 \in [0;1]$, se verificar $p(x^{novo}) \geq p_1$. Senão, a solução x^{novo} será eliminada.

O critério de paragem da metaheurística *Simulated Annealing* pode ser implementado considerando a especificação do número máximo de iterações sem se ter verificado uma diminuição da função de avaliação, $W_{máx}$, do número máximo de iterações $ITER_{máx}$ que se admite poder realizar ou do valor para a temperatura mínima que se admite que o processo possa atingir, T_{final}.

Na figura 5.6 detalha-se a implementação deste algoritmo considerando que:

- w é uma variável que efectua a contagem do número de iterações consecutivas em que não se verifica a diminuição da FA;
- *iter* é uma variável que efectua a contagem do número de iterações do algoritmo;
- *iter1* é uma variável que efectua a contagem do número de iterações realizadas por nível de temperatura;
- T^0, T^f e α^s são valores especificados para a escala de temperatura e correspondem respectivamente à temperatura inicial (valor máximo de temperatura), à temperatura final (valor mínimo de temperatura) e ao factor de arrefecimento.

INÍCIO
$w \leftarrow 0$;
$iter \leftarrow 0$;
$T_{inicial} \leftarrow T^0$;
$T_{final} \leftarrow T^f$;
$\alpha \leftarrow \alpha^s$;
Espaço de Soluções X (Lista de Obras);
Seleccionar aleatoriamente uma solução inicial, $x^{novo} \in X$;
Calcular $FA(x^{novo})$;
$x^{corrente} \leftarrow x^{novo}$;
$FA(x^{corrente}) \leftarrow FA(x^{novo})$;
$x^{óptimo} \leftarrow x^{novo}$;
$FA(x^{óptimo}) \leftarrow FA(x^{novo})$;
Fazer
  $iter1 \leftarrow 0$;
  Fazer
    Seleccionar uma nova obra, $x^{novo} \in V(x^{corrente})$:
      Sortear um número $q \in [0;1]$;
      1. Se $(0.0 \leq q \leq 0.34)$ então Adicionar mais um ramo a $x^{corrente}$ FimSe;
      2. Se $(0.34 < q \leq 0.67)$ então Remover um ramo a $x^{corrente}$ FimSe;
      3. Se $(0.67 < q \leq 1.0)$ então Trocar dois ramos em $x^{corrente}$ FimSe;
      Sortear os períodos em que se realiza a ocorrência:
        Se (1. ou 2.) então Sortear o período p FimSe;
        Se (3.) então Sortear um período ou dois períodos FimSe;
    Se ($x^{novo} \in V(x^{corrente})$) então
      $iter \leftarrow iter + 1$;
      $iter1 \leftarrow iter1 + 1$;
      Calcular $FA(x^{novo})$;

Se $(FA(x^{novo}) \leq FA(x^{corrente}))$ então
$x^{corrente} \leftarrow x^{novo}$;
$FA(x^{corrente}) \leftarrow FA(x^{novo})$;
Se $(FA(x^{novo}) \leq FA(x^{óptimo}))$ então
$x^{óptimo} \leftarrow x^{novo}$;
$FA(x^{óptimo}) \leftarrow FA(x^{novo})$;
$w \leftarrow 0$;
FimSe
Senão
Sortear um número $p_1 \in [0;1]$;
$\Delta FA = FA(x^{corrente}) - FA(x^{novo})$;
$p(x^{novo}) = e^{\frac{\Delta FA}{R \cdot T}}$;
Se $(p(x^{novo}) \geq p_1)$ então
$x^{corrente} \leftarrow x^{novo}$;
$FA(x^{corrente}) \leftarrow FA(x^{novo})$;
Senão
Eliminar x^{novo} do espaço de soluções X;
FimSe
$w \leftarrow w + 1$;
FimSe
Se $(w = W_{máx})$ então
FIM do algoritmo;
Resultados: Plano de expansão $x^{óptimo}$, $FA(x^{óptimo})$;
FimSe
FimSe
Enquanto $(iter1 \leq ITER1_{máx})$ FimFazer
$T \leftarrow T \cdot \alpha$;
Enquanto $((T \leq T_{final})$ e $(iter \leq ITER_{máx}))$ FimFazer
FIM do algoritmo;
Resultados: Plano de expansão $x^{óptimo}$, $FA(x^{óptimo})$;
FIM.

Figura 5.6 – Algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* aplicada ao PERTEE.

Com este algoritmo constrói-se um plano de expansão do PERTEE que se revele adequado tendo em conta os critérios adoptados. Esse plano é construído para um horizonte de planeamento constituído por vários períodos *np*, ou seja, é realizada uma avaliação para todo o horizonte de planeamento correspondendo à função de avaliação *FA* da solução seleccionada. Como o horizonte de planeamento se encontra subdividido em vários períodos, para cada um desses períodos *p* será determinada a respectiva função de avaliação FA_p correspondente à soma dos custos de exploração CO_p com os custos de investimento CI_p realizados nesse período *p*. Desta forma, a função de avaliação global *FA* utilizada nesta implementação da metaheurística *Simulated Annealing* é determinada pela expressão (5.55) que corresponde ao somatório das funções de avaliação FA_p de todos os períodos do horizonte de planeamento. Refira-se finalmente, que os custos de operação e investimento que integram (5.55) são convenientemente referidos ao ano inicial utilizando uma taxa de actualização *a*.

$$FA_0 = \sum_{p=1}^{np} \frac{FA_p}{(1+a)^p} = \sum_{p=1}^{np} \frac{(CO_p + CI_p)}{(1+a)^p} \quad [€] \qquad (5.55)$$

Esta discretização da função de avaliação *FA* ao longo dos diversos períodos que integram o horizonte de planeamento é realizada de forma a permitir o cálculo dos PMLP nodais e da RMLP para cada um dos períodos referidos. Estes cálculos são detalhados no ponto seguinte.

5.3.3.3 – Cálculo dos PMLP nodais e da RMLP

Numa primeira fase, é seleccionado através da metaheurística *Simulated Annealing* o plano de expansão mais adequado considerando a função de avaliação *FA* para um determinado horizonte de planeamento. Admite-se que esse plano de expansão, designado de plano de expansão base é denotado pelo índice *(b)* de tal modo que a função de avaliação respectiva é determinada pela expressão (5.56).

$$FA_0^{(b)} = \sum_{p=1}^{np} \frac{FA_p^{(b)}}{(1+a)^p} = \sum_{p=1}^{np} \frac{\left(CO_p^{(b)} + CI_p^{(b)}\right)}{(1+a)^p} \qquad [€] \tag{5.56}$$

Numa segunda fase, através da metaheurística *Simulated Annealing* selecciona-se um novo plano de expansão para cada incremento da potência de carga no nó *k*, ΔPc_k, da rede de transporte, este plano de expansão será denotado pelo índice *(Δ)*. Assim, para cada nó *k* da rede de transporte obtém-se uma função de avaliação $FA_{0k}^{(\Delta)}$ que será também discretizada pelos vários períodos do horizonte de planeamento, conforme descrito pela expressão (5.57).

$$FA_{0k}^{(\Delta)} = \sum_{p=1}^{np} \frac{FA_{pk}^{(\Delta)}}{(1+a)^p} = \sum_{p=1}^{np} \frac{\left(CO_{pk}^{(\Delta)} + CI_{pk}^{(\Delta)}\right)}{(1+a)^p} \qquad [€] \tag{5.57}$$

Possuindo informação que caracteriza o plano de expansão de base denotado pelo índice *(b)* e pelo plano de expansão que considera o impacto devido ao aumento de carga referido *(Δ)* é possível, para cada período *p* do horizonte de planeamento, calcular os PMLP em cada nó *k*, $PMLP_{pk}$, pela expressão (5.58).

$$PMLP_{pk} = \frac{\Delta FA_{pk}}{\Delta Pc_k} = \frac{FA_{pk}^{(\Delta)} - FA_p^{(b)}}{\Delta Pc_k} \qquad [€/MW] \tag{5.58}$$

Para cada período *p* do horizonte de planeamento e possuindo uma determinada duração *t*, em [horas], podem-se calcular os PMLP nodais, em [€/kWh], através da expressão (5.59).

$$pmlp_{pk}(t) = \frac{PMLP_{pk}}{1000 \cdot t} \qquad [€/kWh] \tag{5.59}$$

Para o mesmo período tempo t, calcula-se a RMLP associada a cada nó k, $RMLP_k$, pela expressão (5.60).

$$RMLP_{pk} = pmlp_{pk}(t) \,.\, (Pc_{pk}^{(b)} - Pg_{pkg}^{(b)}) \,.\, t \qquad [€] \tag{5.60}$$

Nesta expressão:

$Pc_{pk}^{(b)}$ – Valor da potência de carga no nó k para o SE considerando o plano de expansão base, no período p;

$Pg_{pkg}^{(b)}$ – Valor da potência produzida pelos geradores g no nó k para o SE considerando o plano de expansão base, no período p.

Este procedimento de cálculo é realizado para todos os nós do SE calculando-se os respectivos PMLP e RMLP. Assim, a RMLP para cada período p da rede transporte de energia eléctrica, $RMLP_p$, é determinada pela expressão (5.61), correspondendo à soma das remunerações associadas a todos os nós da rede de transporte nesse período.

$$RMLP_P = \sum_{k=1}^{n} RMLP_{pk} \tag{5.61}$$

Por fim, a remuneração marginal de longo prazo total da rede transporte para todo o horizonte de planeamento, com equivalência ao período inicial, $RMLPT_0$, é determinada pela expressão (5.62), em que a corresponde à taxa de actualização e np é o número de períodos que integram o horizonte de planeamento.

$$RMLPT_0 = \sum_{p=1}^{np} \frac{RMLP_p}{(1+a)^p} \qquad [€] \tag{5.62}$$

No ponto seguinte apresenta-se o fluxograma do algoritmo da formulação do problema atrás referido.

5.3.3.4 – Fluxograma do Programa Computacional Desenvolvido

Desenvolveu-se um programa computacional para a resolução da MMLP descrita nos pontos anteriores que permite calcular os PMLP nodais para todos os períodos do horizonte de planeamento, a remuneração marginal de longo prazo por período e a remuneração marginal de longo prazo total da rede de transporte. Este algoritmo corresponde a uma metodologia de Planeamento da Expansão da Rede de Transporte de Energia Eléctrica dinâmica e multi-período. Integra portanto dois aspectos essenciais que correspondem a duas preocupações já referidas: a interligação temporal e o acoplamento geográfico no sentido de construir uma abordagem global do problema. A figura 5.7 apresenta o fluxograma correspondente a esse programa.

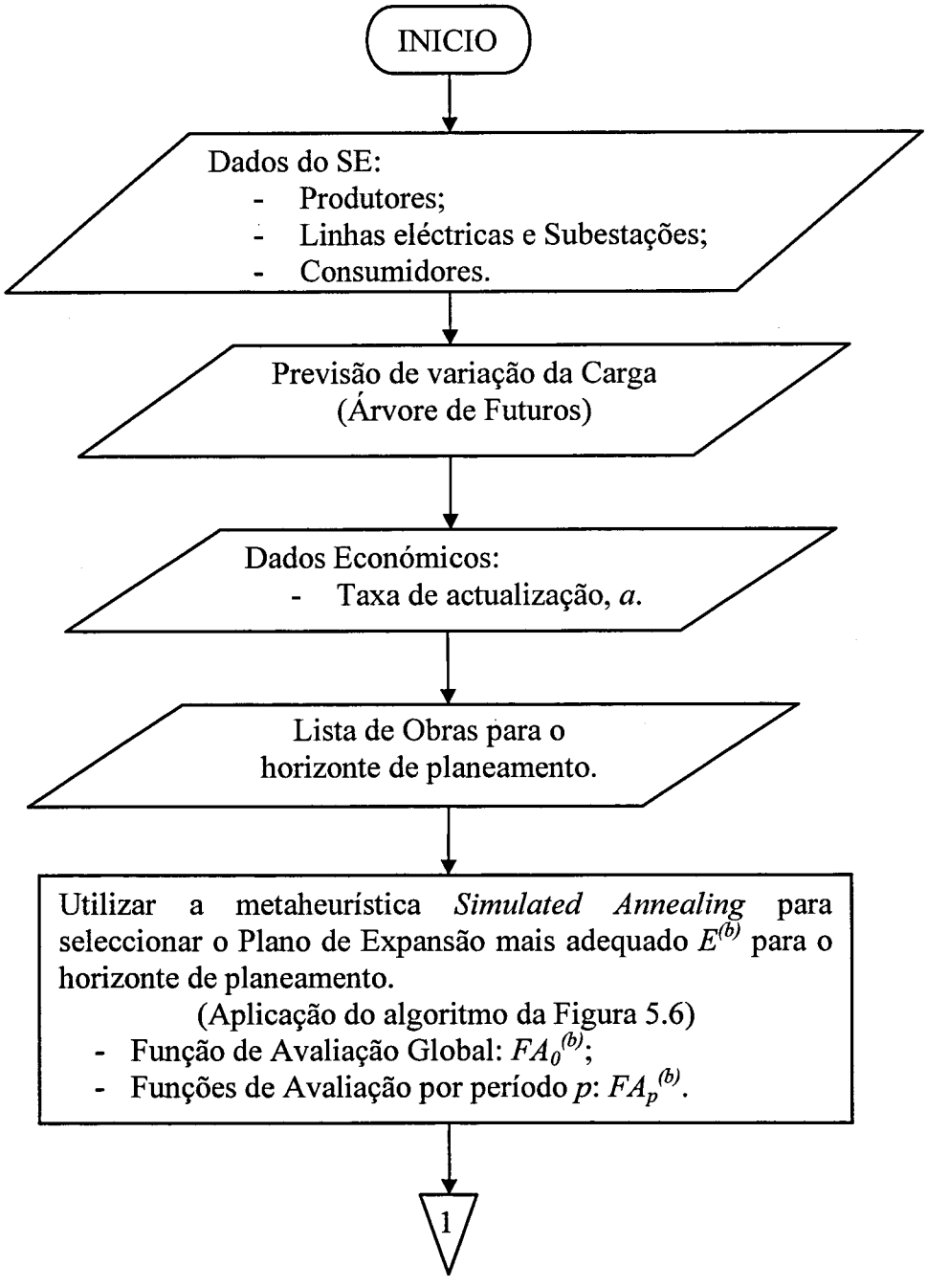


Figura 5.7 – Fluxograma do algoritmo da MMLP com PERTEE Multi-Período e Dinâmico (continuação).

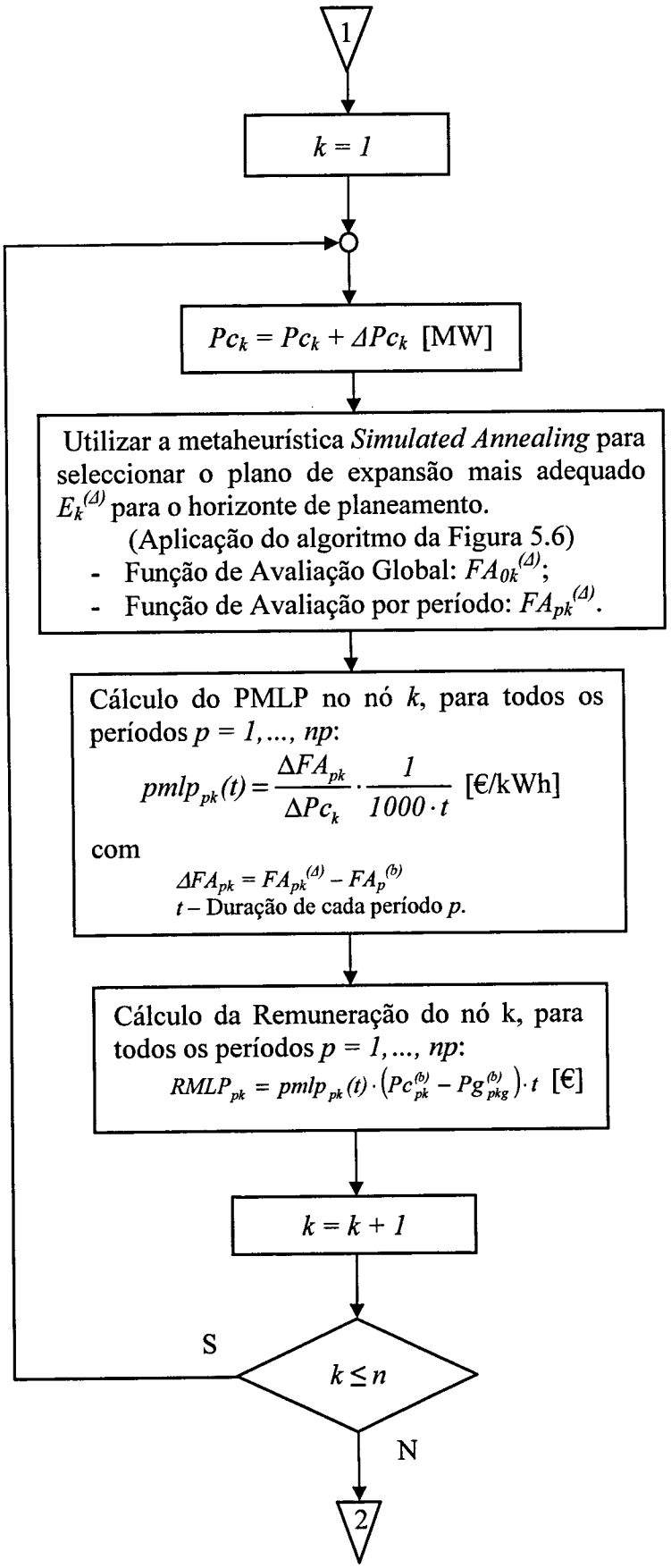


Figura 5.7 – Fluxograma do algoritmo da MMLP com PERTEE Multi-Período e Dinâmico (continuação).

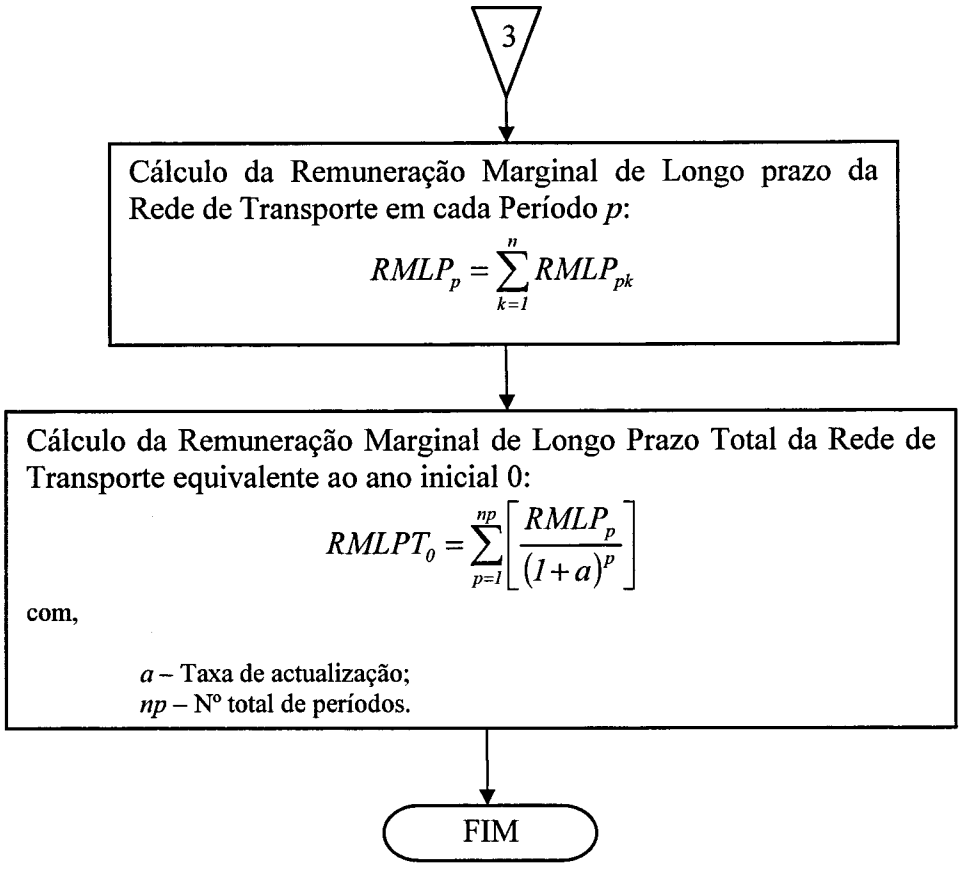


Figura 5.7 – Fluxograma do algoritmo da MMLP com PERTEE Multi-Período e Dinâmico.

5.4 – Verificação da percentagem de recuperação dos custos

Tendo em atenção os custos e remunerações envolvidas na MMLP é essencial averiguar a eficácia desta metodologia através da verificação da percentagem de recuperação dos custos da rede de transporte a partir da Remuneração Marginal de Longo Prazo Total, *RMLPT*, obtida com base nos PMLP nodais.

Relativamente aos custos da rede de transporte durante o horizonte de planeamento, estes dizem respeito aos custos de exploração da rede de transporte e aos custos de investimento na expansão e reforço da rede. Os custos de investimento são determinados por adição dos custos de investimento parcelares decorrentes de cada obra que foi integrada no plano de expansão seleccionado. Estes custos podem estar localizados em diversos períodos do horizonte de planeamento pelo que deverão ser convenientemente referidos ao ano inicial utilizando a taxa de actualização já referida. Os custos de exploração devem-se às perdas activas na rede de transporte, a situações de congestionamento que resultem de estrangulamentos impostos pela própria rede de transporte e, eventualmente, a penalizações associadas à ocorrência de PNS. Para cada período do horizonte de planeamento, o valor

destes custos foi, neste trabalho, estimado pela RMCP. Para este efeito, considerando as obras a realizar num período p e as previsões de cargas associadas a esse período é resolvido um problema de despacho óptimo tal como foi descrito nos pontos ***5.2.2.2*** a ***5.2.2.5***. Nestas condições e para cada período p verifica-se (5.63).

$$Cexp_p = RMCP_p \tag{5.63}$$

A selecção desta abordagem justifica-se pelo facto de os PMCP possuírem diversas componentes como se assinalou em ***5.2.2.3***, entre as quais se integram as associadas ao custo marginal das perdas activas, ao custo inerente às situações de congestionamento e a penalidades por ocorrência de *PNS*.

Assinalou-se já que a RMCP é insuficiente para recuperar os custos totais de uma empresa concessionária de uma rede de transporte, isto é, custos de exploração acrescidos dos custos de investimento. No entanto, neste caso, a RMCP não será utilizada com este objectivo global mas apenas para obter uma estimativa dos custos de exploração a curto prazo, pelo que se considera que esta abordagem se revela adequada.

Assim, para cada período p do horizonte de planeamento podem-se determinar os custos totais da rede de transporte pela expressão (5.64).

$$Ctotal_p = Cexp_p + CI_p \tag{5.64}$$

O custo total da rede de transporte para todo o horizonte de planeamento equivalente ao período inicial (período 0) é obtido pela expressão (5.65), em que a corresponde à taxa de actualização adoptada.

$$Ctotal_0 = \sum_{p=1}^{np}\left[\frac{Ctotal_p}{(1+a)^p}\right] \tag{5.65}$$

Conhecendo a remuneração marginal de longo prazo total, $RMLPT_0$, decorrente dos PMLP nodais, dada por (5.62) e o custo total da rede de transporte, $Ctotal_0$, dado por (5.65) é possível obter a percentagem de recuperação dos custos totais da rede de transporte através da remuneração marginal de longo prazo para um determinado horizonte de planeamento através da relação (5.66).

$$Rec = \frac{RMLPT_0}{Ctotal_0}\cdot 100 \quad [\%] \tag{5.66}$$

5.5 – Conclusões

Neste capítulo formulou-se uma MMLP para o cálculo dos PMLP nodais e da RMLP Total recolhida pela entidade concessionária da rede de transporte. Esta metodologia foi construída para colmatar as insuficiências das Metodologias Embebidas, Incrementais e Marginais de Curto Prazo, pois a literatura da especialidade refere que estas metodologias não conseguem satisfazer diversos princípios e critérios de natureza conceptual e operativa já enunciados no ***Capítulo III.***

No entanto, em SE reestruturados verifica-se existir uma tendência para a utilização das metodologias marginais embora, até esta data, somente se tenham utilizado MMCP, com excepção do SE de Inglaterra & Gales. A utilização das metodologias marginais permite determinar preços que constituem bons indicadores para a formação de tarifas por uso das redes a suportar pelos participantes de um SE reestruturado, favorecendo a competição e sendo tecnicamente robustas porque são obtidas reflectindo as leis físicas relacionadas com o funcionamento real dos SE.

Apesar disso, as MMCP apresentam inconvenientes como sejam a volatilidade das tarifas e remuneração insuficiente relativamente aos custos suportados pela entidade concessionária da rede de transporte. A volatilidade das tarifas aumenta a incerteza que afecta os participantes no SE, pois não são conhecidas as tarifas que serão cobradas pela utilização dos serviços da rede de transporte na próxima semana, mês ou ano. Por outro lado, a remuneração obtida utilizando PMCP nodais só consegue recuperar uma percentagem habitualmente reduzida dos custos ocorridos, e apresenta efeitos perversos, porque o seu valor aumenta à medida que se deteriora a qualidade de serviço prestada pela rede de transporte. Por isto, as MMCP são utilizadas em alguns SE reestruturados em conjunto com outras metodologias, usualmente Métodos Embebidos, de modo a garantir uma menor volatilidade das tarifas bem como a recuperação total dos custos. A adopção de uma estratégia deste tipo é realizada em detrimento da utilização de tarifas que incentivem a competição e que sejam mais transparentes e justas.

A literatura da especialidade tem vindo a referir que as MMLP, para além de garantirem as vantagens inerentes às MMCP, conseguem resolver diversos inconvenientes apresentados por estas. Os PMLP revelam-se menos voláteis, asseguram uma maior percentagem de recuperação dos custos, verificando-se que o maior inconveniente que apresentam se deve à complexidade dos cálculos, associados a um grande esforço computacional. Com efeito, estas metodologias incluem a resolução de um problema de planeamento da expansão e reforço da rede de transporte. Pelas razões apontadas, torna-se motivador o desenvolvimento de uma MMLP que consiga, na medida do possível, reduzir

essa complexidade e o respectivo esforço computacional sabendo-se, desde logo, que se trata de um problema de índole combinatória e, portanto, cuja solução é complexa de determinar. Foi neste sentido que se desenvolveu a MMLP apresentada.

A MMLP desenvolvida utiliza um algoritmo de planeamento da expansão e reforço da rede de transporte que se baseia na metaheurística *Simulated Annealing* para seleccionar o plano de expansão mais adequado e utiliza uma fórmula inovadora para o cálculo dos PMLP nodais. A principal característica destes dois processos é a sua simplicidade. A metaheurística *Simulated Annealing*, a par de outras metaheurísticas (Algoritmos Genéticos e *Tabu Search*) revela-se um bom algoritmo para resolver o problema do PERTEE, mostrando-se adequada para tratar algumas particularidades deste problema, tais como a sua natureza combinatória devido à utilização de variáveis discretas e o elevado número de possíveis soluções, evitando-se a convergência para óptimos locais e permitindo conferir um carácter dinâmico e multi-período ao problema de planeamento. Atendendo ao princípio algorítmico e aos mecanismos utilizados pela metaheurística *Simulated Annealing*, quando comparados com as outras metaheurísticas, verifica-se que estes apresentam uma elevada simplicidade, revelam-se fáceis de implementar a nível computacional e, como consequência, exigem um menor esforço computacional. Por outro lado, a expressão de cálculo dos PMLP nodais correspondente a (5.33) revela-se bastante simples, comparativamente com o processo de cálculo apresentado por exemplo em [Rubio-Odériz_1999]. Acresce que o respectivo processo de cálculo se integra de forma natural na metaheurística *Simulated Annealing* utilizada para resolver o PERTEE, conforme se descreve no ponto ***5.3.3.3***. Os PMLP nodais calculados utilizando esta abordagem reflectem os custos de exploração (custos das potências activas das perdas, custos de congestionamentos e os custos da PNS) e os custos de investimento para o horizonte de planeamento. O cálculo da remuneração a atribuir à entidade concessionária da rede de transporte pelos custos decorrentes da prestação dos respectivos serviços pode ser realizado através da expressão (5.62) garantindo-se como se verificará através dos casos de estudo apresentados no ***Capítulo VII*** uma elevada percentagem de recuperação total desses custos.

Concluindo, a MMLP desenvolvida resolve um PERTEE Multi-período e Dinâmico, calculando valores de referência para as tarifas a aplicar durante o horizonte de planeamento em cada nó da rede de transporte de energia eléctrica, e garantindo uma elevada recuperação dos custos de exploração e de investimento para esse horizonte de planeamento. Verifica-se ser uma metodologia de fácil implementação, pois para além dos processos simples de cálculo atrás referidos, integra uma formulação linearizada do problema de Despacho Óptimo baseado no Modelo DC de trânsito de potências que se revela também simples de implementar e muito eficiente do ponto de vista computacional.

CAPÍTULO VI

METODOLOGIA MARGINAL DE LONGO PRAZO COM MODELO MULTICRITÉRIO PARA O PLANEAMENTO DA EXPANSÃO DA REDE DE TRANSPORTE

6.1 – Introdução

Na sequência da Metodologia Marginal de Longo Prazo (MMLP) desenvolvida no *Capítulo V*, neste capítulo será formulado um Modelo Multicritério para a resolução do problema de Planeamento da Expansão da Rede de Transporte de Energia Eléctrica (PERTEE). A utilização de um Modelo Multicritério deve-se à integração de dois critérios adicionais de avaliação dos planos de expansão na resolução do PERTEE, que dizem respeito à fiabilidade e à análise de risco.

Actualmente, para além de critérios económicos, a fiabilidade do SE é cada vez mais um critério de avaliação a ter em conta, de modo que o funcionamento do SE garanta o abastecimento de energia eléctrica a todos os consumidores, garantindo desta forma a qualidade de serviço pretendida. Na MMLP apresentada no capítulo anterior utilizaram-se somente dois critérios de avaliação, custos de exploração e custos de investimento, os quais não sendo contraditórios, permitem a utilização de uma metodologia de optimização com uma função de avaliação única a ser minimizada para resolver o PERTEE. Com a inclusão de mais um critério de avaliação, a fiabilidade do SE, o problema torna-se mais complexo, porque se verifica que a melhoria da fiabilidade do SE é contraditória em relação à minimização dos custos de investimento, ou seja, a melhoria da fiabilidade do SE obriga usualmente a efectuar mais investimentos e, portanto, um aumento dos respectivos custos. Por este facto, mostra-se conveniente o desenvolvimento de um Modelo Multicritério.

Uma estratégia que poderia ser adoptada para transformar o problema multicritério num problema integrando um único critério corresponderia a calcular o índice de fiabilidade LOLC[1] conforme referido por Leite da Silva em [Leite da Silva_2000], que funcionaria como um custo de interrupção do fornecimento de energia eléctrica. Este valor corresponderia a um

[1] Do inglês *Loss Of Load Cost.*

"custo da fiabilidade" que poderia ser integrado na função de avaliação do problema por adição aos custos de exploração e de investimento. Esta estratégia é utilizada, por exemplo, em [Manso_1999].

A adopção de uma estratégia deste tipo tem a desvantagem de exigir a especificação, à priori, de um valor para o custo de interrupção por unidade de energia eléctrica não fornecida. A especificação à priori deste valor significaria que o Agente de Decisão seria obrigado, desde logo e sem ter ainda obtido qualquer informação adicional sobre possíveis planos de expansão, a tomar uma decisão que assumiria uma importância crucial na resolução do problema. Para evitar a necessidade de especificar este valor, revela-se mais adequado abordar o problema de PERTEE considerando uma formulação multicritério.

Num problema de planeamento a longo prazo torna-se necessário utilizar previsões relativas a alguns dados, como por exemplo previsões de consumo. No entanto, como todas as previsões estão afectadas por incertezas, esses dados podem ser modelizados, por exemplo, utilizando números difusos recorrendo a conceitos da Teoria dos Conjuntos Difusos. Desta forma, no trabalho desenvolvido nesta Tese as potências activas de carga durante o horizonte de planeamento serão representadas por números difusos.

Cada uma das soluções identificadas pela metaheurística *Simulated Annealing* é assim sujeita a uma análise de risco como consequência da inclusão da incerteza nas potências activas da carga através de números difusos. Para este efeito, calcula-se o valor do Índice de Robustez de cada um dos planos de expansão. Este valor, bem como os valores dos critérios correspondentes aos custos de exploração e de investimento e ao índice de fiabilidade adoptado, permitirão ao Agente de Decisão seleccionar o plano mais adequado.

O Modelo Multicritério a utilizar consiste em resolver um problema Multiobjectivo integrando a minimização do custo de exploração, a minimização do custo de investimento, maximização da fiabilidade e a maximização da robustez das soluções identificadas. O processo de resolução do problema referido baseia-se num processo interactivo em que são identificados planos de expansão e reforço da rede de transporte correspondentes a soluções não dominadas. Para este efeito, foi utilizado o Método das Restrições já referido no ponto ***4.2.2.3*** do ***Capítulo IV***. Neste método, todos os objectivos, excepto um, são convertidos em restrições através da especificação de níveis de aspiração pelo Agente de Decisão. A solução do problema resultante é uma solução não dominada do problema original que será apresentada ao Agente de Decisão no sentido de este eventualmente modificar os níveis de aspiração iniciais e, assim, modificar a solução não dominada referida. Este processo interactivo é prosseguido até ser identificado um plano de expansão e reforço adequado. Por sua vez, a resolução do problema discreto e possuindo carácter combinatório que resulta da

aplicação do Método das Restrições é realizada por um algoritmo que utiliza a metaheurística *Simulated Annealing*, de uma forma similar ao referido no ***Capítulo V***. Este modelo designou-se de Modelo Multicritério Interactivo.

Finalmente, após identificação do Plano de Expansão mais adequado para o Agente de Decisão, são calculados os PMLP nodais e a RMLP Total da rede de transporte, conforme foi detalhado no ponto ***5.3.3.3*** do ***Capítulo V***.

Na figura 6.1 apresenta-se o fluxograma simplificado da MMLP considerando o Modelo Multicritério Interactivo que foi implementado.

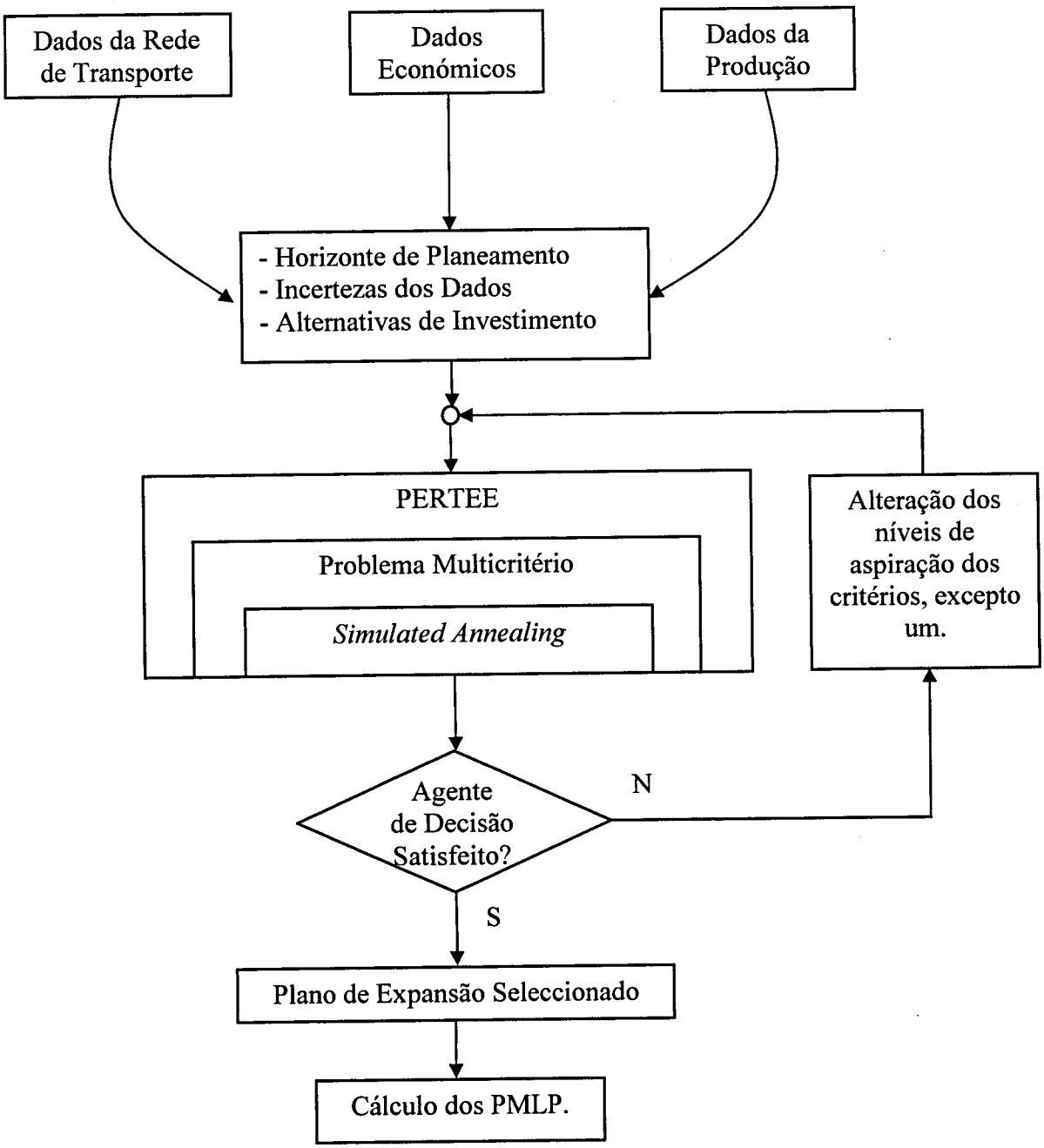


Figura 6.1 – Fluxograma simplificado da MMLP com Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE.

6.2 – Índices de Fiabilidade

Autores como L. Wenyuan *e outros* em [Wenyuan_1993], L.A.F. Manso em [Manso_1999] e por A.M. Leite da Silva *e outros* em [Leite da Silva_2000], têm referido a importância da utilização dos índices de fiabilidade como critério de avaliação de planos obtidos num problema de PERTEE, como forma de garantir a qualidade do funcionamento do SE quando se realizam acções de planeamento a longo prazo. Desta forma, a imposição de valores máximos, por exemplo, para o tempo de interrupção anual ou para a Energia Não Fornecida pode funcionar como elemento indutor de novos investimentos, especialmente se a violação desses valores máximos der origem a penalidades com valores devidamente ajustados.

De entre os vários métodos de cálculo de índices de fiabilidade de uma rede de transporte de energia eléctrica destaca-se o Método de Simulação de Monte Carlo, que se encontra descrito no ***Anexo C*** desta Dissertação. De entre as várias implementações deste método escolheu-se o Método de Simulação de Monte Carlo Pseudo-Cronológico Markoviano, pelas seguintes razões: é um dos métodos mais rápidos, bastante próximo da rapidez de execução associada ao Método de Simulação de Monte Carlo Não Cronológico, e mantém a cronologia dos acontecimentos inerente ao Método de Simulação de Monte Carlo Cronológico. Por esta razão, torna-se possível calcular índices de fiabilidade que dependem da duração de cada estado de residência do sistema, tais como o valor estimado da ENS e o índice LOLC já referido. No entanto, para SE de grande dimensão torna-se aconselhável utilizar a versão Não-Cronológica do Método de Simulação de Monte Carlo pela sua rapidez e menor esforço de cálculo, calculando-se nesta versão como índice de fiabilidade uma estimativa do valor esperado da PNS.

O índice LOLC consiste num custo de interrupção do fornecimento de energia, para cujo o cálculo deverá ser definido um custo de interrupção por unidade de energia não fornecida. No entanto, por diversas razões, a definição deste custo unitário é habitualmente uma tarefa difícil de executar. Contudo, o índice LOLC pode ser interpretado como um "custo de fiabilidade" da rede de transporte de energia eléctrica, conforme se refere em [Manso_1999] e [Leite da Silva_2000], sendo por isso possível inclui-lo na função de avaliação da metaheurística *Simulated Annealing*. Desta forma, a função de avaliação do problema de PERTEE poderia ser dada por (6.1).

$$\begin{aligned} \textit{Função de Avaliação} = \textit{Custos de Exploração} + \\ + \textit{Custos de Investimento} + \textit{Custo da Fiabilidade} \end{aligned} \tag{6.1}$$

Adoptando (6.1) e supondo conhecido o custo unitário de interrupção do fornecimento de energia eléctrica, o processo de cálculo do problema de PERTEE seria resolvido de forma idêntica ao algoritmo apresentado na figura 5.6 do ***Capítulo V***. Neste algoritmo, para avaliar o "custo da fiabilidade" do SE em cada período anual do horizonte de planeamento, para cada solução de expansão da rede de transporte seleccionada seria executada uma Simulação de Monte Carlo Pseudo-Cronológica Markoviana. Esse custo seria então incluído na função de avaliação, como se descreve na expressão (6.1). Portanto, o problema de PERTEE continuaria a ser resolvido como uma metodologia de optimização integrando uma única função objectivo.

A utilização deste algoritmo de cálculo permitiria seleccionar a solução mais adequada para o problema de planeamento. No entanto, a natureza combinatória dos problemas de planeamento, utilizando variáveis de investimento discretas, envolve a avaliação de um número elevado de soluções que, a par do tempo de cálculo inerente ao Método de Simulação de Monte Carlo Pseudo-Cronológico Markoviano, o tornam drasticamente oneroso em termos de esforço e tempo de cálculo computacional. Estes inconvenientes, a que acresce ainda o inconveniente associado à exigência da especificação, à priori, de um valor para o custo de interrupção por unidade de energia eléctrica não fornecida, conforme referido, levaram a optar por outra estratégia de resolução deste problema, que permite ao Agente de Decisão desempenhar um papel mais actuante no processo de planeamento. Esta abordagem corresponde a utilizar um Modelo Multicritério Interactivo em que, em cada iteração, é utilizado o Método das Restrições para obter uma solução não dominada a ser apresentada ao Agente de Decisão. Com este modelo consegue-se melhorar a eficiência de resolução do problema de PERTEE, de natureza combinatória, porque se utiliza a metaheurística *Simulated Annealing* para resolver o Método das Restrições e permite-se que o Agente de Decisão actue no processo de selecção do plano de expansão mais adequado através da alteração dos níveis de aspiração dos critérios de avaliação, dando uma orientação para que a rede de transporte obtida satisfaça determinados valores pretendidos para os critérios de avaliação.

6.3 – Cálculo dos Índices de Risco

Com o intuito de ajudar o Agente de Decisão na sua tarefa de selecção do plano de expansão a implementar será agora abordada a integração do Índice de Robustez associado a cada solução identificada no Modelo Multicritério para o PERTEE, face às incertezas das potências de carga durante o horizonte de planeamento. Esta integração corresponderá a

considerar um critério adicional para além do custo de exploração, do custo de investimento e do valor do índice de fiabilidade.

6.3.1 – Incertezas

Num problema de planeamento a longo prazo alguma da informação utilizada, nomeadamente a que necessita de realização de previsões, encontra-se afectada de incertezas. A precisão dos consumos ao longo do horizonte de planeamento é um desses casos e, atendendo à sua importância para o problema de planeamento, têm-se desenvolvido ao longo das últimas décadas diversas metodologias de tratamento das incertezas, a maior parte delas de natureza probabilística. No entanto, nos últimos anos têm-se desenvolvido metodologias de natureza difusa que se revelam adequadas quando há informação insuficiente ou quando se pretende considerar informação contida em proposições da linguagem natural. Neste âmbito, V. Miranda *e outros* em [Miranda_1987] e [Miranda_1989] apresentaram metodologias baseadas nos Conjuntos Difusos (*Fuzzy Sets*) que utilizam funções de pertença para caracterizar a incerteza de evolução dos consumos de cargas típicas, tais como a carga industrial, comercial e doméstica. Também, J.T. Saraiva em [Saraiva_1992] apresenta uma modelização da incerteza que afecta as potências de carga baseada nos Conjuntos Difusos, construindo uma interface linguística de modo a facilitar e a tornar mais eficiente a comunicação entre o utilizador e as aplicações computacionais que utilizam Conjuntos Difusos.

Portanto, a incerteza das potências de carga pode ser representada por um conjunto difuso $\tilde{A}$ que se caracteriza por uma função de pertença $\mu_{\tilde{A}}(P_c)$ definida no intervalo contínuo [0;1], em que P_c corresponde aos valores da potência de carga. As expressões (6.2) e (6.3) representam matematicamente o conjunto difuso $\tilde{A}$ e a respectiva função de pertença.

$$\tilde{A} = \{(P_c, \mu_{\tilde{A}}(P_c)),\ P_c \in \boldsymbol{R}\} \tag{6.2}$$

$$\mu_{\tilde{A}}(P_c):\ P_c \in \boldsymbol{R} \rightarrow [0;1] \tag{6.3}$$

Por exemplo, a figura 6.2 apresenta possíveis funções de pertença para representar uma potência de carga de 2 [MW]. Essa incerteza, em linguagem natural pode-se representar como, "uma carga cujo valor é *cerca de* 2 [MW]". A figura 6.2 *a)* corresponde ao valor determinístico dessa carga ou valor central da representação difusa da carga. As figuras 6.2 *b)*, *c)* e *d)* correspondem a representações difusas dessa carga, através de um conjunto difuso $\tilde{A}$, que pode decorrer de uma avaliação subjectiva realizada por um perito. Essas representações difusas podem ser realizadas por várias funções de pertença $\mu_{\tilde{A}}(P_c)$, as quais convertem cada valor de carga P_c num valor de pertença pertencente ao intervalo [0;1].

A função de pertença da figura 6.2 *b)* corresponde a uma função de pertença da carga P_c, que apresenta o inconveniente de não poder ser utilizada de forma eficiente em programas computacionais.

As funções de pertença das figuras 6.2 *c)* e *d)* representam a incerteza da carga P_c através de números difusos triangular e trapezoidal, respectivamente. O número difuso triangular da figura 6.2 *c)* pode ser representado matematicamente por [0,2,4] e o número difuso trapezoidal da figura 6.2 *d)* por [0,1,3,4]. Esta forma de representação permite a sua aplicação, de forma eficiente, em programas computacionais para realizar diversas operações aritméticas.

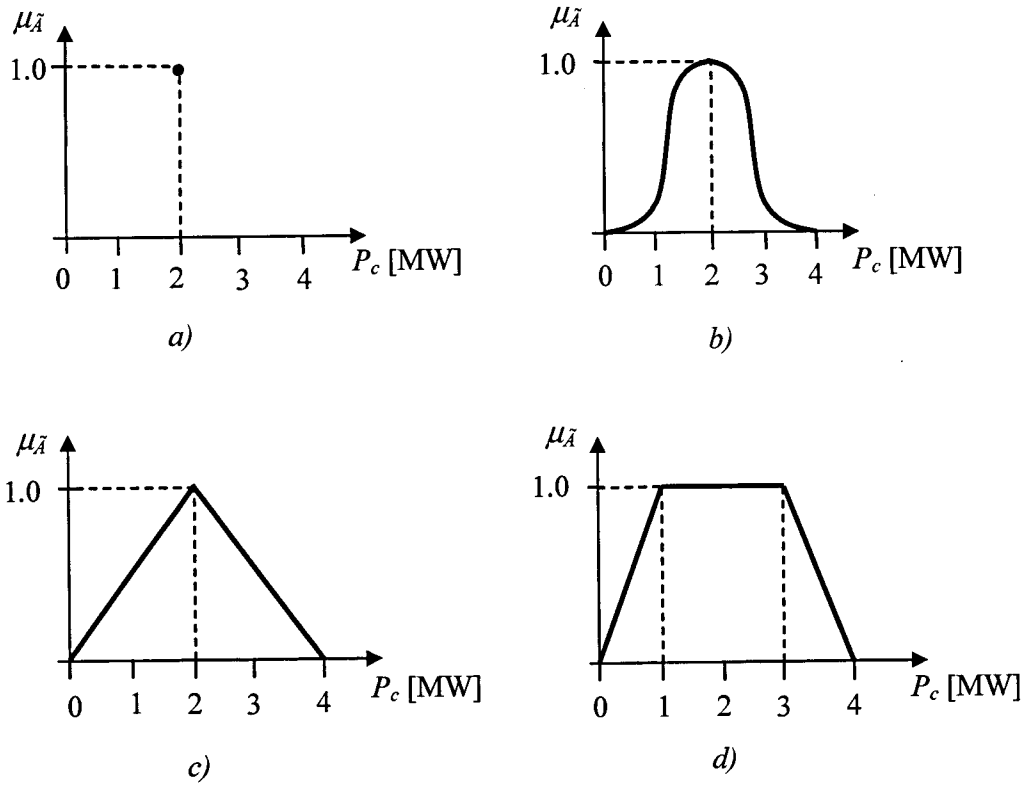


Figura 6.2 – Representação de funções de pertença do conjunto difuso $\tilde{A}$. *a)* Carga de 2 [MW] (valor determinístico). *b)* Carga cujo valor é *cerca de* 2 [MW] (valor difuso). *c)* Número difuso triangular correspondente à carga cujo valor é *cerca de* 2 [MW]. *d)* Número difuso trapezoidal correspondente à carga cujo valor é *cerca de* 2 [MW].

Para trabalhar matemática e computacionalmente com números difusos, por exemplo triangulares e trapezoidais, a literatura sobre a Teoria dos Conjuntos Difusos (*Fuzzy Sets Theory*) apresenta alguns conceitos e propriedades, que permitem realizar de forma rápida o cálculo de operações aritméticas. O ***Anexo B*** apresenta os conceitos básicos sobre a Teoria dos Conjuntos Difusos.

6.3.2 – Trânsito de Potências Óptimo Difuso DC

Ao representar as incertezas das potências de carga através de conjuntos difusos, ou mais particularmente por números difusos, deverão ser utilizados algoritmos de cálculo baseados em números difusos no PERTEE. O Despacho Óptimo DC corresponde a um desses algoritmos, para o qual J.T. Saraiva em [Saraiva_1992] e [Saraiva_1994] apresenta o desenvolvimento de um algoritmo para resolver um problema designado de Trânsito de Potências Óptimo Difuso em DC (TPOD-DC). Neste algoritmo, as incertezas das potências de carga são modelizadas por números difusos e são realizadas diversas operações aritméticas com base na Teoria dos Conjuntos Difusos.

Nessas referências J.T. Saraiva apresenta um fluxograma, que se reproduz na figura 6.3, referente ao Algoritmo do TPOD-DC.

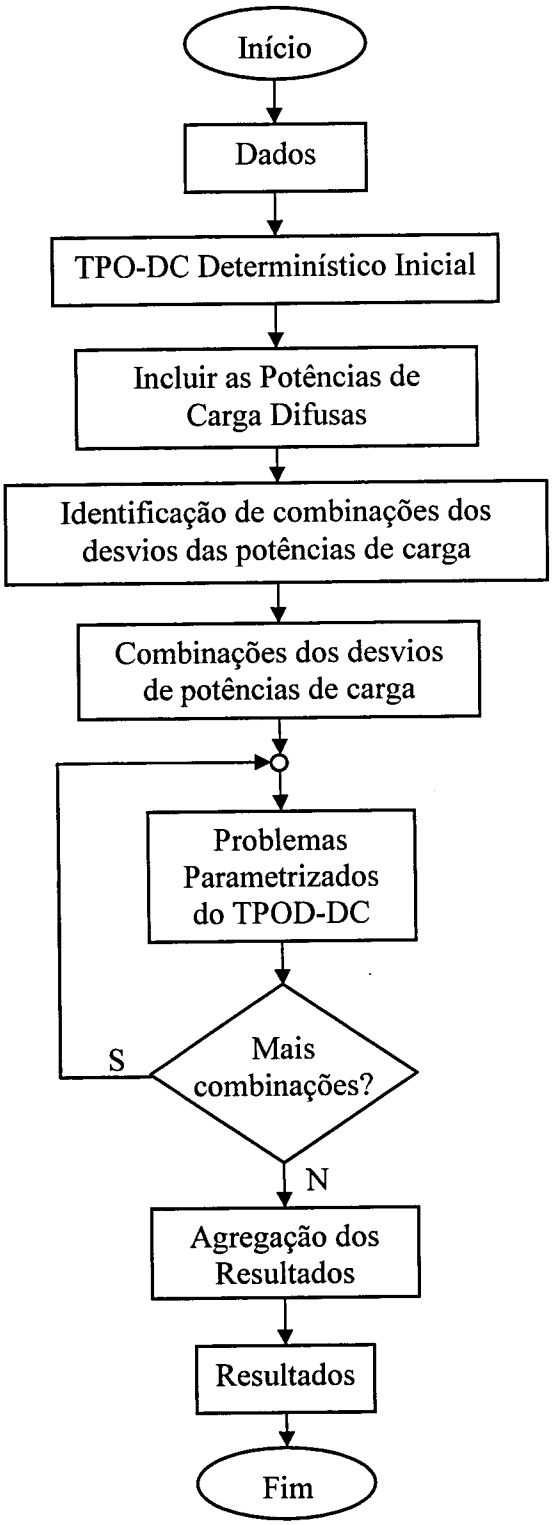


Figura 6.3 – Fluxograma do algoritmo do TPOD-DC.

Verifica-se que para a obtenção da solução do TPOD-DC é necessário conhecer um ponto de funcionamento óptimo inicial calculado através de um TPO-DC Determinístico, em que se considera um cenário determinístico das potências de carga do SE. Conhecido esse ponto de funcionamento, procede-se à inclusão das incertezas das potências de carga. Para este efeito, procede-se à identificação de possíveis combinações dos desvios das potências de

carga relativos ao cenário determinístico inicial, que irão permitir obter as funções de pertença das grandezas resultantes do TPOD-DC (potências activas produzidas, trânsitos de potência activa nos ramos da rede de transporte e potência cortada) por intermédio da resolução de diversos problemas de Programação Paramétrica.

Como este algoritmo se revela fundamental para obtenção de resultados relativos aos planos de expansão do PERTEE, que permitirão efectuar uma caracterização mais completa desses planos, procede-se em seguida à descrição mais detalhada dos passos principais deste algoritmo.

6.3.2.1 – Trânsito de Potências Óptimo DC Determinístico Inicial

O algoritmo de resolução do TPOD-DC é iniciado executando um estudo de TPO-DC considerando um cenário determinístico de potências de carga. Para isso, serão somente considerados os Valores Centrais, Pc_k^{ctr}, das potências de carga difusas. Deste modo, obtém-se a formulação do problema determinístico do TPO-DC através das expressões (6.4) a (6.10), que pretende encontrar a solução óptima que minimize o custo global de produção e o custo devido a penalidades no caso de ocorrerem valores não nulos de PNS. Nesta formulação n é o número de nós da rede, ng é o número de geradores em cada nó k da rede, e nr o número de ramos da rede.

$$\text{Min} f = \sum_{k=1}^{n}\sum_{g=1}^{ng} Cg_{kg} \cdot Pg_{kg} + C_{ENS} \cdot \sum_{k=1}^{n} PNS_k \tag{6.4}$$

Sujeita a:

$$\sum_{k=1}^{n}\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + \sum_{k=1}^{n} PNS_k = \sum_{k=1}^{n} Pc_k^{ctr} \tag{6.5}$$

$$Pg_{kg} \le Pg_{kg}^{máx} \qquad \text{para } k=1, \ldots, n; \text{ e } g=1, \ldots, ng; \tag{6.6}$$

$$Pg_{kg} \ge Pg_{kg}^{\min} \qquad \text{para } k=1, \ldots, n; \text{ e } g=1, \ldots, ng; \tag{6.7}$$

$$PNS_k \le Pc_k^{ctr} \qquad \text{para } k=1, \ldots, n; \tag{6.8}$$

$$\sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k - Pc_k^{ctr} \right) \le P_r^{máx} \qquad \text{para } r=1, \ldots, nr; \tag{6.9}$$

$$\sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k - Pc_k^{ctr} \right) \ge P_r^{\min} \qquad \text{para } r=1, \ldots, nr. \tag{6.10}$$

Com este estudo de TPO-DC Determinístico pretende-se obter as potências activas produzidas, Pg_k, os trânsitos de potência activa nos ramos da rede de transporte e, se tal se verificar necessário, os valores de potência de carga nos nós a que se encontra ligada a carga.

Este problema de optimização será resolvido de uma forma análoga ao referido em relação à resolução do problema apresentado no ponto ***5.2.2.5*** do ***Capítulo V*** mantendo-se, em relação a esta formulação, a nomenclatura então utilizada. Em relação ao algoritmo descrito no ponto ***5.2.2.5*** não se consideraram, no entanto, as estimativas da potência activa de perdas nos ramos da rede.

6.3.2.2 – Integração das incertezas das potências de carga

As incertezas das potências de carga podem ser integradas na formulação do problema de TPO-DC Determinístico, através de parâmetros Δk, que correspondem a desvios dos valores da potência de carga de cada uma das funções de pertença relativamente ao respectivo valor central determinístico. Estes parâmetros poderão variar, no máximo, no corte de nível 0.0 das funções de pertença dos números difusos de cada potência de carga em cada nó k e ao pretender-se proceder à sua representação através de números difusos, estes parâmetros resultam de diferenças entre o valor da potência de carga para determinados cortes de nível da função de pertença (usualmente os cortes de nível 0.0 e 1.0) e o valor central da potência de carga associado a essa função de pertença. A expressão (6.11) apresenta a fórmula de cálculo genérica e a expressão (6.12) corresponde à sua particularização ao tratar-se de uma potência de carga difusa trapezoidal no nó k. Nestas expressões, Θ, representa a operação aritmética diferença sobre número difusos.

$$\widetilde{\Delta} k = \widetilde{P}c_k \Theta Pc_k^{ctr} \tag{6.11}$$

$$[\Delta_{k1}, \Delta_{k2}, \Delta_{k3}, \Delta_{k4}] = [Pc_{k1}, Pc_{k2}, Pc_{k3}, Pc_{k4}] \Theta Pc_k^{ctr} \tag{6.12}$$

Para o corte de nível 0.0 (α=*0.0*) da função de pertença da potência de carga de cada nó k, o valor da potência de carga difusa, $\widetilde{P}c_k$, corresponde a adicionar ao valor central da potência de carga nesse nó k os valores do parâmetro difuso $\widetilde{\Delta} k$. Este cálculo é efectuado pela expressão (6.13).

$$\widetilde{P}c_k = Pc_k^{ctr} \oplus \widetilde{\Delta} k \tag{6.13}$$

Os parâmetros Δk, tomando valores no corte de nível 0.0 de $\widetilde{\Delta} k$, podem então ser integrados no problema de TPO-DC Determinístico. Para este efeito, estes parâmetros serão

considerados nos termos independentes das restrições que apresentam parcelas associadas às potências de carga. Obtém-se assim a formulação dada pelas expressões (6.14) a (6.20).

$$\text{Min} f = \sum_{k=1}^{n}\sum_{g=1}^{ng} Cg_{kg} \cdot Pg_{kg} + C_{ENS} \cdot \sum_{k=1}^{n} PNS_k \tag{6.14}$$

Sujeita a:

$$\sum_{k=1}^{n}\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + \sum_{k=1}^{n} PNS_k = \sum_{k=1}^{n}\left(Pc_k^{ctr} + \Delta k\right) \tag{6.15}$$

$$Pg_{kg} \le Pg_{kg}^{máx} \qquad \text{para } k=1, \ldots,n; \text{ e } g=1, \ldots,ng; \tag{6.16}$$

$$Pg_{kg} \ge Pg_{kg}^{\min} \qquad \text{para } k=1, \ldots,n; \text{ e } g=1, \ldots,ng; \tag{6.17}$$

$$PNS_k \le Pc_k^{ctr} + \Delta k \qquad \text{para } k=1, \ldots,n; \tag{6.18}$$

$$\sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k\right) \le P_r^{máx} + \sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(Pc_k^{ctr} + \Delta k\right) \text{ para } r=1, \ldots,nr; \tag{6.19}$$

$$\sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k\right) \ge P_r^{\min} + \sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(Pc_k^{ctr} + \Delta k\right) \text{ para } r=1, \ldots,nr. \tag{6.20}$$

A inclusão dos parâmetros Δk relativos ao corte de nível 0.0 das funções de pertença das potências de carga no problema de optimização TPO-DC Determinístico origina, como se verifica, um problema de Programação Multiparamétrica. De uma forma genérica, este problema multiparamétrico pode ser formulado pelas expressões (6.21) a (6.23).

$$\text{Min } f = c^t \cdot X \tag{6.21}$$

Sujeita a :

$$A \cdot X = b + b'(\Delta k) \qquad \text{com } k = 1,\ldots n; \tag{6.22}$$

$$\Delta k^{\min} \le \Delta k \le \Delta k^{máx} \tag{6.23}$$

Nesta formulação:

b – Vector que integra as parcelas dos termos independentes das restrições que não dependem de Δk;

$b'(\Delta k)$ - Vector que integra as parcelas dos termos independentes das restrições que dependem de Δk.

6.3.2.3 – Resolução do problema de Programação Multiparamétrica

No problema de Programação Multiparamétrica indicado no ponto anterior, as restrições (6.23) representam geometricamente um hiperparalelepípedo que integra todas as

combinações possíveis das potências de carga, decorrentes das incertezas especificadas. A solução óptima e admissível correspondente deste problema pode ser obtida com o conhecimento da inversa da matriz base, B^{-1}, da solução óptima e admissível do problema TPO-DC Determinístico inicial. Esta matriz deverá ser multiplicada pelos termos independentes das restrições, conforme mostra a expressão (6.24).

$$X^{opt} = B^{-1} . (b + b'(\Delta k)) \tag{6.24}$$

A formulação do problema de Programação Multiparamétrica pode ser efectuada para um corte de nível α genérico, onde os limites Δk^{min} e $\Delta k^{máx}$ correspondem aos limites mínimo e máximo do corte de nível α de $\widetilde{\Delta} k$.

A presença dos parâmetros Δk pode tornar a solução obtida para o problema determinístico inicial não admissível em algumas zonas do hiperparalelepípedo definido pela expressão (6.23), resultantes de diversas combinações de valores dos parâmetros. Se este é o caso, o algoritmo procede à identificação de diversos vértices desse hiperparalelepípedo, de acordo com algumas regras que se encontram detalhadas por J.T. Saraiva *e outros* em [Saraiva_1992] e [Saraiva_1994]. Uma vez identificados esses vértices, são resolvidos diversos problemas de programação paramétrica, cada um deles permitindo construir funções de pertença parciais das potências activas produzidas, trânsitos de potência activa nos ramos e PNS.

A resolução do problema de Programação Multiparamétrica para determinar as bases óptimas e admissíveis de todas as zonas do hiperparalelepípedo que permitam obter as funções de pertença das potências activas produzidas e dos trânsitos de potência activa nos ramos da rede de transporte para todos os cortes de nível α, exige um grande esforço computacional que torna inviável a sua aplicação. Por esta razão, foi adoptado um algoritmo que, através de diversas aproximações, garante a eficiência do cálculo. Estas aproximações encontram-se essencialmente associadas à realização dos estudos de Programação Paramétrica para um número reduzido de vértices do hiperparalelepípedo referido, quando comparado com o seu número total de vértices. Repare-se ainda que se admite que esses estudos de Programação Paramétrica para alguns vértices permitem obter, para as diversas variáveis, funções de pertença que descrevam o comportamento possível dessas variáveis para todas as combinações de cargas.

Uma vez identificados os vértices a analisar, a resolução de cada um dos problemas de Programação Paramétrica pode ser realizada de forma eficiente a partir do conhecimento da base óptima e admissível do TPO-DC Determinístico inicial, que corresponde à combinação

dos desvios das potências de carga na origem do sistema de eixos do hiperparalelepípedo. A partir destas são obtidas outras soluções para combinações de potências de carga situadas sobre vértices do hiperparalelepípedo ou sobre segmentos que ligam a origem a um vértice ou que ligam dois vértices.

Para melhor explicar esta análise paramétrica considere-se uma situação em que se alimentam duas potências de carga cujas incertezas são representadas por números difusos trapezoidais, $\widetilde{Pc}_1$ e $\widetilde{Pc}_2$, dados por (6.25) e (6.26). Estas funções de pertença podem ser reescritas através de (6.27) e (6.28) utilizando o valor central e os desvios respectivos.

$$\widetilde{Pc}_1 = [Pc_{11}, Pc_{12}, Pc_{13}, Pc_{14}] \tag{6.25}$$

$$\widetilde{Pc}_2 = [Pc_{21}, Pc_{22}, Pc_{23}, Pc_{24}] \tag{6.26}$$

$$\widetilde{Pc}_1 = Pc_1^{ctr} \oplus [\Delta_{11}, \Delta_{12}, \Delta_{13}, \Delta_{14}] \tag{6.27}$$

$$\widetilde{Pc}_2 = Pc_2^{ctr} \oplus [\Delta_{21}, \Delta_{22}, \Delta_{23}, \Delta_{24}] \tag{6.28}$$

Na figura 6.4 representam-se dois rectângulos associados a esta situação, um para o corte de nível 0.0 e o outro para o corte de nível 1.0 das funções pertença das duas potências de carga difusas.

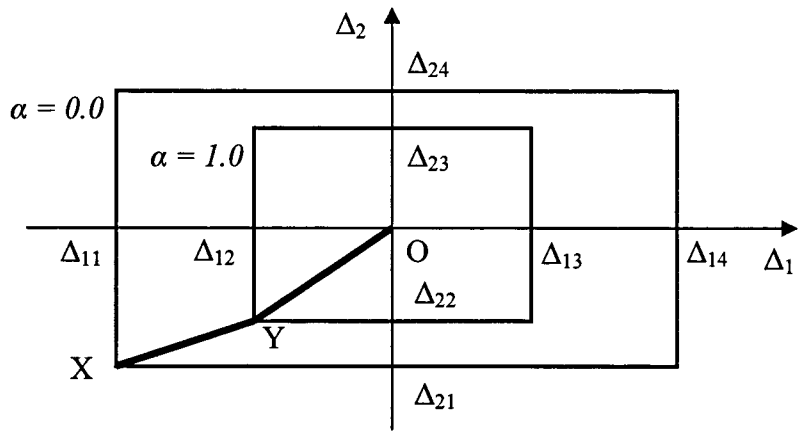


Figura 6.4 – Cortes de nível 0.0 e 1.0 das funções de pertença das duas potências de carga difusas.

Para analisar o ponto *X*, situado sobre o corte de nível 0.0, que se considera ser um dos vértices identificados, são resolvidos dois problemas de Programação Paramétrica consecutivos, um para o segmento que vai de *O* até *Y* e, de seguida, outro para o segmento que liga os pontos *Y* e *X*.

No primeiro problema de Programação Paramétrica parte-se do conhecimento da solução óptima e admissível relativa ao ponto de origem, *O*, obtida com o TPO-DC

Determinístico inicial, e pretende-se determinar as soluções óptimas e admissíveis para as combinações de desvios das potências de carga situados sobre o segmento $\overline{OY}$, as quais possuem igual grau de pertença ($\alpha=1.0$).

Em seguida, resolve-se um segundo problema paramétrico que parte do conhecimento da solução óptima e admissível obtida para o ponto *Y*, determinada no problema anterior, e que corresponde a uma combinação de desvios de potências de carga com grau de pertença $\alpha=1.0$. Com este problema pretende-se determinar soluções óptimas e admissíveis para as combinações de desvios de potências de carga situadas sobre o segmento $\overline{YX}$, em que o ponto *X* possui grau de pertença $\alpha=0.0$.

De modo a permitir que a resolução do problema de Programação Paramétrica mantenha a relação entre os graus de pertença dos desvios de potência entre dois pontos (vértices do hiperparalelepípedo) e os graus de pertença dos resultados pretendidos (potências activas produzidas, PNS e trânsitos de potência activa nos ramos da rede de transporte), o problema foi formulado em função dum parâmetro δ de tal forma que o problema (6.21) a (6.23) foi reescrito, obtendo-se a formulação (6.29) a (6.31).

$$\text{Min } f = c^t \cdot X \tag{6.29}$$

Sujeita a :

$$A \cdot X = b + (1-\delta) \cdot b' \tag{6.30}$$

$$0 \le \delta \le 1 \tag{6.31}$$

Desta forma, consideram-se genericamente dois pontos Q e R respeitantes a combinações de desvios de potências de carga associados aos vectores ΔQ e ΔR respectivamente. Partindo-se do conhecimento da base óptima e admissível do TPO-DC Determinístico para o ponto Q, as combinações dos desvios de potências de carga localizadas sobre o segmento $\overline{QR}$ podem ser analisadas formulando um problema de Programação Paramétrica em função do parâmetro δ. Assume-se sem perda de generalidade, que $\delta=1.0$ no ponto Q e $\delta=0.0$ no ponto R. Nesta situação, o problema de Programação Paramétrica pode ser formulado pelas expressões (6.32) a (6.38).

$$\text{Min} f = \sum_{k=1}^{n} \sum_{g=1}^{ng} Cg_{kg} \cdot Pg_{kg} + C_{ENS} \cdot \sum_{k=1}^{n} PNS_k \tag{6.32}$$

Sujeita a:

$$\sum_{k=1}^{n} \sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + \sum_{k=1}^{n} PNS_k = \sum_{k=1}^{n} \left(Pc_k^{ctr} + \Delta Q_k + (1-\delta) \cdot (\Delta R_k - \Delta Q_k) \right) \tag{6.33}$$

$$Pg_{kg} \leq Pg_{kg}^{máx} \qquad \text{para } k=1, \ldots,n; \text{ e } g=1, \ldots, ng; \tag{6.34}$$

$$Pg_{kg} \geq Pg_{kg}^{\min} \qquad \text{para } k=1, \ldots,n; \text{ e } g=1, \ldots, ng; \tag{6.35}$$

$$PNS_k \leq Pc_k^{ctr} + \Delta Q_k + (1-\delta)\cdot(\Delta R_k - \Delta Q_k) \qquad \text{para } k=1, \ldots,n; \tag{6.36}$$

$$\sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k \right) \leq P_r^{máx} + \\ + \sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(Pc_k^{ctr} + \Delta Q_k + (1-\delta)\cdot(\Delta\Delta_k - \Delta Q_k) \right) \qquad \text{para } r=1, \ldots, nr; \tag{6.37}$$

$$\sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(\sum_{g=1}^{ng} Pg_{kg} + PNS_k \right) \geq P_r^{\min} + \\ + \sum_{k=1}^{n} a_r^k \cdot \left(Pc_k^{ctr} + \Delta Q_k + (1-\delta)\cdot(\Delta R_k - \Delta Q_k) \right) \qquad \text{para } r=1, \ldots, nr. \tag{6.38}$$

Nesta formulação, *n* representa o número de nós do sistema em análise, *nr* representa o número de ramos e *ng* corresponde ao número de geradores num nó *k*.

Regressando à situação apresentada na figura 6.4, o primeiro problema de Programação Paramétrica respeitante ao segmento $\overline{OY}$ pode ser formulado considerando que o ponto *O* corresponde a *Q* e que o ponto *R* corresponde a *Y*. À medida que o parâmetro δ varia de 1.0 até 0.0, a resolução deste problema permite obter soluções óptimas admissíveis dadas pela expressão (6.39). De acordo com esta expressão, a solução óptima admissível relativa ao ponto *O* corresponde a $\delta=1.0$ e a solução óptima admissível relativa ao ponto *Y* corresponde a $\delta=0.0$.

$$X^{opt} = B^{-1} \,.\, (b + (1\text{-}\delta) \,.\, b') \tag{6.39}$$

Para o segundo problema de Programação Paramétrica respeitante aos desvios de potências de carga sobre o segmento $\overline{YX}$, o ponto *Y* corresponde a *Q* e o ponto *X* corresponde a *R*. As soluções óptimas e admissíveis podem ser determinadas pela expressão (6.40), em que a solução relativa ao ponto *Y* corresponde a $\delta=1.0$ e a solução relativa ao ponto *X* corresponde a $\delta=0.0$. Nesta expressão *b'* representa o vector de termos independentes das restrições que adicionado ao vector *b* permite obter os termos independentes relativos ao ponto *Y*. Por sua vez, o vector *b''* é o vector de termos independentes das restrições que adicionado aos vectores *b* e *b'* permite obter os termos independentes relativos ao ponto *X*.

$$X^{opt} = B^{-1} \,.\, ((b + b') + ((1\text{-}\delta) \,.\, b'')) \tag{6.40}$$

O primeiro problema parametrizado do TPO-DC permite obter valores das potências activas produzidas, dos trânsitos de potência activa nos ramos e PNS que possuem grau de pertença 1.0. Por sua vez, o segundo problema parametrizado do TPO-DC determina valores das potências activas produzidas, dos trânsitos de potência activa nos ramos e PNS com os graus de pertença variando entre 1.0 (ponto *Y*, $\delta=1.0$) e 0.0 (ponto *X*, $\delta=0.0$).

6.3.2.4 – Agregação dos resultados

O corte de nível α das funções de pertença dos resultados obtidos do TPOD-DC (potências activas produzidas, trânsitos de potência activa nos ramos e PNS) deverá ser o mais alargado possível de modo a que cada corte considerado contenha todos os valores possíveis para essa variável que resultem duma combinação de desvios das potências de carga. Para que se obtenha a função de pertença duma grandeza mais alargada possível, as funções de pertença parcelares obtidas a partir dos problemas parametrizados de TPO deverão ser agregados através do Operador de Reunião dos Conjuntos Difusos, de forma a construir as funções de pertença globais.

Relativamente às funções de pertença da PNS correspondente às produções em geradores fictícios de potência de corte de carga, caso a resolução do problema de TPO Determinístico inicial ou dos problemas parametrizados originem a necessidade de efectuar corte de carga, a solução pode não ser única. Com efeito, podem existir várias soluções que minimizem a potência de corte de carga, pelo que os valores da potência de corte de carga em cada nó de carga perdem relevância, sendo bastante mais interessante o valor da potência de corte de carga total. A agregação dos resultados parcelares das funções de pertença da potência de corte de carga para obter a função de pertença da potência de corte de carga total será realizada utilizando o Operador de Reunião. No entanto, esta agregação deverá ser conduzida de forma cuidadosa de modo a evitar um alargamento artificial da função de pertença final. As figuras seguintes ilustram uma situação em que esse alargamento artificial poderia ocorrer. A figura 6.5 *a)* representa o resultado parcelar de potência de corte de carga no nó *i* e a figura 6.5 *b)* representa o resultado parcelar referente ao nó *k*.

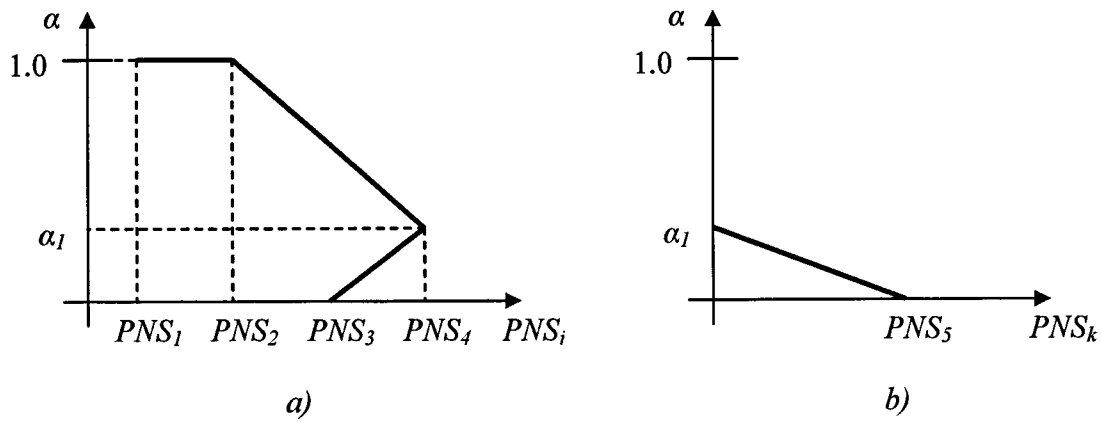


Figura 6.5 – Funções de pertença das potências de corte de carga nos nós *i* e *k*.

Verifica-se que, para valores inferiores ao grau de pertença α_1, a estratégia de minimização da potência de corte de carga do sistema faz com que diminua o valor da potência de corte de carga no nó *i* e aumente no nó *k*.

Se a agregação dos resultados através do Operador de Reunião for realizada após a aplicação do Operador Máximo a cada função de pertença de potência de corte de carga parcelar, ocorre um alargamento artificial da função de pertença como se exemplifica na figura 6.6 e na figura 6.7. A figura 6.6 corresponde à aplicação do Operador Máximo à função de pertença representada na figura 6.5 *a)*. A função de pertença representada na figura 6.7 resulta da aplicação do Operador de Reunião à função de pertença da figura 6.6 e à função de pertença da figura 6.5 *b)*, verificando-se neste caso um alargamento artificial da função de pertença já que, na verdade, a combinação de valores PNS_4 + PNS_5 nunca ocorre. Este alargamento artificial verifica-se para cortes de nível α inferiores a α_1.

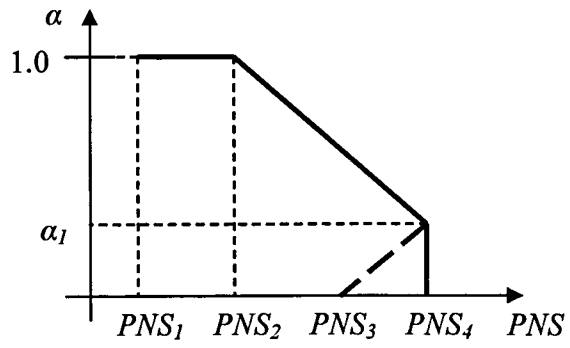


Figura 6.6 – Função de pertença obtida por aplicação do Operador Máximo ao resultado parcelar obtido para o nó *i* representado na figura 6.5 *a)*.

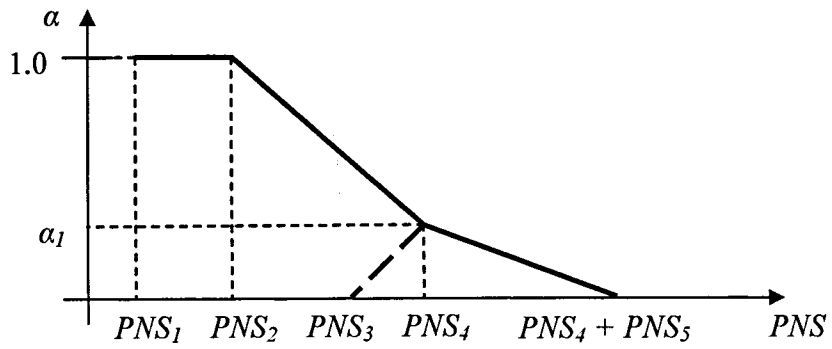


Figura 6.7 – Função de pertença obtida por aplicação do Operador de Reunião à função de pertença da figura 6.6, referente ao nó *i*, e à função de pertença referente ao nó *k*, representada na figura 6.5 *b)*.

Se a agregação dos resultados através do Operador de Reunião for realizada após a adição das funções de pertença das figuras 6.5 *a)* e 6.5 *b)* obtém-se a função de pertença que se apresenta na figura 6.8. Deste modo, evita-se o alargamento artificial $PNS_4 + PNS_5$ que ocorria anteriormente na figura 6.7. Este alargamento correspondia a valores de potência de corte de carga que não estavam associados a combinações de desvios de potências de carga.

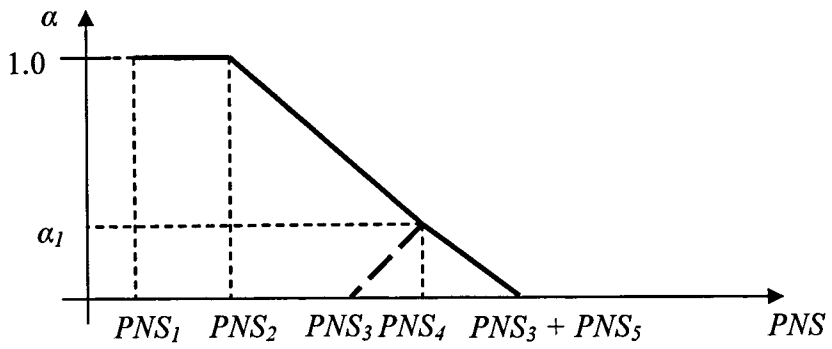


Figura 6.8 – Função de pertença obtida por aplicação do Operador Máximo após a adição das funções de pertença da potência de corte de carga referente aos nós *i* e *k*, e apresentadas nas figuras 6.5 *a)* e 6.5 *b)*.

6.3.3 – Índices de Robustez e de Exposição

A integração de incertezas das potências de carga no problema de PERTEE irá permitir realizar uma análise do risco em relação a cada um dos planos de expansão identificados no decorrer do algoritmo do Modelo Multicritério Interactivo.

A análise de risco baseia-se nos conceitos de exposição e robustez, apresentados por H.M. Merrill *e outros* no artigo [Merrill_1990] em que se detalha a sua aplicação no âmbito

do problema de planeamento de SE. J.T. Saraiva em [Saraiva_1992] utiliza esses conceitos integrados no algoritmo de TPOD-DC para construir estratégias de planeamento flexível do SE. A metodologia de cálculo dos Índices de Exposição e de Robustez que será utilizada nesta Tese e que se destina a caracterizar de forma mais completa os planos de expansão em termos da sua robustez utiliza alguns dos algoritmos desenvolvidos nesses trabalhos.

No âmbito de um problema de planeamento, um plano de expansão será totalmente robusto se, durante o horizonte de planeamento, a produção e as capacidades de transmissão dos ramos da rede de transporte permitirem a alimentação de todas as potências de carga considerando os valores correspondentes ao intervalo de incerteza estabelecido para cada uma dessas potências de carga. Desta forma, a exposição ou grau de arrependimento resultante da escolha deste plano de expansão relativamente à incerteza das potências de carga será nulo.

Se na análise dum plano de expansão face às incertezas das potências de carga, para algum dos valores do intervalo de incerteza das potências de cargas, a produção ou a capacidade de transmissão dos ramos da rede de transporte forem tais que originam situações em que o sistema é incapaz de garantir a alimentação desse valor de potência de carga, então o plano de expansão não é robusto e encontra-se, por isso, exposto com algum grau a essas incertezas.

Atendendo aos conceitos de robustez e de exposição no âmbito do problema de planeamento atrás referidos, e a partir dos resultados que se podem obter por intermédio da resolução dum problema de TPOD-DC, é possível obter valores para os Índices de Robustez e de Exposição dos planos de expansão face às incertezas que afectam as potências de carga.

No âmbito da resolução de um problema de TPOD-DC para um determinado período de um plano de expansão e reforço, o cálculo do valor dos Índices de Expansão e de Robustez está associado de forma directa com a função de pertença da potência de corte de carga. A este respeito podem ocorrer duas situações distintas:

- Se, para todos os cortes de nível α, a capacidade de produção dos geradores e a capacidade de transmissão dos ramos da rede de transporte são suficientes para alimentar as cargas afectadas pelas respectivas incertezas, então o valor da potência de corte de carga é nula para qualquer nível α considerado. Nestas condições, o Índice de Robustez para esse período é 1.0 e o Índice de Exposição é 0.0;
- Se, para algum corte de nível α, a capacidade de produção dos geradores ou a capacidade de transmissão dos ramos da rede de transporte não forem suficientes para alimentar as cargas, considerando as incertezas respectivas, então haverá potência de corte de carga não nula para algum corte de nível α. Assim, o Índice de Robustez

corresponderá a $1-\alpha$ e o Índice de Exposição corresponderá a α, sendo α o maior corte de nível para o qual existe potência de corte de carga não nulo.

Portanto, a existência de um valor nulo ou de valores não nulos da potência de corte de carga e respectivos cortes de nível α irão determinar o valor dos Índices de Robustez e de Exposição.

O cálculo dos Índices de Exposição e de Robustez será efectuado com base na resolução do TPOD-DC para cada período de um determinado plano de expansão. Durante esse cálculo podem ocorrer as seguintes situações:

- *Situação* 1 - Na resolução do TPO-DC Determinístico inicial para se obter uma solução óptima admissível é necessário realizar corte de carga ($PNS_d \neq 0.0$). Nesta situação, para qualquer grau de pertença no intervalo $\alpha \in [0.0;1.0]$ da função de pertença das potências de carga haverá valores não nulos da potência de corte de carga total. Assim, o Índice de Exposição terá o valor $I_{exp}= 1.0$ e o Índice de Robustez terá o valor $I_{rob}= 0.0$. A expressão (6.41) formula esta situação e a figura 6.9 *a)* apresenta uma possível função de pertença da potência de corte de carga total;
- *Situação* 2 - Na resolução do TPO-DC Determinístico inicial obtém-se uma solução óptima e admissível sem necessidade de efectuar corte de carga ($PNS_d = 0.0$), mas na resolução do primeiro Problema Paramétrico existe pelo menos um vértice i, entre o conjunto V de vértices identificados no hiperparalelepípedo já referido, em que as respectivas combinações dos desvios das potências de carga originam potência de corte de carga ($PNS_{1i} \neq 0.0$). Como o primeiro Problema Paramétrico permite calcular valores das funções de pertença (potência activa produzida, PNS e trânsitos de potências activa nos ramos da rede de transporte) possuindo grau de pertença $\alpha = 1.0$, então a função de pertença da potência de corte carga apresenta valor de potência de corte de carga não nula para o grau de pertença $\alpha = 1.0$. Nestas condições, apresenta potência de corte de carga não nulo para todos os graus de pertença $\alpha \in [0.0;1.0]$. Nesta situação, o plano de expansão encontra-se totalmente exposto em relação às incertezas das potências de carga (I_{exp}=1.0) e, portanto, não é um plano robusto (I_{rob}=0.0). A expressão (6.42) descreve esta situação e a função de pertença representada na figura 6.9 *b)* corresponde a uma possível função de pertença da potência de corte de carga total;
- *Situação* 3 - Quer na resolução do TPO-DC Determinístico inicial e quer na resolução do primeiro Problema Paramétrico para todos os vértices $i \in V$ identificados, as

respectivas combinações dos desvios de potência de carga estão associadas a soluções óptimas admissíveis que não recorrem à realização de PNS. No entanto, se na resolução do segundo Problema Paramétrico pelo menos para um determinado vértice *i* identificado, para uma combinação de desvios de potências de carga, ocorrer um valor não nulo da potência de corte de carga ($PNS_{2i} \neq 0.0$), então existirá uma função de pertença da potência de corte de carga total do SE que apresentará potência de corte de carga não nula para valores de graus de pertença inferiores ou iguais a α_1. O grau de pertença α_1 corresponde ao valor máximo do grau de pertença das funções de pertença de potência de corte de carga que ocorre para qualquer dos estudos parametrizados referidos. Nesta situação, a exposição do plano de expansão face à incerteza das potências de carga é igual ao máximo valor do grau de pertença α_1 da função de pertença da potência de corte de carga total ($I_{exp} = \alpha_1$) e a robustez do plano de expansão corresponde ao complementar do valor anterior ($I_{rob} = 1.0 - \alpha_1$). A expressão (6.43) reflecte esta situação, onde δ_i corresponde ao parâmetro utilizado na resolução dos Problemas Paramétricos do TPOD-DC descrito no ponto ***6.3.2.3*** para o vértice *i*. Nestes problemas, o parâmetro δ coincide com o grau de pertença α das combinações dos desvios das potências de carga, pelo que o Índice de Exposição corresponde ao maior valor do parâmetro δ (valor α_1 já referido) da função de pertença de corte de carga total do TPOD-DC. A figura 6.9 *c)* representa uma possível função de pertença da potência de corte de carga total, na qual se verifica que só existe PNS não nula para valores de grau de pertença inferiores a α_1;

- *Situação* 4 - Nesta situação a solução óptima e admissível do problema de TPOD-DC para um determinado período de um plano de expansão não necessita de realizar PNS. Isto significa que, para todos os vértices *i* identificados no hiperparalelepípedo construído com base nas combinações dos desvios de potência de carga, as soluções admissíveis obtidas para o problema de TPO-DC Determinístico e para todos os Problemas Paramétricos não necessitam de realizar PNS. Assim, a função de pertença da potência de corte de carga total terá um valor 0.0 possuindo grau de pertença 1.0. Por isso, o plano de expansão apresenta uma exposição ou grau de arrependimento nulo face às incertezas das potências de carga ($I_{exp} = 0.0$) e é totalmente robusto ($I_{rob} = 1.0$) porque garante a alimentação de todas as cargas para todos os valores da sua incerteza. A expressão (6.44) formula esta situação e a função de pertença 6.9 *d)* reflecte-a de forma gráfica.

$$PNS_d \neq 0.0 \quad \Rightarrow \quad I_{exp} = 1.0 \ \wedge \ I_{rob} = 0.0 \tag{6.41}$$

$$(PNS_d = 0.0 \ \wedge \ \exists i \in V : PNS_{1i} \neq 0.0) \quad \Rightarrow \quad I_{exp} = 1.0 \ \wedge \ I_{rob} = 0.0 \tag{6.42}$$

$$((PNS_d = 0.0 \ \wedge \ \forall i \in V : PNS_{1i} = 0.0) \ \wedge \ (\exists i \in V : PNS_{2i} \neq 0.0)) \Rightarrow \Rightarrow \ I_{exp} = \alpha_1 = máx(\delta_1, \cdots, \delta_i, \cdots, \delta_n) \ \wedge \ I_{rob} = 1.0 - \alpha_1 \tag{6.43}$$

$$((PNS_d = 0.0 \ \wedge \ \forall i \in V : PNS_{1i} = 0.0) \ \wedge \ (\forall i \in V : PNS_{2i} = 0.0)) \Rightarrow \Rightarrow I_{exp} = 0.0 \ \wedge \ I_{rob} = 1.0 \tag{6.44}$$

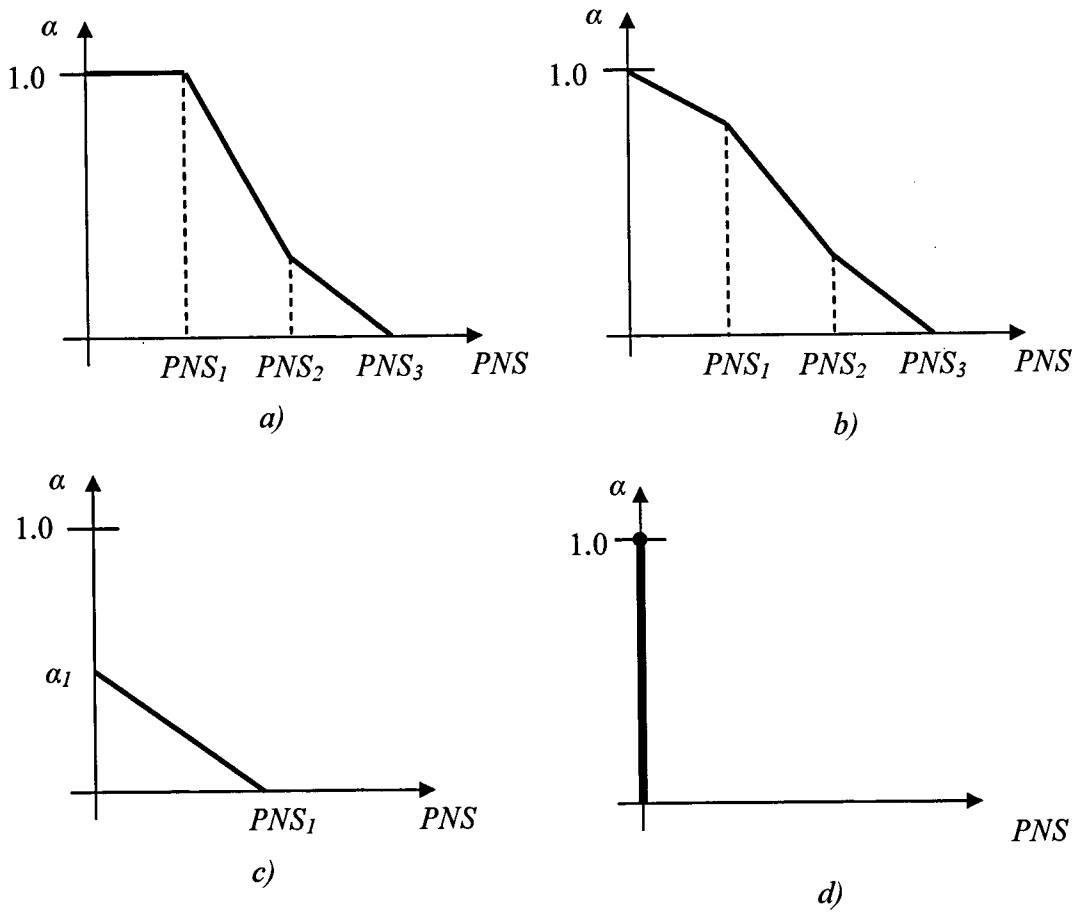


Figura 6.9 – Exemplos de funções de pertença da potência de corte de carga total. Situação *a)* Existência de PNS no TPO-DC Determinístico inicial, pelo que I_{exp}= 1.0 e I_{rob}= 0.0. Situação *b)* Existência de PNS para todos os graus de pertença $\alpha \in [0.0;1.0]$, pelo que I_{exp}= 1.0 e I_{rob}= 0.0. Situação *c)* Existência de PNS para valores inferiores ao grau de pertença α_1, pelo que I_{exp}= α_1 e I_{rob}= 1.0 - α_1. Situação *d)* Valor nulo de PNS para todos os graus de pertença $\alpha \in [0.0;1.0]$ pelo que I_{exp}= 0.0 e I_{rob}= 1.0.

Na metodologia de PERTEE integra-se agora, a avaliação dos Índices de Exposição e de Robustez para cada período *p* de cada plano de expansão face às incertezas das potências de carga do SE. Os passos a realizar para calcular esses índices desenvolvem-se durante a resolução do algoritmo do TPOD-DC para cada período de cada plano de expansão, no qual poderá ocorrer uma das quatro situações atrás enunciadas. Estes passos de resolução são apresentados no fluxograma da figura 6.10.

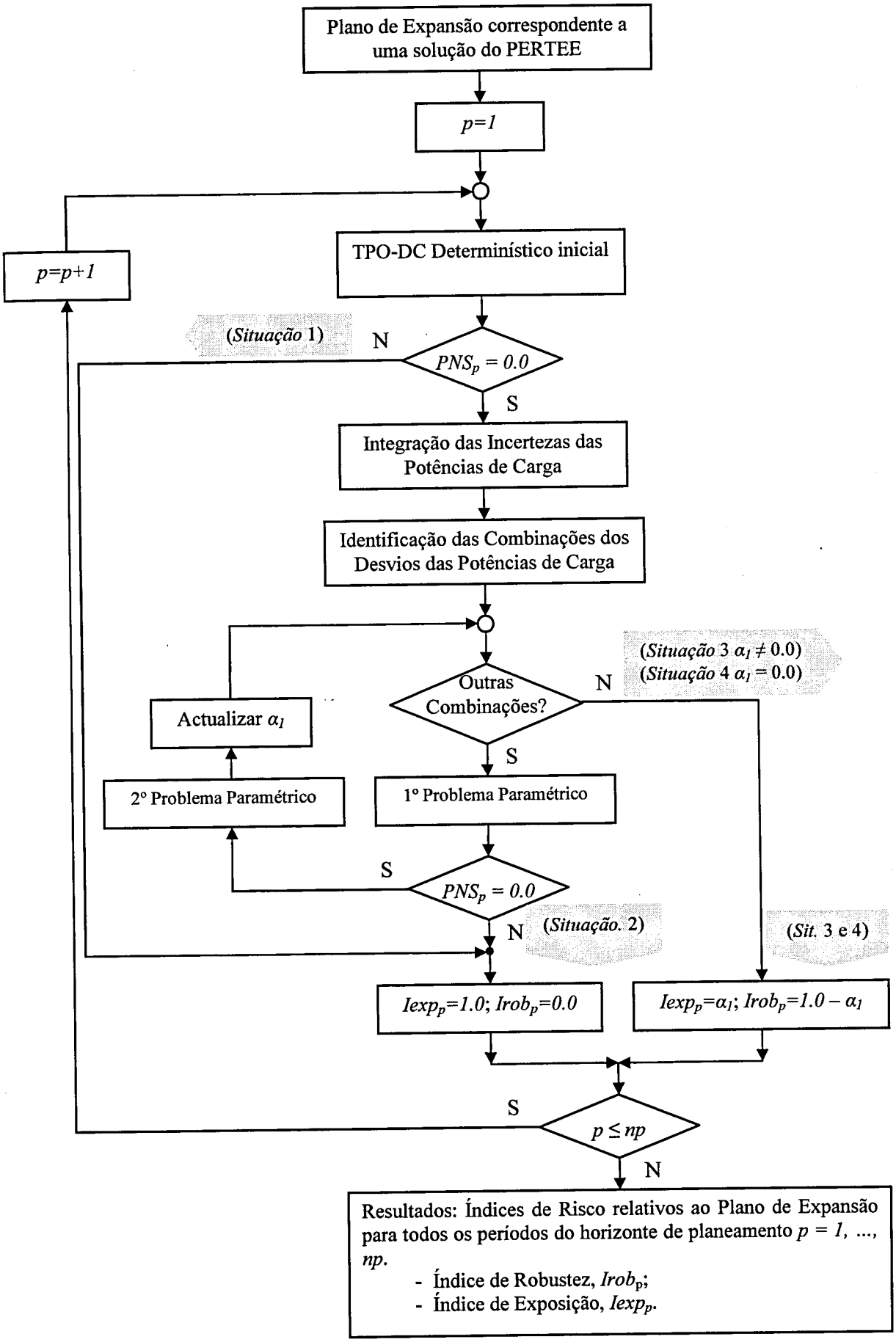


Figura 6.10 – Fluxograma de Cálculo dos Índices de Robustez e de Exposição.

6.4 – Algoritmo do Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE Multi-Período e Dinâmico

O modelo do problema de PERTEE que foi desenvolvido corresponde a um Modelo Multicritério integrando quatro objectivos: minimização dos custos de exploração, minimização dos custos de investimento, minimização do índice de fiabilidade (EENS ou EPNS) e maximização do Índice de Robustez, tendo-se assim, um problema Multiobjectivo. Os métodos de resolução dos problemas multiobjectivo do tipo geração de soluções não dominadas, conforme se referiu no ponto ***4.2.2.3*** do ***Capítulo IV***, correspondem ao Método das Restrições e ao Método dos Pesos. A natureza combinatória do problema inviabiliza a identificação sistemática de todas as suas soluções não dominadas justificando-se assim a adopção de uma estratégia de resolução correspondente a um Método de tipo Interactivo. Nesta abordagem são identificadas soluções utilizando o Método das Restrições em que todas as funções objectivo, excepto uma, são convertidas em restrições através da especificação de níveis de aspiração. Desta forma, obtém-se um problema modificado que integra um único objectivo e que, dada a sua natureza combinatória será resolvido utilizando a metaheurística *Simulated Annealing*. A solução obtida com a metaheurística *Simulated Annealing* corresponde a uma solução não dominada a ser apresentada ao Agente de Decisão. Este poderá agora alterar os níveis de aspiração pretendidos procurando assim identificar uma nova solução não dominada do problema.

A implementação prática deste algoritmo caracterizado genericamente no parágrafo anterior envolveu ainda a especificação de penalidades que afectem os critérios de avaliação considerados como restrições. Essas penalidades serão utilizadas no caso de os níveis de aspiração não serem verificados. Como se compreende, neste ponto poderia ter-se adoptado uma estratégia diversa que implicasse, por exemplo, a eliminação de uma solução se, por exemplo, o nível de aspiração pretendido para o índice de fiabilidade não fosse verificado. No entanto, o peso computacional associado a este algoritmo e a própria natureza interactiva da abordagem adoptada justificam que não se eliminem soluções dessa forma drástica e que, pelo contrário, elas possam ser apresentadas ao Agente de Decisão convenientemente caracterizadas.

O Modelo Multicritério Interactivo desenvolvido para ser aplicado ao PERTEE evolui de acordo com os passos a seguir enunciados.

MODELO MULTICRITÉRIO INTERACTIVO PARA O PERTEE

i) Critérios de Avaliação do problema Multicritério:

CO – Custos de Exploração do SE;

CI – Custos de Investimento na rede de transporte;

Fiab – Índice de fiabilidade (EENS ou EPNS);

Irob – Índice de Robustez.

ii) Obter um Plano de Expansão inicial correspondente à solução, x^{novo}:

- Para o horizonte de planeamento com *np* períodos utilizar o algoritmo de resolução do PERTEE Multi-período e Dinâmico apresentado na figura 5.6 do ***Capítulo V***. Assim, devem-se obter os valores iniciais dos critérios:
  - Custo de exploração, CO_p, com $p=1, ...,np$;
  - Custo de investimento, CI_p, com $p=1, ...,np$.
- Resolver uma das versões do Método de Simulação de Monte Carlo para obter o valor inicial do índice de fiabilidade (EENS ou EPNS):
  - Índice de fiabilidade, $Fiab_p$, com $p=1, ...,np$.
- Determinação do Índice de Robustez conforme indicado no fluxograma da figura 6.10:
  - Índice de Robustez, $Irob_p$, com $p=1, ...,np$.

iii) Método das Restrições

a) Seleccionar o Critério a Avaliar (Minimização ou Maximização)

Por exemplo: Escolhe-se a Minimização do critério *CO*.

b) Fixar os *Níveis de Aspiração* pretendidos para os restantes Critérios de Avaliação.

Para cada período $p=1, ..., np$:

Limite mínimo e máximo do critério *CI*: CI_p^{min} e $CI_p^{máx}$;

Limite mínimo e máximo do critério *Fiab*: $Fiab_p^{min}$ e $Fiab_p^{máx}$;

Limite mínimo e máximo do critério *Irob*: $Irob_p^{min}$ e $Irob_p^{máx}$.

BIBLIOTECA F.E. PORTO

c) Função Objectivo:

$$\text{Min } f = \sum_{p=1}^{np} \left(CO_p + Pen_{2p} \cdot CI_p + Pen_{3p} \cdot Fiab_p + Pen_{4p} \cdot \left(1 - Irob_p\right) \right) \qquad (6.45)$$

Esta função objectivo, *f*, pretende minimizar a soma dos valores do critério CO_p para todos os períodos *p* do horizonte de planeamento. Relativamente aos

critérios para os quais foram especificados níveis de aspiração, nesta função objectivo aparecem afectados dos coeficientes de penalização Pen_{2p}, Pen_{3p} e Pen_{4p}. Estes coeficientes são nulos se os respectivos valores dos critérios não violarem os níveis de aspiração. Caso contrário, existirá uma penalização com os coeficientes a tomarem, usualmente, valores bastante elevados.

Por fim, assinala-se que a função objectivo *f* dada por (6.45) inclui um termo dependente de 1-$Irob_p$ e não de $Irob_p$. Com efeito, *f* deverá ser minimizada enquanto que $Irob_p$ deverá ser maximizada.

d) Especificar os *Coeficientes* e calcular as *Penalizações* que afectam os Critérios de Avaliação na Função Objectivo.

Especificação dos coeficientes de cada um dos critérios para cada período *p*:

Para o critério *CI*: $Coef_{2p}$;

Para o critério *Fiab*: $Coef_{3p}$;

Para o critério *Irob*: $Coef_{4p}$.

Expressões de cálculo dos valores das Penalizações em caso de violação dos níveis de aspiração:

- Violação do limite máximo, expressões (6.46) a (6.48).

$$Pen_{2p} = Coef_{2p} \cdot (CI_p - CI_p^{máx}) \tag{6.46}$$

$$Pen_{3p} = Coef_{3p} \cdot (Fiab_p - Fiab_p^{máx}) \tag{6.47}$$

$$Pen_{4p} = Coef_{4p} \cdot (Irob_p - Irob_p^{máx}) \tag{6.48}$$

- Violação do limite mínimo, expressões (6.49) a (6.51):

$$Pen_{2p} = Coef_{2p} \cdot (CI_p^{\min} - CI_p) \tag{6.49}$$

$$Pen_{3p} = Coef_{3p} \cdot (Fiab_p^{\min} - Fiab_p) \tag{6.50}$$

$$Pen_{4p} = Coef_{4p} \cdot (Irob_p^{\min} - Irob_p) \tag{6.51}$$

iv) Resolver o problema de optimização do planeamento multi-período e dinâmico formulado pelo Método das Restrições, construído no ponto iii), através do algoritmo correspondente à metaheurística *Simulated Annealing* em que a Função de Avaliação, *FA*, dada pela expressão (6.52), é a correspondente à função objectivo, *f*, (6.45).

$$FA = \sum_{p=1}^{np} \left(CO_p + Pen_{2p} \cdot CI_p + Pen_{3p} \cdot Fiab_p + Pen_{4p} \cdot \left(1 - Irob_p\right) \right) \tag{6.52}$$

Para este efeito, executar o seguinte procedimento:

Início
$w \leftarrow 0$;

$iter \leftarrow 0$;

$T_{inicial} \leftarrow T^0$;

$T_{final} \leftarrow T^f$;

$\alpha \leftarrow \alpha^s$;

Espaço de Soluções X (Lista de Obras);

Calcular $FA(x^{novo})$;

$x^{corrente} \leftarrow x^{novo}$;

$FA(x^{corrente}) \leftarrow FA(x^{novo})$;

$x^{óptimo} \leftarrow x^{novo}$;

$FA(x^{óptimo}) \leftarrow FA(x^{novo})$;

Fazer

$iter1 \leftarrow 0$;

Fazer

Seleccionar uma nova obra, $x^{novo} \in V(x^{corrente})$:

Sortear um número $q \in [0;1]$;

1. Se $(0.0 \leq q \leq 0.34)$ então Adicionar mais um ramo a $x^{corrente}$ FimSe;
2. Se $(0.34 < q \leq 0.67)$ então Remover um ramo a $x^{corrente}$ FimSe;
3. Se $(0.67 < q \leq 1.0)$ então Trocar dois ramos em $x^{corrente}$ FimSe;

Sortear os períodos em que se realiza a ocorrência:

Se (1. ou 2.) então Sortear o período p FimSe;

Se (3.) então Sortear um período ou dois períodos FimSe;

$iter \leftarrow iter + 1$;

$iter1 \leftarrow iter1 + 1$;

Calcular $FA(x^{novo})$:

Para cada período p avaliar os critérios:

- Avaliar CO_p, através de um Despacho Óptimo DC;
- Avaliar CI_p, através do custo de investimento do plano de expansão;
- Avaliar $Fiab_p$, através do Método de Simulação de Monte Carlo;
- Avaliar $Irob_p$, através de Problemas Paramétricos (fluxograma da figura 6.10);
- Verificar os *Níveis de Aspiração* de cada critério de avaliação e calcular as *penalizações* da seguinte forma:
  - Se $(CI_p^{min} \leq CI_p \leq CI_p^{máx})$ então $Pen_{2p} = 0$ FimSe;

- Se ($Fiab_p^{min} \leq Fiab_p \leq Fiab_p^{máx}$) então $Pen_{3p} = 0$ FimSe;
- Se ($Irob_p^{min} \leq Irob_p \leq Irob_p^{máx}$) então $Pen_{4p} = 0$ FimSe;
- Se ($CI_p > CI_p^{máx}$) então Expressão (6.46) FimSe;
- Se ($Fiab_p > Fiab_p^{máx}$) então Expressão (6.47) FimSe;
- Se ($Irob_p > Irob_p^{máx}$) então Expressão (6.48) FimSe;
- Se ($CI_p < CI_p^{min}$) então Expressão (6.49) FimSe;
- Se ($Fiab_p < Fiab_p^{min}$) então Expressão (6.50) FimSe;
- Se ($Irob_p < Irob_p^{min}$) então Expressão (6.51) FimSe;

$$FA\left(x^{novo}\right) = \sum_{p=1}^{np}\left(CO_p + Pen_{2p} \cdot CI_p + Pen_{3p} \cdot Fiab_p + Pen_{4p} \cdot \left(1 - Irob_p\right)\right) \qquad (6.53)$$

Se ($FA(x^{novo}) \leq FA(x^{corrente})$) então

$x^{corrente} \leftarrow x^{novo}$;

$FA(x^{corrente}) \leftarrow FA(x^{novo})$;

Se ($FA(x^{novo}) \leq FA(x^{óptimo})$) então

$x^{óptimo} \leftarrow x^{novo}$;

$FA(x^{óptimo}) \leftarrow FA(x^{novo})$;

$w \leftarrow 0$;

FimSe

Senão

Sortear um número $p_1 \in [0;1]$;

$$\Delta FA = FA(x^{corrente}) - FA(x^{novo}); \qquad (6.54)$$

$$p(x^{novo}) = e^{\frac{\Delta FA}{R \cdot T}}; \qquad (6.55)$$

Se ($p(x^{novo}) \geq p_1$) então

$x^{corrente} \leftarrow x^{novo}$;

$FA(x^{corrente}) \leftarrow FA(x^{novo})$;

Senão

Eliminar x^{novo} do espaço de soluções X;

FimSe

$w \leftarrow w + 1$;

FimSe

Se ($w = W_{máx}$) então

FIM do algoritmo;

Saída de Resultados: Plano de expansão, $x^{óptimo}$, $FA(x^{óptimo})$;

FimSe

Enquanto ($iter1 \leq ITER1_{máx}$) FimFazer

$T \leftarrow T \,.\, \alpha$;

Enquanto (($T \leq T_{final}$) e ($iter \leq ITER_{máx}$)) FimFazer

FIM do algoritmo;

Saída de Resultados: Plano de expansão, $x^{óptimo}$, $FA(x^{óptimo})$;

FIM.

v) Pergunta ao Agente de Decisão: Está satisfeito com o Plano de Expansão correspondente à Solução Não Dominada corrente?

Se *Sim* então

Ir para vi);

Senão

Voltar para iii);

FimSe

vi) Fim do Algoritmo

Saída de Resultados:

- Plano de Expansão correspondente à Solução Não Dominada corrente;
- Todos os Planos de Expansão correspondentes às Soluções Não Dominadas que foram sendo obtidos e analisados ao longo do processo iterativo;
- Todos estes planos são caracterizados pelos valores da função objectivo dos diversos critérios de avaliação, para todos os períodos do horizonte de planeamento.

A finalizar a descrição deste algoritmo chama-se a atenção para o facto de que, atendendo às características de convergência da metaheurística *Simulated Annealing*, é possível obter planos de expansão que não correspondam a soluções não dominadas. Este facto deverá ser considerado pelo Agente de Decisão que poderá sujeitar o conjunto de planos identificados a um processo de filtragem destinado a eliminar as soluções dominadas eventualmente obtidas.

6.5 – Visão global do algoritmo de solução do PERTEE

Uma visão global do algoritmo de solução do problema de PERTEE será a seguir descrita, apresentando-se o respectivo fluxograma na figura 6.11.

A aplicação do Modelo Multicritério Interactivo apresentado no ponto ***6.4*** permite determinar um plano de expansão correspondente à solução não dominada seleccionada. Este plano é caracterizado pelos valores dos critérios: custos de exploração, *CO*, custos de investimento, *CI*, índice de fiabilidade, *Fiab*, e Índice de Robustez, *Irob*, utilizados para efectuar a avaliação desse plano. Os valores desses critérios foram determinados para cada um dos períodos do horizonte de planeamento, tendo-se por isso os valores, CO_p, CI_p, $Fiab_p$ e $Irob_p$ com $p = 1, \ldots np$, em que *np* representa o número total de períodos do horizonte de planeamento.

No entanto, de modo a ser mais fácil para o Agente de Decisão tomar uma decisão sobre qual o plano de expansão a implementar, os valores dos critérios obtidos para cada período do horizonte de planeamento serão trabalhados da forma que, cada plano de expansão seja caracterizado somente por um valor para cada um dos critérios. Assim, para cada plano de expansão seleccionado o valor dos custos de exploração, *CO*, corresponde à soma dos custos de exploração de cada um dos períodos, (6.56), sendo realizado o mesmo procedimento para os custos de investimento *CI*, (6.57). Os valores dos custos de exploração e de investimento deverão ser referidos ao ano inicial utilizando a taxa de actualização *a*. Relativamente ao índice de fiabilidade, *Fiab*, o Agente de Decisão pode escolher utilizar o valor respeitante ao valor mais elevado dos índices de fiabilidade obtidos para cada um dos períodos do horizonte planeamento, (6.58), ou determinar o seu valor através da média dos valores dos índices de fiabilidade de todos os períodos do horizonte de planeamento, (6.59). Quanto aos índices de risco, o Agente de Decisão poderá escolher entre utilizar o pior dos valores dos índices obtidos, expressões (6.60) e (6.61) ou a média dos valores obtidos para os diversos períodos do horizonte de planeamento, expressões (6.62) e (6.63).

Desta forma, o plano de expansão correspondente à solução não dominada seleccionada é caracterizado pelos valores dos critérios: *CO*, *CI*, *Fiab* e *Irob* ou *Iexp*.

Tabela 6.1 – Identificação dos critérios do PERTEE.	
$CO = \sum_{p=1}^{np} CO_p \quad [€]$	(6.56)
$CI = \sum_{p=1}^{np} CI_p \quad [€]$	(6.57)
$Fiab = \mathbf{máx}(Fiab_p, p = 1, \ ..., \ np)$	(6.58)
$Fiab = \frac{\sum_{p=1}^{np} Fiab_p}{np}$	(6.59)
$Irob = \mathbf{min}(Irob_p, p = 1, \ ..., \ np)$	(6.60)
$Iexp = \mathbf{máx}(Iexp_p, p = 1, \ ..., \ np)$	(6.61)
$Irob = \frac{\sum_{p=1}^{np} Irob_p}{np}$	(6.62)
$Iexp = \frac{\sum_{p=1}^{np} Iexp_p}{np}$	(6.63)

Os valores dos critérios referentes ao plano de expansão em análise são apresentados ao Agente de Decisão. Se o Agente de Decisão não estiver satisfeito regressa-se ao início para efectuar alterações nos níveis de aspiração dos custos de investimento e índices de fiabilidade e de risco, executando-se novamente o processo. Se o Agente de Decisão ficar satisfeito obtém-se como resultado o plano de expansão seleccionado correspondente a uma solução não dominada e caracterizado pelas obras a realizar durante o horizonte de planeamento e pelos respectivos valores dos critérios de avaliação: *CO*, *CI*, *Fiab* e *Irob* ou *Iexp*. Também poderá ser obtido como resultado uma lista de planos de expansão, $pl = 1, \ ..., \ Npl$, conforme apresentada na tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Lista de Planos de Expansão.				
Plano *pl*	CO_{pl}	CI_{pl}	$Fiab_{pl}$	$Irob_{pl}$ ou $Iexp_{pl}$

Seleccionado o plano de expansão a implementar, aplica-se em seguida o algoritmo de cálculo dos PMLP nodais e da Remuneração Marginal Total para todo o horizonte de planeamento conforme se detalha no ponto seguinte.

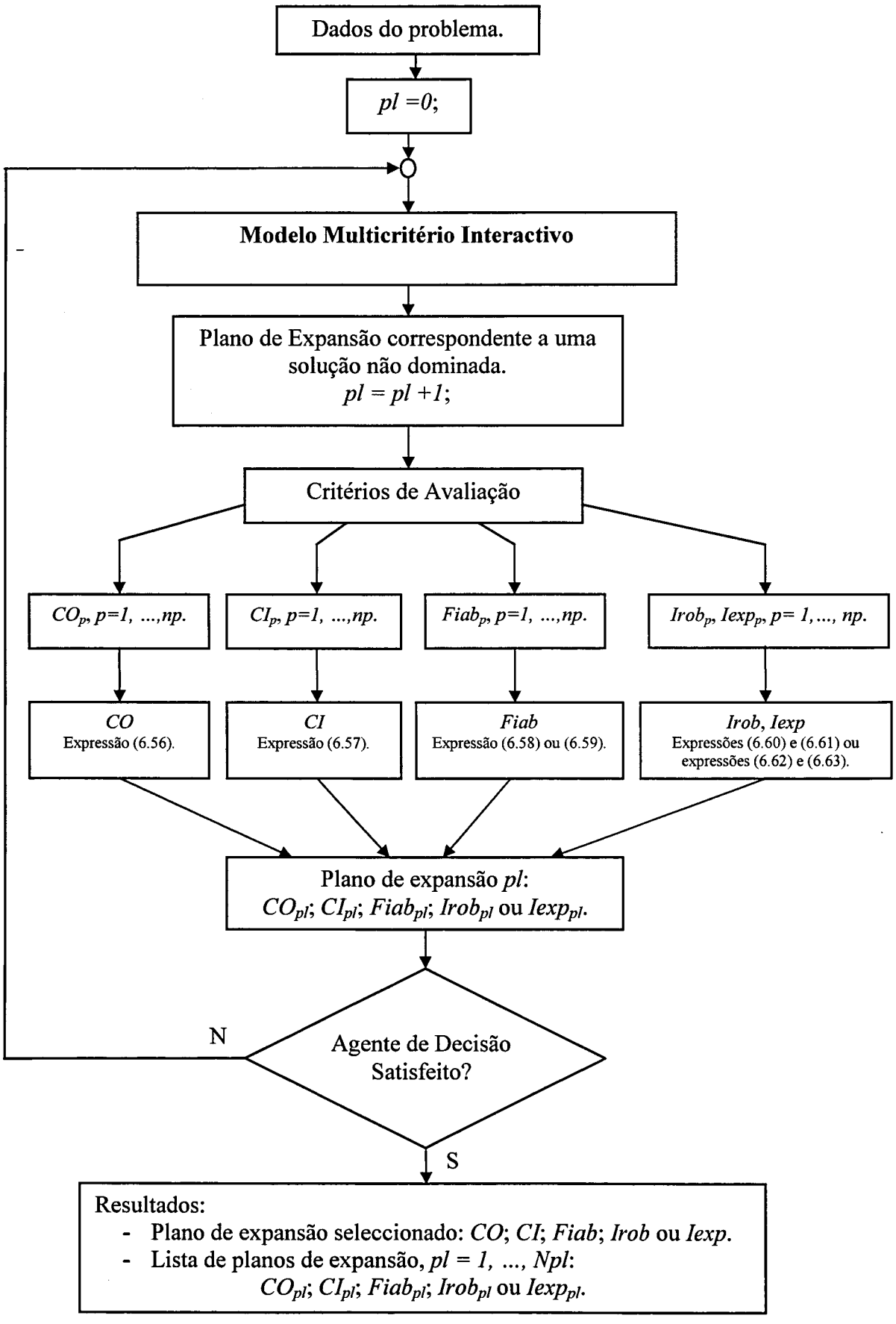


Figura 6.11 – Visão global do algoritmo do Modelo Multicritério Interactivo do PERTEE.

6.6 – Cálculo dos PMLP nodais e da Remuneração

Seleccionado o Plano de Expansão base correspondente a uma Solução Não Dominada através do algoritmo do Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE Multi-período e Dinâmico descrito no ponto anterior, o cálculo dos PMLP nodais e da Remuneração Marginal de Longo Prazo Total para o horizonte de planeamento será realizada de forma análoga ao referido no ponto ***5.3.3.3*** do ***Capítulo V***. O fluxograma da figura 6.12 apresenta o desenvolvimento desse cálculo.

No algoritmo da figura 6.12 o valor da função FA_p de cada um dos períodos p do horizonte de planeamento é determinado pela expressão (6.64), tal como se especificou no ***Capítulo V***, ou seja, consiste na soma dos valores dos custos de exploração, CO_p, e dos custos de investimento, CI_p, nesse período p, respeitantes ao plano de expansão base seleccionado.

$$FA_p^{(b)} = CO_p + CI_p \tag{6.64}$$

A não inclusão nesta expressão de cálculo de qualquer termo referente à fiabilidade do sistema deve-se à dificuldade em calcular os valores de índices de fiabilidade que representem "custos de fiabilidade". Uma das hipóteses para realizar este cálculo foi já referida e consiste em calcular o índice de fiabilidade *LOLC*. No entanto, o seu cálculo necessita da especificação de um custo unitário de interrupção de fornecimento de energia eléctrica, o qual por diversos factores também não é fácil de obter. Por outro lado, a melhoria do índice de fiabilidade, *EENS* ou *EPNS*, pretendida pelo Agente de Decisão é concretizada através da especificação do respectivo nível de aspiração no Método das Restrições que, por sua vez se reflecte no plano de expansão a seleccionar através da realização de mais investimentos. Por esta razão, os custos de investimento, CI_p, integrados na função FA_p, indirectamente já englobam o custo que é necessário suportar para se obter um melhor valor para a fiabilidade do sistema.

Por fim, calcula-se a percentagem de recuperação dos custos de exploração e de investimento de acordo com o indicado no ponto ***5.4*** do ***Capítulo V*** a que corresponde a expressão (5.66).

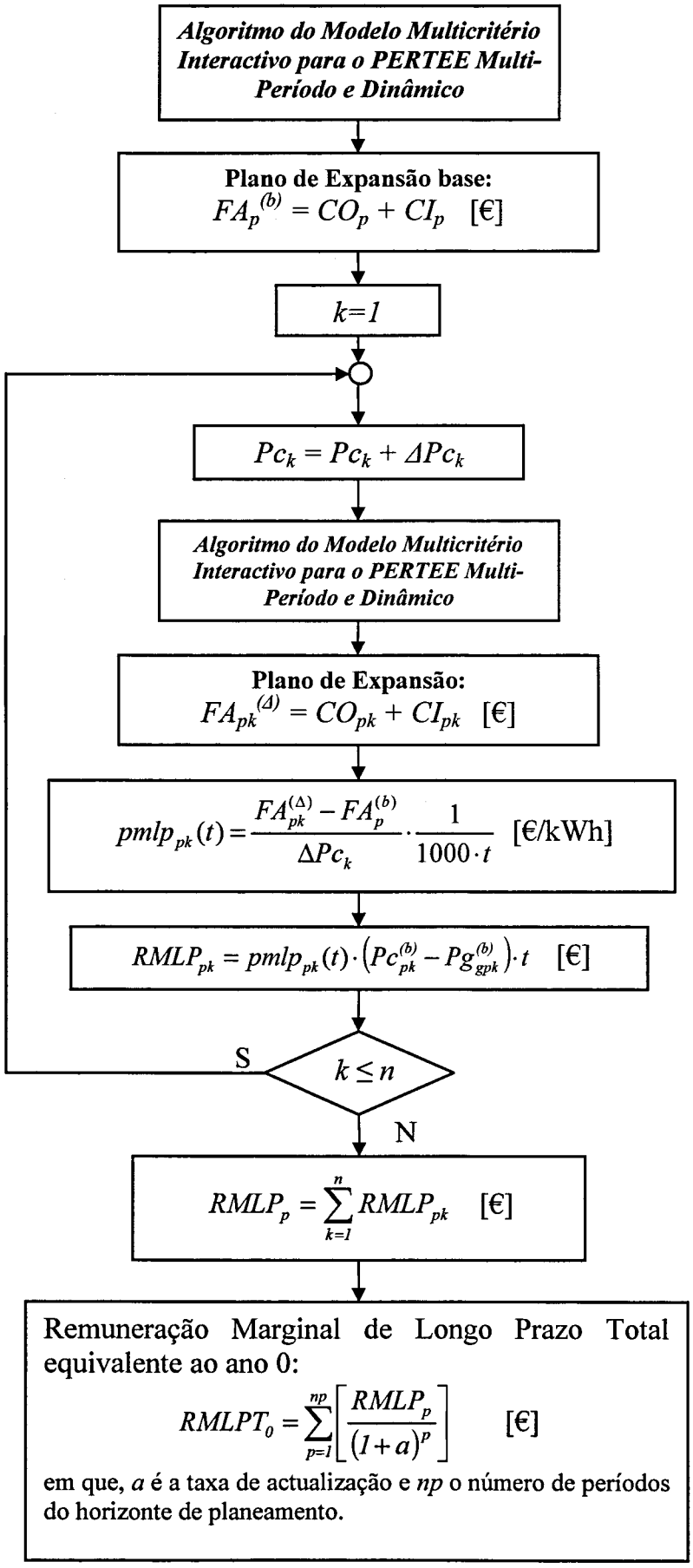


Figura 6.12 – Algoritmo de cálculo dos PMLP nodais e da RMLPT integrando o Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE.

6.7 – Conclusões

Na sequência da MMLP desenvolvida no capítulo anterior, dois aspectos têm vindo a merecer bastante importância nos tempos mais recentes, tanto a nível da investigação como da sua implementação por parte das entidades dum SE reestruturados. São eles a fiabilidade do SE e as incertezas que afectam os dados num problema de planeamento. Ambos complementam a MMLP desenvolvida no ***Capítulo V*** que permite calcular os PMLP nodais para todos os períodos do horizonte de planeamento e a RMLP Total a atribuir à entidade concessionária da rede de transporte.

A fiabilidade do SE, mais particularmente a fiabilidade do sistema composto produção / rede de transporte, funciona como mais um critério de avaliação do plano de expansão que se pretende implementar para um determinado horizonte de planeamento. Este critério de avaliação consistirá no cálculo de um dos índices de fiabilidade EPNS, EENS ou LOLC por intermédio da Simulação de Monte Carlo Não Cronológica ou Pseudo-Cronológica Markoviana respectivamente, pois estas revelam-se ser as mais rápidas em termos de cálculo, o que é fundamental neste tipo de problemas. Por sua vez, a utilização do índice de fiabilidade LOLC apresenta vantagens porque este índice pode ser interpretado como um "custo da fiabilidade", permitindo a sua integração na função de avaliação da metaheurística *Simulated Annealing* que já inclui a adição dos custos de exploração e de investimento. A utilização do índice LOLC exige a especificação à priori de um valor unitário do custo de interrupção de fornecimento de energia eléctrica. No entanto, para evitar a necessidade de especificar o valor unitário referido foi utilizado um Modelo Multicritério Interactivo que resolve um problema multiobjectivo de forma interactiva. Neste caso, são especificados níveis de aspiração para todos os critérios excepto um, assumindo o Agente de Decisão um papel preponderante nas decisões relativas à selecção dum plano de expansão para a rede de transporte. Utilizando este Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE Multi-período e Dinâmico obtém-se um Plano de Expansão correspondente a uma Solução Não Dominada e, ao longo de todo o processo iterativo, um Conjunto de Planos Expansão correspondentes às soluções intermédias que foram sendo construídas.

Outro dos aspectos importantes está relacionado com as incertezas que afectam os dados. Neste trabalho foi utilizada a representação das incertezas que afectam as potências de carga através de números difusos, relativamente aos quais têm vindo a ser implementados e desenvolvidos algoritmos para resolver estudos de trânsitos de potência optimizados, cálculo de índices de fiabilidade e índices de risco em problemas de planeamento do SE que incluem este tipo de representação das incertezas e que são resolvidos através de conceitos e operações no âmbito da Teoria dos Conjuntos Difusos. Desta forma, a metodologia que foi desenvolvida

nesta Tese integra a realização de uma análise do risco que utiliza os conceitos de exposição e robustez, cujos valores respectivos, em termos de Índices de Exposição e de Robustez, são calculados através da resolução de um problema de TPOD-DC. Assim, os planos de expansão também serão avaliados em termos da sua robustez face às incertezas das potências de carga, caracterizando-se assim de forma mais completa os Planos de Expansão referidos. Esta complementaridade permite fornecer informação acrescida ao Agente de Decisão de modo a permitir a tomada de decisões de forma mais apoiada.

Por fim, foi desenvolvido no ***Capítulo V*** uma metodologia que integra os custos de investimento e de exploração e que utiliza a metaheurística *Simulated Annealing* para identificar o plano de expansão mais adequado. Esta metodologia é complementada neste capítulo integrando dois critérios respeitantes a um índice de fiabilidade e a um índice de risco. O primeiro destes índices reflecte a natureza não ideal dos componentes do sistema modelizada através de modelos probabilísticos. O segundo índice decorre de se considerar que as potências de carga ao longo do horizonte de planeamento estão afectadas por incertezas representadas por conceitos da Teoria dos Conjuntos Difusos. Desta forma, para cada um dos períodos no horizonte de planeamento considerando as obras associadas a este período, o sistema é sujeito a um estudo de TPOD-DC que permite calcular esse índice de risco.

A disponibilização dos valores destes critérios para cada plano de expansão deverá ser interpretada de duas formas. Por um lado, permite caracterizar de forma mais completa os planos referidos de tal modo que o Agente de Decisão poderá tomar decisões mais apoiadas e justificadas. Por outro lado, e a finalizar, são utilizados na mesma metodologia conceitos da Teoria das Probabilidades e da Teoria dos Conjuntos Difusos. Esta situação permite chamar a atenção para a complementaridade existente entre elas na representação de dois tipos distintos de incertezas.

CAPÍTULO VII

EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

7.1 – Introdução

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos com a aplicação das metodologias desenvolvidas nos ***Capítulos V*** e ***VI*** a diversos casos de estudo, que servirão para justificar a viabilidade prática e o interesse dessas metodologias. As metodologias desenvolvidas foram designadas de Metodologia Marginal de Curto Prazo (MMCP), Metodologia Marginal de Longo Prazo (MMLP) e MMLP com Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE com integração da incerteza das potências de carga através da utilização da Teoria dos Conjuntos Difusos. Os casos de estudo utilizados correspondem a duas pequenas redes com 3 e 6 nós respectivamente, à rede de 24 nós (rede de teste do IEEE) e à Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT). Os dados das últimas três redes referidas apresentam-se, respectivamente, nos ***Anexos D.1***, ***D.2*** e ***D.3***. As redes com 3 e 6 nós foram consideradas de modo a atingir objectivos didácticos e de forma a ilustrar diversos aspectos que se torna mais difícil individualizar em redes de maior dimensão.

A primeira parte deste capítulo diz respeito à aplicação da MMCP e pretende averiguar a influência de diversos factores no cálculo dos Preços Marginais de Curto Prazo (PMCP) e, consequentemente, na Remuneração Marginal de Curto Prazo (RMCP) a atribuir à entidade concessionária da rede de transporte. Assim, são averiguadas as influências de factores como as perdas activas dos ramos, os congestionamentos nos ramos, a fiabilidade dos componentes e a escolha do nó de referência e compensação. Apresentam-se ainda resultados relativos aos Modelos A e B de formulação da MMCP, de modo a analisar as suas diferenças, vantagens e desvantagens. Por fim, realiza-se a aplicação da MMCP ao caso real da RNT Portuguesa efectuando-se uma análise relativamente aos valores dos PMCP nodais e à recuperação dos custos.

A segunda parte deste capítulo diz respeito à aplicação da MMLP. Esta metodologia inclui a resolução de um problema de PERTEE através da metaheurística *Simulated Annealing* para um horizonte de planeamento especificado. Esta metaheurística permite

resolver problemas de natureza combinatória, como é o caso do PERTEE, permitindo também utilizar variáveis de investimento discretas bem como realizar um planeamento dinâmico.

Numa primeira fase utiliza-se a MMLP para um horizonte de planeamento constituído somente por um período. Nestas circunstâncias, determina-se o plano de expansão da rede, calculam-se os PMLP nodais e verifica-se qual a percentagem de recuperação dos custos. São ainda, realizados vários estudos para avaliar a influência nos valores dos PMLP nodais e na RMLP de determinados parâmetros, tais como diferentes capacidades de transmissão dos ramos para um determinado cenário de produção e carga, diferentes valores de crescimento da potência de carga para esse período mantendo constantes os limites de produção dos geradores e as capacidades de transmissão dos ramos e, por fim, verifica-se a influência de diferentes valores do incremento da potência de carga, ΔPc_k.

Numa segunda fase apresentam-se os resultados da aplicação da MMLP com a realização de um estudo de planeamento com um horizonte constituído por vários períodos (multiperíodo). Realizam-se diversas aplicações da MMLP Multiperíodo para diferentes casos considerando limites máximos de investimento por período de planeamento de modo a avaliar a sua influência nos PMLP nodais e na RMLP. Uma última aplicação é realizada utilizando a Rede Nacional de Transporte como forma de comprovar a viabilidade da aplicação da metodologia desenvolvida a casos reais de SE bem como o seu interesse. Neste exemplo de aplicação é de realçar a grande quantidade de informação envolvida e a necessidade de organização do problema para uma resolução mais eficaz.

Na terceira parte deste capítulo apresentam-se os resultados da aplicação da MMLP com resolução do PERTEE através do Modelo Multicritério Interactivo em que se consideraram critérios associados ao custo de exploração, ao custo de investimento, ao índice de fiabilidade correspondente ao valor esperado da Energia Não Fornecida e ao Índice de Robustez. Para calcular o valor do índice de fiabilidade do sistema utiliza-se uma das versões do Método de Simulação de Monte Carlo. O cálculo do Índice de Robustez decorre da integração de incertezas nas potências de carga da rede de transporte e sua representação através de números difusos, sendo utilizados algoritmos que integram os conceitos da Teoria dos Conjuntos Difusos. Desta forma, será possível efectuar uma análise de risco em função das incertezas das potências de carga, averiguando a robustez e a exposição às incertezas dos planos de expansão.

7.2 – Metodologia Marginal de Curto Prazo

7.2.1 – Influência das Perdas

A partir de um pequeno exemplo, que utiliza a rede de 3 nós apresentada na figura 7.1, evidencia-se a importância que as perdas activas nos ramos têm no cálculo dos PMCP nodais e na RMCP. Para tal realiza-se uma primeira simulação sem considerar as perdas activas na rede eléctrica e, em seguida, realiza-se outra simulação considerando as perdas activas.

A MMCP utiliza o algoritmo representado pelo fluxograma da figura 5.2 do ***Capítulo V*** e os dados da rede eléctrica foram especificados de modo a não originarem congestionamentos nos ramos. Desta forma, os dados da rede eléctrica são apresentados nas tabelas 7.1, 7.2 e 7.3. Nas simulações realizadas considerou-se uma potência de base de 100 [MVA] e uma penalidade por corte de carga de 1000 [€/kWh].

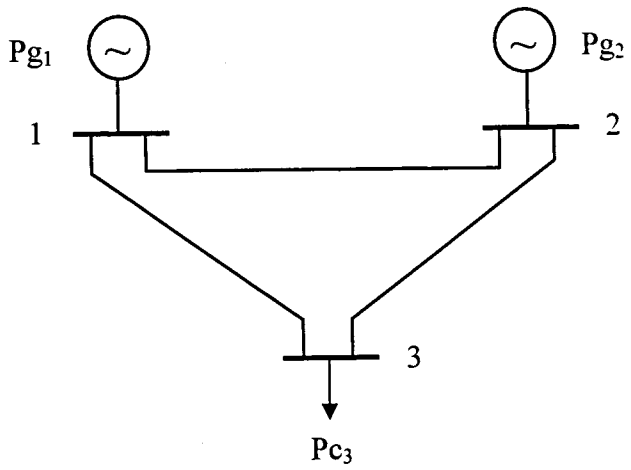


Figura 7.1 – Rede de 3 nós.

Tabela 7.1 – Características dos geradores.				
Número do nó k	Número de geradores g por nó	Número do gerador	$Pg_{kg}^{máx}$ [MW]	C_{kg} [€/kWh]
1 (ref[a])	1	1	20.0	1.0
2	1	2	10.0	2.0
3	--	--	--	--

Tabela 7.2 – Características dos ramos.				
Ramo nó i	nó j	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]
1	2	0.1	1.0	7.0
1	3	0.1	1.0	7.0
2	3	0.1	1.0	7.0

Tabela 7.3 – Características das potências de carga.	
Número do nó k	Pc_k [MW]
1 (ref^a)	0.0
2	0.0
3	10.0

As tabelas 7.4 a 7.7 apresentam os resultados respeitantes às duas simulações, *Sem* e *Com Perdas*. A tabela 7.4 apresenta os valores das potências produzidas em cada gerador. A tabela 7.5 apresenta os valores dos trânsitos de potência e as perdas activas nos ramos da rede. Não havendo congestionamento nem corte de carga, os PMCP nodais são apenas constituídos por parcelas relativas à equação de igualdade entre potências produzidas e de carga em cada nó e à variação marginal das perdas. Para cada uma das duas simulações realizadas, a tabela 7.6 indica o valor dos PMCP por nó. Por sua vez, a tabela 7.7 indica as parcelas da RMCP anual por nó. De acordo com a expressão 5.2, cada parcela corresponde ao produto do PMCP nodal pelo simétrico da potência injectada nesse nó.

Tabela 7.4 – Potências produzidas nos geradores.		
Número do gerador g	*Sem Perdas*	*Com Perdas*
	Pg_g [MW]	Pg_g [MW]
1	10.0	10.066
2	0.0	0.0
PNS	0.0	0.0

Tabela 7.5 – Resultados por ramo.					
Ramos		*Sem Perdas*		*Com Perdas*	
nó i	nó j	P_{ij} [MW]	$Perdas_{ij}$ [MW]	P_{ij} [MW]	$Perdas_{ij}$ [MW]
1	2	3.33	0.0	3.350	0.011
1	3	6.67	0.0	6.689	0.044
2	3	3.33	0.0	3.339	0.011

Tabela 7.6 – PMCP por nó.		
Número do nó k	*Sem Perdas*	*Com Perdas*
	$PMCP_k$ [€/kWh]	$PMCP_k$ [€/kWh]
1	**1.0**	**1.0**
2	**1.0**	**1.007**
3	**1.0**	**1.013**

Tabela 7.7 – Remuneração anual da rede.		
Número do nó k	*Sem Perdas*	*Com Perdas*
	RMCP [10^6 €]	*RMCP* [10^6 €]
1	-87.6	-88.182
2	0.0	0.0
3	87.6	88.767
Total	**0.0**	**0.585**

Uma análise destes resultados permite constatar a importância que as perdas activas têm no cálculo dos PMCP nodais da rede e na RMCP a conceder à entidade concessionária da rede.

Se não se considerarem as perdas activas nos ramos, o que corresponde a uma rede eléctrica ideal, e supondo não haver congestionamentos nem cortes de carga, verifica-se que os PMCP em todos os nós são iguais à parcela do preço marginal relativa à equação de equilíbrio de potências de cada nó, que corresponde a 1.0 [€/kWh]. Tal situação leva a uma RMCP nula.

No entanto, se se considerarem as perdas activas dos ramos, verifica-se que os PMCP nodais da rede são diferentes devido à existência da componente marginal das perdas em cada nó, cujo valor é diferente de nó para nó. Esta variação de nó para nó traduz o impacto diferente da variação marginal das perdas em cada ramo devido a variações das potências de carga. Desta forma, ocorre uma dispersão geográfica dos PMCP nodais na rede eléctrica. Esta dispersão geográfica dos PMCP nodais origina um valor não nulo para a RMCP a atribuir à entidade concessionária da rede.

7.2.2 – Influência dos Congestionamentos dos ramos

Para os mesmos dados da rede de 3 nós referidos no ponto anterior, considerem-se agora duas situações relativas à capacidade de transmissão máxima dos ramos desprezando-se, neste caso, as perdas activas nos ramos.

Na primeira situação (*Situação 1*) a capacidade de transmissão máxima em todos os ramos é $P_{ij}^{máx}$ = 6.0 [MW]. Nesta situação a resolução da MMCP deverá atingir o limite de capacidade de transmissão de alguns ramos sem provocar corte de carga. Na outra situação (*Situação 2*) a capacidade de transmissão máxima é $P_{ij}^{máx}$ = 4.0 [MW], o que levará a atingir os limites de capacidade de alguns ramos originando corte de carga. As tabelas 7.8 a 7.12 apresentam os resultados destas duas simulações. A tabela 7.8 apresenta as potências produzidas em cada um dos geradores, assim como o valor de PNS. Na tabela 7.9 apresentam-

se para cada nó da rede os valores de PNS, os valores da potência injectada e o ângulo da tensão. A tabela 7.10 apresenta para cada ramo da rede o trânsito de potências e as perdas activas. As tabelas 7.11 e 7.12 apresentam respectivamente os valores dos PMCP nodais e as remunerações anuais relativas a cada nó da rede e a remuneração anual total.

Tabela 7.8 – Potências produzidas nos geradores.

Número do gerador g	*Situação 1*	*Situação2*
	Pg_g [MW]	Pg_g [MW]
1	8.0	4.0
2	2.0	4.0
PNS	0.0	2.0

Tabela 7.9 – Resultados por nó (PNS, potência injectada e ângulo da tensão).

Número do nó k	*Situação 1*			*Situação 2*		
	PNS_k [MW]	$Pinj_k$ [MW]	θ_k [rad.]	PNS_k [MW]	$Pinj_k$ [MW]	θ_k [rad.]
1	0.0	8.0	0.0	0.0	4.0	0.0
2	0.0	2.0	-0.02	0.0	4.0	0.0
3	0.0	-10.0	-0.06	2.0	-8.0	-0.04

Tabela 7.10 – Resultados por ramo (trânsitos de potência e perdas activas).

Ramo nó i	nó j	*Situação 1*		*Situação 2*	
		P_{ij} [MW]	$Perdas_{ij}$ [MW]	P_{ij} [MW]	$Perdas_{ij}$ [MW]
1	2	2.0	0.0	0.0	0.0
1	3	6.0 (no limite)	0.0	4.0 (no limite)	0.0
2	3	4.0	0.0	4.0 (no limite)	0.0

Tabela 7.11 – PMCP por nó.

Número do nó k	*Situação 1*	*Situação 2*
	$PMCP_k$ [€/kWh]	$PMCP_k$ [€/kWh]
1	**1.0**	**1.0**
2	**2.0**	**2.0**
3	**3.0**	**1000.0**

Tabela 7.12 – Remuneração anual da rede.		
Número do nó k	*Situação 1*	*Situação 2*
	RMCP [10^6 €]	*RMCP* [10^6 €]
1	-70.08	-35.04
2	-35.04	-70.08
3	262.80	70080.00
Total	**157.68**	**69974.88**

Na *Situação 1*, o trânsito de potência no ramo 1-3 atinge o limite máximo de capacidade de transmissão. Nestas condições, as parcelas dos preços marginais devido ao congestionamento deste ramo são não nulas originando valores de PMCP nodais diferenciados. Assim, ocorre um valor mais elevado de RMCP.

Na *Situação 2*, os ramos 1-3 e 2-3 atingem também o seu limite máximo de capacidade de transmissão, ocorrendo ainda corte de carga no nó 3. Assim, existe neste nó um preço marginal elevado 1000 [€/kWh], já que depende do valor de C_{ENS} , isto é, da penalidade especificada para PNS. Tal situação origina PMCP nodais bastante diferentes o que leva a um valor de RMCP muito elevado.

Estas duas situações, para além de mostrarem a influência dos congestionamentos dos ramos nos valores dos PMCP nodais, salientam também a perversidade inerente à utilização da MMCP. Com efeito, quanto mais congestionada estiver a rede maior será a RMCP que a entidade concessionária obtém. Portanto, sistemas tarifários baseados unicamente em PMCP nodais poderão induzir a entidade concessionária de uma rede de transporte a não realizar investimentos, de modo a ocorrer uma degradação do serviço e, assim, garantir a obtenção de uma remuneração marginal elevada. Este efeito perverso deverá ser contrariado através da adopção de uma adequada regulação da actividade de transporte bem como da eleboração de Regulamentos de Qualidade de Serviço.

7.2.3 – Modelos de cálculo

Neste ponto apresentam-se os resultados da aplicação da MMCP utilizando o Modelo A e o Modelo B descritos no ponto ***3.4.3.2.1*** do ***Capítulo III***. Esta aplicação utilizará a Rede de Teste de 24 nós do IEEE, cujos dados se apresentam no ***Anexo D.2*** desta Dissertação.

As simulações realizadas servirão para averiguar a viabilidade da utilização do Modelo A ou do Modelo B no cálculo dos PMCP nodais e da RMCP, atendendo às

respectivas formulações, funcionamento do algoritmo de resolução e influência da escolha do nó de referência e compensação nos resultados obtidos.

7.2.3.1 – Modelo A

A MMCP considerando o Modelo A utiliza o fluxograma apresentado na figura 5.2 do ***Capítulo V*** desta Dissertação. O respectivo processo de resolução encontra-se descrito no ponto ***5.2.2.5***.

Foram realizadas diversas simulações para verificação dos resultados da MMCP para diferentes nós de referência. As tabelas 7.13 a 7.15 apresentam os resultados respeitantes a três dessas simulações, considerando em cada uma delas o nó 1, o nó 15 e o nó 23 como referência.

A tabela 7.13 apresenta os resultados das potências produzidas nos geradores, da potência de carga nos nós, das perdas activas totais e o valor total da PNS. Constatou-se que para todas as simulações realizadas se obtiveram resultados iguais para estas grandezas, independentemente do nó de referência escolhido.

As tabelas 7.14 e 7.15 apresentam respectivamente as parcelas e os PMCP nodais e a RMCP.

Em todas as simulações realizadas os trânsitos de potências nos ramos 7-8 e 11-13 atingem os respectivos limites máximos de capacidade de transmissão de 175 [MW] e 500 [MW]. Tal facto faz com que as parcelas de preços marginais devido ao congestionamento, ρ_{k_3}, sejam bastante diferentes nos nós 7, 11 e 13 em relação aos restantes nós, reflectindo-se nos PMCP respectivos.

No que respeita aos PMCP nodais verifica-se que variam com a alteração do nó de referência, conforme se pode visualizar no gráfico da figura 7.2. Isto deve-se ao facto de que a inversa da matriz de susceptâncias, B_{DC}^{-1}, ser diferente ao alterar o nó de referência. Com efeito, para se inverter a matriz B_{DC} tem de se eliminar a linha e coluna correspondente ao nó de referência. Assim, os valores das parcelas dos preços marginais correspondentes à variação marginal das perdas activas serão diferentes para cada simulação com nó de referência diferente. Assinala-se ainda que essas parcelas apresentam valores nulos para o nó de referência. A variação marginal referida reflecte o facto de, ao aumentar a potência de carga num nó, ocorrer uma variação marginal das perdas que deverá ser compensada por uma alteração da produção. Ao eliminar uma linha e uma coluna de B_{DC} para viabilizar a sua inversão, este modelo considera implicitamente que a compensação marginal das perdas será realizada no gerador ligado ao nó de referência que passará, portanto, a desempenhar também

as funções de gerador de compensação (*slack*). Na verdade, este gerador poderá não coincidir com o gerador marginal, isto é, com aquele que, do ponto de vista de custos iria compensar estas variações. Ao serem considerados diferentes nós para referência especificam-se, na verdade, diferentes geradores de *slack* com as consequências visíveis nos valores obtidos para os preços marginais nodais. Assinala-se ainda que as parcelas devidas aos congestionamentos, ρ_{k_3}, são também diferentes ao especificar diferentes nós de referência. As variações destas parcelas são no entanto compensadas pelo facto de, em cada simulação a parcela ρ_{k_1} respeitante à restrição de igualdade ser diferente. Isto significa que, na verdade, para um dado nó k a soma das parcelas ρ_{k_1} e ρ_{k_3} não depende do nó de referência.

Tabela 7.13 – Potências de produção, carga, perdas e PNS.

Produção		Carga		Perdas	PNS
Número do gerador g	Pg_g [MW]	Número do nó k	Pc_k [MW]	$Perdas_t$ [MW]	PNS_t [MW]
1	40.0	1	194.4		
2	40.0	2	174.6		
3	152.0	3	324.0		
4	152.0	4	133.8		
5	40.0	5	127.8		
6	40.0	6	244.8		
7	152.0	7	225.0		
8	152.0	8	307.8		
9	200.0	9	315.0		
10	200.0	10	351.0		
11	2.279	11	0.0		
12	382.660	12	0.0		
13	394.0	13	477.0		
14	394.0	14	349.2		
15	24.0	15	570.6		
16	24.0	16	180.0		
17	24.0	17	0.0		
18	24.0	18	599.4		
19	24.0	19	325.8		
20	310.0	20	230.4		
21	310.0	21	0.0		
22	0.0	22	0.0		
23	250.113	23	0.0		
24	100.0	24	0.0		
25	100.0				
26	100.0				
27	100.0				
28	100.0				
29	100.0				
30	310.0				
31	310.0				
32	700.0				
Total	5251.053		5130.6	120.537	0.0

Tabela 7.14 – Parcelas dos preços marginais e PMCP por nó.

Nó k	*Nó de referência 1*				*Nó de referência 15*				*Nó de referência 23*			
	ρ_{k_1} (igualdade) [c€/kWh]	ρ_{k_2} (perdas) [c€/kWh]	ρ_{k_3} (ramos) [c€/kWh]	$PMCP_k$ [c€/kWh]	ρ_{k_1} (igualdade) [c€/kWh]	ρ_{k_2} (perdas) [c€/kWh]	ρ_{k_3} (ramos) [c€/kWh]	$PMCP_k$ [c€/kWh]	ρ_{k_1} (igualdade) [c€/kWh]	ρ_{k_2} (perdas) [c€/kWh]	ρ_{k_3} (ramos) [c€/kWh]	$PMCP_k$ [c€/kWh]
1	8.115	0.0	0.0	**8.115**	8.003	-0.275	0.112	**7.840**	7.209	0.034	0.906	**8.149**
2	8.115	-0.027	0.001	**8.089**	8.003	-0.276	0.114	**7.840**	7.209	0.031	0.907	**8.147**
3	8.115	0.232	-0.037	**8.310**	8.003	0.218	0.075	**8.296**	7.209	0.558	0.869	**8.635**
4	8.115	0.345	0.005	**8.464**	8.003	0.220	0.117	**8.340**	7.209	0.471	0.911	**8.590**
5	8.115	0.072	0.008	**8.195**	8.003	0.151	0.120	**8.274**	7.209	0.402	0.914	**8.524**
6	8.115	0.526	0.012	**8.653**	8.003	0.467	0.125	**8.595**	7.209	0.677	0.918	**8.805**
7	8.115	0.142	-3.115	**5.142**	8.003	0.139	-3.003	**5.139**	7.209	0.383	-2.209	**5.383**
8	8.115	0.565	0.012	**8.691**	8.003	0.556	0.124	**8.683**	7.209	0.759	0.918	**8.885**
9	8.115	0.097	0.007	**8.220**	8.003	0.082	0.120	**8.205**	7.209	0.341	0.913	**8.463**
10	8.115	0.145	0.016	**8.275**	8.003	0.154	0.128	**8.285**	7.209	0.387	0.922	**8.518**
11	8.115	0.072	1.016	**9.203**	8.003	0.100	1.129	**9.232**	7.209	0.349	1.922	**9.480**
12	8.115	-0.033	-0.970	**7.112**	8.003	-0.011	-0.857	**7.134**	7.209	0.197	-0.064	**7.342**
13	8.115	-0.383	-2.115	**5.617**	8.003	-0.347	-2.003	**5.653**	7.209	-0.066	-1.209	**5.934**
14	8.115	0.133	0.428	**8.676**	8.003	0.189	0.540	**8.732**	7.209	0.441	1.334	**8.983**
15	8.115	-0.041	-0.112	**7.961**	8.003	0.0	0.0	**8.003**	7.209	0.320	0.794	**8.323**
16	8.115	-0.090	-0.120	**7.904**	8.003	-0.005	-0.008	**7.990**	7.209	0.277	0.786	**8.272**
17	8.115	-0.104	-0.117	**7.894**	8.003	0.003	-0.005	**8.000**	7.209	0.265	0.789	**8.263**
18	8.115	-0.042	-0.116	**7.957**	8.003	0.073	-0.004	**8.072**	7.209	0.320	0.790	**8.319**
19	8.115	-0.219	-0.458	**7.438**	8.003	-0.145	-0.346	**7.511**	7.209	0.184	0.448	**7.841**
20	8.115	-0.463	-0.748	**6.904**	8.003	-0.397	-0.636	**6.970**	7.209	-0.014	0.158	**7.353**
21	8.115	-0.144	-0.115	**7.856**	8.003	-0.018	-0.003	**7.982**	7.209	0.229	0.791	**8.229**
22	8.115	-0.622	-0.116	**7.377**	8.003	-0.498	-0.004	**7.502**	7.209	-0.196	0.790	**7.803**
23	8.115	-0.651	-0.906	**6.558**	8.003	-0.589	-0.794	**6.620**	7.209	0.0	0.0	**7.209**
24	8.115	0.173	-0.084	**8.204**	8.003	0.054	0.029	**8.085**	7.209	0.508	0.822	**8.540**

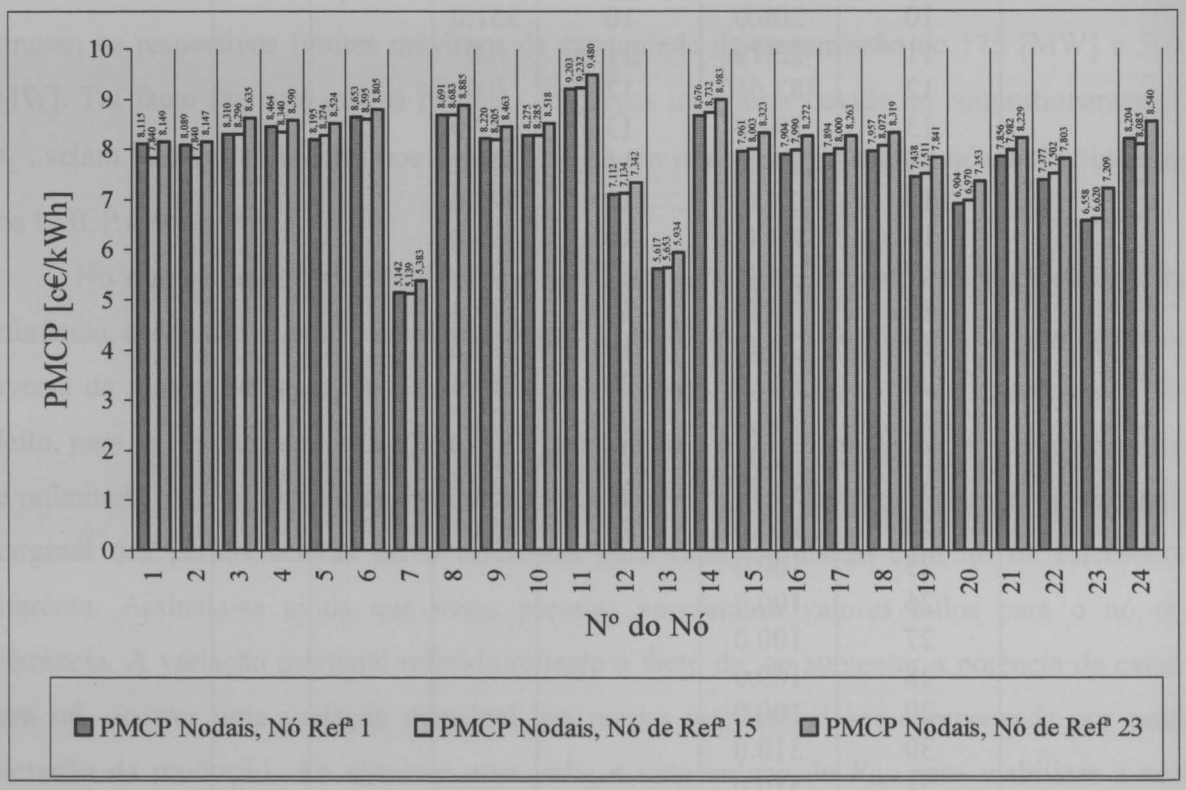


Figura 7.2 – Modelo A: PMCP nodais considerando respectivamente os nós de referência 1, 15 e 23.

As variações dos PMCP nodais com a escolha de diferentes nós de referência reflectem-se nas RMCP nodais e totais, conforme se apresentam na tabela 7.15 e figura 7.3.

Tabela 7.15 – Remuneração anual da rede.

Número do nó *k*	*Nó de Referência 1*	*Nó de Referência 15*	*Nó de Referência 23*
	RMCP [10^6 €]	*RMCP* [10^6 €]	*RMCP* [10^6 €]
1	-134.781	-130.212	-135.354
2	-148.382	-143.811	-149.446
3	235.845	235.445	245.092
4	99.208	97.748	100.687
5	91.740	92.624	95.433
6	185.562	184.310	188.809
7	-79.860	-79.813	-83.600
8	234.350	234.110	239.571
9	226.813	226.402	233.534
10	254.450	254.738	261.916
11	0.0	0.0	0.0
12	0.0	0.0	0.0
13	-341.297	-343.522	-360.578
14	265.390	267.098	274.802
15	98.055	98.564	102.508
16	-90.0158	-90.988	-94.201
17	0.0	0.0	0.0
18	417.798	423.843	436.797
19	212.270	214.376	223.786
20	139.341	140.668	148.409
21	-172.129	-174.878	-180.304
22	-387.723	-394.278	-410.146
23	-758.329	-765.504	-833.577
24	0.0	0.0	0.0
Total	348.306	346.920	304.137

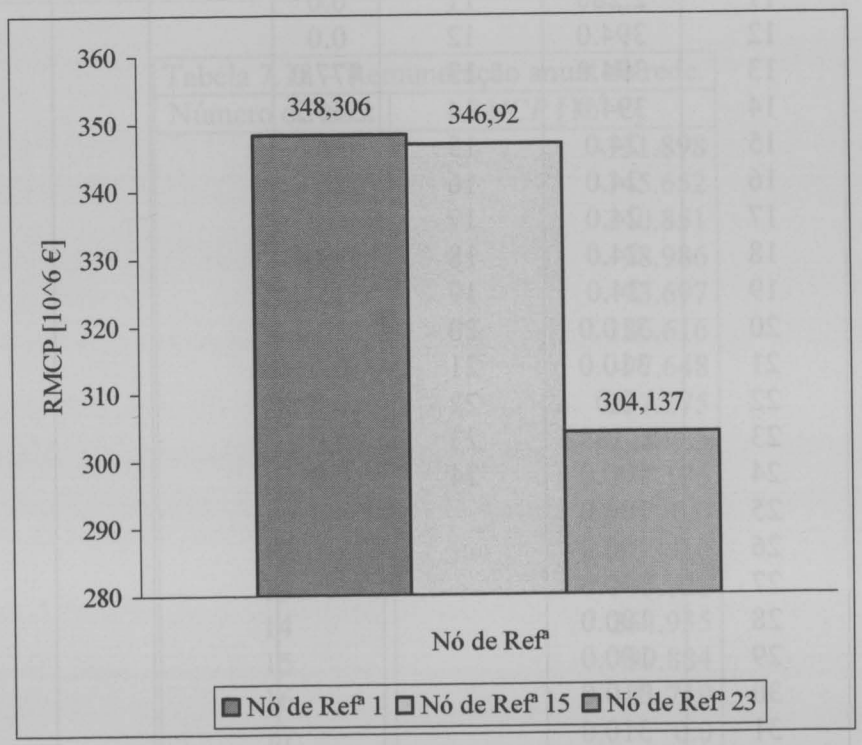


Figura 7.3 – Modelo A: RMCP anual da rede considerando respectivamente os nós 1, 15 e 23 para referência.

7.2.3.2 – Modelo B

A MMCP baseada no Modelo B encontra-se detalhada no ponto ***3.4.3.2.1.2*** do ***Capítulo III.***

As tabelas 7.16 a 7.18 apresentam os resultados obtidos. Verifica-se que estes resultados não dependem do nó de referência e compensação escolhido obtendo-se sempre os mesmos valores para as potências produzidas e parcelas dos preços marginais.

Na tabela 7.17 indicam-se as duas parcelas do preço marginal sendo importante recordar que, neste modelo, uma delas está associada à equação de equilíbrio do nó em análise, ρ_{k_1}, e a outra refere-se à restrição de limite de potência cortada em cada nó, ρ_{k_2}.

Tabela 7.16 – Potências de produção, carga, perdas e PNS.

Produção		Carga		Perdas	PNS
Número do gerador g	Pg_g [MW]	Número do nó k	Pc_k [MW]	$Perdas_t$ [MW]	PNS_t [MW]
1	40.0	1	194.4		
2	40.0	2	174.6		
3	152.0	3	324.0		
4	152.0	4	133.8		
5	40.0	5	127.8		
6	40.0	6	244.8		
7	152.0	7	225.0		
8	152.0	8	307.8		
9	200.0	9	315.0		
10	200.0	10	351.0		
11	2.280	11	0.0		
12	394.0	12	0.0		
13	394.0	13	477.0		
14	394.0	14	349.2		
15	24.0	15	570.6		
16	24.0	16	180.0		
17	24.0	17	0.0		
18	24.0	18	599.4		
19	24.0	19	325.8		
20	310.0	20	230.4		
21	310.0	21	0.0		
22	0.0	22	0.0		
23	267.382	23	0.0		
24	100.0	24	0.0		
25	100.0				
26	100.0				
27	100.0				
28	100.0				
29	100.0				
30	310.0				
31	310.0				
32	670.016				
Total	5249.677		5130.6	119.113	0.0

Tabela 7.17 – Parcelas dos preços marginais e PMCP por nó.			
Número do nó k	ρ_{k_1} (igualdade/nó) [c€/kWh]	ρ_{k_2} (limite PNS) [c€/kWh]	$PMCP_k$ [c€/kWh]
1	7.941	0.0	7.941
2	7.940	0.0	7.940
3	8.486	0.0	8.486
4	8.445	0.0	8.445
5	8.369	0.0	8.369
6	8.702	0.0	8.702
7	5.0	0.0	5.0
8	8.8	0.0	8.8
9	8.298	0.0	8.298
10	8.364	0.0	8.364
11	9.0	0.0	9.0
12	7.487	0.0	7.487
13	6.366	0.0	6.366
14	8.661	0.0	8.661
15	8.110	0.0	8.110
16	8.054	0.0	8.054
17	8.040	0.0	8.040
18	8.101	0.0	8.101
19	7.697	0.0	7.697
20	7.273	0.0	7.273
21	8.0	0.0	8.0
22	7.542	0.0	7.542
23	7.0	0.0	7.0
24	8.365	0.0	8.365

Tabela 7.18 – Remuneração anual da rede.	
Número do nó k	$RMCP$ [10^6 €]
1	-131.898
2	-145.652
3	240.851
4	98.986
5	93.697
6	186.616
7	-77.648
8	237.275
9	228.985
10	257.186
11	0.0
12	0.0
13	-393.128
14	264.935
15	99.884
16	-91.719
17	0.0
18	425.381
19	219.674
20	146.797

Tabela 7.18 – Remuneração anual da rede.	
Número do nó k	$RMCP$ [10^6 €]
21	-187.381
22	-396.408
23	-791.038
24	0.0
Total	285.395

7.2.3.3 – Análise comparativa dos Modelos A e B

Os valores dos PMCP nodais e da RMCP obtidos através do Modelo B são idênticos quaisquer que seja o nó de referência e compensação escolhido. O mesmo não se passa em relação ao Modelo A em que esses valores são diferentes para diferentes nós de referência e compensação. Em todo o caso, o Modelo A fornecerá resultados idênticos ao Modelo B se houver a preocupação em escolher adequadamente o nó de referência e compensação. Para este efeito, deverá procurar-se identificar o gerador marginal (admitindo que há apenas um gerador a desempenhar esta função) e deverá seleccionar-se para referência e compensação o nó a que esse gerador se encontra ligado. Se tal for realizado, o Modelo A apresenta vantagens dado que inclui um menor número de restrições e variáveis pelo que se traduz num problema de optimização mais simples, permitindo ainda individualizar as parcelas dos preços nodais referentes a perdas e a congestionamentos.

7.2.4 – Aplicação da MMCP à RNT Portuguesa

A Metodologia Marginal de Curto Prazo (MMCP) foi também aplicada à Rede Nacional Transporte de Energia Eléctrica Portuguesa (RNT), cujos dados referentes ao ano de 1998 se encontram detalhados no documento [REN_1999].

O desenvolvimento deste exemplo de aplicação e a sua inclusão nos trabalhos desta Tese serviu para verificar a importância da fase organizativa dos dados necessários para a aplicação de metodologias deste tipo a casos reais, assim como justificar alguns aspectos inerentes à MMCP, que têm vindo a ser referidos pela literatura da especialidade e que estão descritos no ponto ***3.4.3.2.3*** do ***Capítulo III.***

A MMCP utiliza a formulação do Modelo A descrito no ponto ***3.4.3.2.1.1*** do ***Capítulo III*** desta Dissertação. A sua resolução é realizada de acordo com o fluxograma apresentado na figura 5.2 do ponto ***5.2.2.5*** do ***Capítulo V*** tendo havido o cuidado de identificar o barramento a que se encontrava ligado o gerador marginal em cada cenário analisado.

Nas tabelas D.3.2 a D.3.6 do ponto ***D.3.3*** do ***Anexo D.3*** são apresentadas as características técnicas das linhas, subestações e centros produtores da RNT existentes em Dezembro de 1998. Nas tabelas D.3.7 a D.3.9 do ponto ***D.3.3.4*** do ***Anexo D.3*** apresentam-se os 15 cenários de exploração (produção e consumo) do sistema de produção/transporte para o ano de 1998. Estes cenários correspondem a:

- PHI – Horas de Ponta Húmida de Inverno;
- PSI – Horas de Ponta Seca de Inverno;
- PHP – Horas de Ponta Húmida de Primavera/Outono;
- PSP – Horas de Ponta Seca de Primavera/Outono;
- PSV – Horas de Ponta Seca de Verão;
- CHI – Horas de Cheias Húmidas de Inverno;
- CSI – Horas de Cheias Secas de Inverno;
- CHP – Horas de Cheias Húmidas de Primavera/Outono;
- CSP – Horas de Cheias Secas de Primavera/Outono;
- CSV – Horas de Cheias Secas de Verão;
- VHI – Horas de Vazio Húmido de Inverno;
- VSI – Horas de Vazio Seco de Inverno;
- VHP – Horas de Vazio Húmido de Primavera/Outono;
- VSP – Horas de Vazio Seco de Primavera/Outono;
- VSV – Horas de Vazio Seco de Verão.

Para cada um desses cenários foi aplicada a MMCP determinando-se os PMCP nodais e a RMCP respectiva.

Para o cálculo do valor do PMCP médio anual por nó, da RMCP para cada cenário e da RMCP anual, teve-se em conta a duração dos cenários durante um ano de funcionamento. A duração dos cenários foi determinada a partir dos períodos horários e sazonais especificados no tarifário para o ano de 1998, com os quais se obtiveram as ponderações a seguir mencionadas e apresentadas de forma condensada na tabela 7.19.

- Número de horas de cada estação do ano: $\frac{8760}{4} = 2190$ [h];
- Probabilidade de ocorrência de um ano seco ou húmido: 0.5;
- Número de horas de Inverno / Primavera / Outono em regime húmido: 1095 [h];
- Número de horas de Inverno / Primavera / Outono em regime seco: 1095 [h];
- Número de horas de Verão: 2190 [h].

Tabela 7.19 – Ponderações horárias.		
	Inverno e Primavera	Verão e Outono
Horas de Ponta	$\frac{25}{168}$	$\frac{15}{168}$
Horas de Cheias	$\frac{67}{168}$	$\frac{77}{168}$
Horas de Vazio	$\frac{76}{168}$	$\frac{76}{168}$

Definidas estas ponderações, calcula-se em seguida a duração de cada cenário:

- PHI: $T_1 = 1095 \times \frac{25}{168} = 162.95$ [h] (7.1)

- PSI: $T_2 = 1095 \times \frac{25}{168} = 162.95$ [h] (7.2)

- CHI: $T_3 = 1095 \times \frac{67}{168} = 436.70$ [h] (7.3)

- CSI: $T_4 = 1095 \times \frac{67}{168} = 436.70$ [h] (7.4)

- VHI: $T_5 = 1095 \times \frac{76}{168} = 495.36$ [h] (7.5)

- VSI: $T_6 = 1095 \times \frac{76}{168} = 495.36$ [h] (7.6)

- PHP=PHP+PHO: $T_7 = 1095 \times \frac{25}{168} + 1095 \times \frac{15}{168} = 162.95 + 97.77 = 260.71$ [h] (7.7)

- PSP=PSP+PSO: $T_8 = 1095 \times \frac{25}{168} + 1095 \times \frac{15}{168} = 162.95 + 97.77 = 260.71$ [h] (7.8)

- CHP=CHP+CHO: $T_9 = 1095 \times \frac{67}{168} + 1095 \times \frac{77}{168} = 436.70 + 501.87 = 938.57$ [h] (7.9)

- CSP=CSP+CSO: $T_{10} = 1095 \times \frac{67}{168} + 1095 \times \frac{77}{168} = 436.70 + 501.87 = 938.57$ [h] (7.10)

- VHP=VHP+VHO: $T_{11} = 1095 \times \frac{76}{168} + 1095 \times \frac{76}{168} = 495.36 + 495.36 = 990.71$ [h] (7.11)

- VSP=VSP+VSO: $T_{12} = 1095 \times \frac{76}{168} + 1095 \times \frac{76}{168} = 495.36 + 495.36 = 990.71$ [h] (7.12)

- PSV: $T_{13} = 2190 \times \frac{15}{168} = 195.54$ [h] (7.13)

- CSV: $T_{14} = 2190 \times \frac{77}{168} = 1003.75$ [h] (7.14)

- VSV: $T_{15} = 2190 \times \frac{76}{168} = 990.71$ [h] (7.15)

Para cada cenário i é determinada a RMCP pela expressão (7.16), calculando-se a RMCP atendendo à duração T_i de cada cenário pela expressão (7.17).

$$RMCP_i = \sum_{k=1}^{n} RMCP_{ki} \quad [€/h] \tag{7.16}$$

$$RMCP_i = T_i \cdot RMCP_i \quad [€] \tag{7.17}$$

Pela expressão (7.18) calcula-se a RMCP anual da rede adicionando as remunerações obtidas para os 15 cenários.

$$RMCP = \sum_{i=1}^{15} RMCP_i \quad [€] \tag{7.18}$$

Por fim, realiza-se o cálculo dos PMCP nodais médios durante um ano de funcionamento, $PMCP_k^{médio}$ através da expressão (7.19). Nesta expressão, $PMCP_{ki}$ representa o Preço Marginal de Curto Prazo no nó k do cenário i, em [€/kWh].

$$PMCP_k^{médio} = \frac{\sum_{i=1}^{15} PMCP_{ki} \cdot T_i}{8760} \quad [€/kWh] \tag{7.19}$$

Atendendo à grande quantidade de informação envolvida nesta simulação optou-se por apresentar apenas os resultados referentes aos balanços de potências dos cenários de exploração, tabelas 7.20, 7.21 e 7.22, os PMCP nodais da RNT para todos os cenários de exploração, tabela 7.23 e, por fim, os valores da RMCP obtidos atendendo à duração T_i de cada cenário e da RMCPT anual da RNT, tabela 7.24. Na última coluna da tabela 7.23 apresentam-se ainda os valores dos PMCP nodais médios calculados pela expressão (7.19).

O gráfico da figura 7.4 apresenta os PMCP nodais médios da RNT e os PMCP nodais dos cenários PSV e VHI, enquanto que o gráfico da figura 7.5 apresenta a RMCP recuperada com os PMCP nodais e a remuneração regulada da RNT no ano de 1998. Esta remuneração regulada foi obtida aplicando às quantidades verificadas em 1998 os preços e regras tarifárias definidos pela ERSE para o ano de 1999, isto é, para o primeiro ano do primeiro período regulatório.

Tabela 7.20 – Balanço de potências nos cenários de horas de PONTA.

	PHI	PSI	PHP	PSP	PSV
Pg [MW]	6768.27	6898.55	5048.28	5165.75	6067.86
$Perdas_{ij}$ [MW]	120.79	96.17	61.42	63.89	86.27
Pc [MW]	6647.50	6802.40	4986.88	5101.88	5981.60
PNS [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabela 7.21 – Balanço de potências nos cenários de horas de CHEIAS.

	CHI	CSI	CHP	CSP	CSV
Pg [MW]	5298.83	5456.74	3964.58	4100.87	4706.98
$Perdas_{ij}$ [MW]	68.87	91.30	46.24	80.31	83.81
Pc [MW]	5229.97	5365.46	3918.35	4020.65	4623.20
PNS [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabela 7.22 – Balanço de potências nos cenários de horas de VAZIO.

	VHI	VSI	VHP	VSP	VSV
Pg [MW]	2726.79	3125.69	2442.01	2853.11	2827.08
$Perdas_{ij}$ [MW]	52.45	60.42	35.08	46.70	38.59
Pc [MW]	2674.40	3065.30	2406.96	2806.44	2788.50
PNS [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabela 7.23 – Preços Marginais de Curto Prazo nodais.

	$PMCP_k$ [€/kWh]															
Nó k	**PHI**	**PSI**	**PHP**	**PSP**	**PSV**	**CHI**	**CSI**	**CHP**	**CSP**	**CSV**	**VHI**	**VSI**	**VHP**	**VSP**	**VSV**	**Valor Médio**
1	0.0208	0.0234	0.0172	0.022	0.0231	0.0216	0.0234	0.0221	0.0149	0.0225	0.0135	0.0176	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
2	0.0218	0.023	0.0175	0.0216	0.0231	0.0217	0.0223	0.0217	0.0143	0.0214	0.0142	0.0172	0.0144	0.0143	0.0143	**0.0177**
3	0.0215	0.0233	0.0176	0.0217	0.0234	0.0215	0.0227	0.0215	0.0143	0.0218	0.014	0.0176	0.0146	0.0144	0.0145	**0.0178**
4	0.0211	0.0235	0.0174	0.0221	0.0234	0.0217	0.0234	0.0221	0.0149	0.0226	0.0136	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
5	0.021	0.0234	0.0173	0.0221	0.0233	0.0217	0.0234	0.0221	0.0149	0.0226	0.0135	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
6	0.0218	0.0234	0.0176	0.0219	0.0235	0.0219	0.0228	0.0219	0.0144	0.0219	0.0141	0.0176	0.0146	0.0144	0.0145	**0.0179**
7	0.0206	0.0234	0.0171	0.0219	0.0229	0.0215	0.0233	0.022	0.0148	0.0224	0.0134	0.0176	0.0145	0.0143	0.0143	**0.0179**
8	0.022	0.0235	0.0177	0.0219	0.0235	0.022	0.0228	0.0219	0.0144	0.0219	0.0142	0.0175	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0179**
9	0.0215	0.0226	0.0172	0.0212	0.0227	0.0214	0.0219	0.0213	0.0143	0.021	0.0142	0.0169	0.0142	0.0143	0.0141	**0.0174**
10	0.0216	0.0236	0.0176	0.0219	0.0237	0.0215	0.0229	0.0216	0.0144	0.022	0.014	0.0176	0.0145	0.0145	0.0147	**0.0179**
11	0.0217	0.0245	0.0181	0.023	0.0247	0.0226	0.0245	0.0229	0.0155	0.0234	0.014	0.0189	0.0151	0.0154	0.0154	**0.0188**
12	0.0222	0.0238	0.0178	0.0221	0.0238	0.0221	0.023	0.0221	0.0145	0.0221	0.0143	0.0176	0.0147	0.0144	0.0145	**0.0180**
13	0.0221	0.0242	0.018	0.0226	0.0242	0.0224	0.0237	0.0225	0.0149	0.0227	0.0141	0.0181	0.0149	0.0148	0.0148	**0.0184**
14	0.02	0.023	0.0171	0.0218	0.0231	0.0211	0.023	0.0224	0.0153	0.0231	0.0132	0.018	0.0151	0.0148	0.0146	**0.0182**
15	0.0209	0.0236	0.0174	0.0222	0.0236	0.0216	0.0235	0.0223	0.0151	0.0229	0.0134	0.018	0.0148	0.0147	0.0146	**0.0182**
16	0.0219	0.0233	0.0176	0.0219	0.0235	0.0219	0.0226	0.0219	0.0143	0.0219	0.0142	0.0175	0.0147	0.0143	0.0144	**0.0178**
17	0.0205	0.0234	0.0173	0.0221	0.0234	0.0215	0.0234	0.0224	0.0152	0.023	0.0134	0.0181	0.015	0.0148	0.0147	**0.0182**
18	0.0212	0.0241	0.0178	0.0227	0.0242	0.0221	0.024	0.0227	0.0154	0.0234	0.0136	0.0184	0.0151	0.015	0.0149	**0.0185**
19	0.022	0.0235	0.0177	0.0219	0.0236	0.022	0.0228	0.0219	0.0144	0.0219	0.0142	0.0175	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0179**
20	0.0194	0.0227	0.0168	0.0216	0.0229	0.0208	0.0227	0.0222	0.0152	0.0231	0.0129	0.018	0.015	0.0148	0.0146	**0.0180**
21	0.0199	0.023	0.017	0.0218	0.0231	0.021	0.023	0.0223	0.0152	0.0231	0.0131	0.018	0.015	0.0148	0.0146	**0.0181**
22	0.0219	0.0247	0.0181	0.023	0.0247	0.0225	0.0244	0.0229	0.0155	0.0235	0.0139	0.0185	0.0151	0.0151	0.015	**0.0187**
23	0.0219	0.0247	0.0182	0.0231	0.0248	0.0226	0.0245	0.0229	0.0155	0.0234	0.014	0.0187	0.0151	0.0153	0.0152	**0.0188**
24	0.0197	0.0229	0.0169	0.0218	0.023	0.0209	0.0229	0.0223	0.0152	0.0231	0.013	0.018	0.015	0.0148	0.0146	**0.0181**
25	0.0205	0.0234	0.0173	0.0221	0.0235	0.0215	0.0234	0.0224	0.0152	0.023	0.0134	0.0181	0.015	0.0148	0.0147	**0.0182**
26	0.0211	0.0235	0.0174	0.0221	0.0234	0.0217	0.0234	0.0221	0.0149	0.0226	0.0136	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
27	0.0207	0.0235	0.0173	0.0222	0.0235	0.0215	0.0234	0.0223	0.0151	0.0229	0.0134	0.018	0.0148	0.0147	0.0146	**0.0182**
28	0.0218	0.0234	0.0176	0.0219	0.0235	0.0219	0.0228	0.0219	0.0144	0.0219	0.0141	0.0176	0.0146	0.0144	0.0145	**0.0179**
29	0.0209	0.0236	0.0174	0.0222	0.0235	0.0216	0.0235	0.0222	0.015	0.0228	0.0135	0.0179	0.0147	0.0146	0.0146	**0.0181**
30	0.0211	0.0235	0.0173	0.0221	0.0234	0.0217	0.0234	0.0221	0.0149	0.0225	0.0135	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
31	0.0207	0.0235	0.0173	0.0222	0.0235	0.0215	0.0234	0.0223	0.0151	0.0229	0.0134	0.018	0.0148	0.0147	0.0146	**0.0182**
32	0.0204	0.0233	0.0171	0.022	0.0234	0.0213	0.0233	0.0222	0.0151	0.0229	0.0132	0.018	0.0148	0.0147	0.0146	**0.0181**
33	0.0213	0.0237	0.0175	0.0223	0.0236	0.0219	0.0236	0.0223	0.015	0.0228	0.0136	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**

Tabela 7.23 – Preços Marginais de Curto Prazo nodais.

	$PMCP_k$ [€/kWh]															
Nó *k*	**PHI**	**PSI**	**PHP**	**PSP**	**PSV**	**CHI**	**CSI**	**CHP**	**CSP**	**CSV**	**VHI**	**VSI**	**VHP**	**VSP**	**VSV**	**Valor Médio**
34	0.0216	0.0245	0.018	0.023	0.0245	0.0224	0.0244	0.0229	0.0155	0.0235	0.0138	0.0186	0.0151	0.0152	0.015	**0.0187**
35	0.0222	0.0237	0.0178	0.0221	0.0238	0.0221	0.023	0.0221	0.0145	0.0221	0.0143	0.0176	0.0147	0.0144	0.0145	**0.0180**
36	0.0223	0.0238	0.0179	0.0222	0.0239	0.0222	0.0231	0.0221	0.0145	0.0221	0.0143	0.0176	0.0147	0.0144	0.0145	**0.0180**
37	0.0206	0.0232	0.0174	0.022	0.0233	0.0216	0.0231	0.0227	0.0153	0.0232	0.0135	0.018	0.0154	0.0148	0.0146	**0.0183**
38	0.0206	0.0232	0.0173	0.022	0.0233	0.0215	0.0232	0.0224	0.0151	0.0229	0.0135	0.018	0.0151	0.0147	0.0146	**0.0182**
39	0.0212	0.0238	0.0175	0.0224	0.0238	0.0218	0.0237	0.0223	0.0151	0.0229	0.0135	0.0179	0.0147	0.0146	0.0146	**0.0182**
40	0.0219	0.0234	0.0176	0.0219	0.0236	0.0219	0.0227	0.0219	0.0143	0.0219	0.0142	0.0175	0.0147	0.0143	0.0145	**0.0179**
41	0.0204	0.0232	0.0172	0.0219	0.0232	0.0214	0.0232	0.0223	0.0151	0.0229	0.0134	0.018	0.015	0.0149	0.0145	**0.0181**
42	0.0211	0.0235	0.0174	0.0221	0.0234	0.0217	0.0234	0.0221	0.0149	0.0226	0.0136	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
43	0.0213	0.0237	0.0175	0.0223	0.0236	0.0219	0.0236	0.0223	0.015	0.0227	0.0136	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**
44	0.022	0.0247	0.0182	0.0231	0.0248	0.0226	0.0245	0.023	0.0155	0.0235	0.0139	0.0186	0.0151	0.0152	0.0151	**0.0188**
45	0.0222	0.0244	0.0181	0.0228	0.0245	0.0226	0.0241	0.0227	0.0152	0.023	0.0141	0.0184	0.015	0.015	0.015	**0.0186**
46	0.0217	0.0245	0.0181	0.023	0.0247	0.0226	0.0245	0.0229	0.0155	0.0234	0.014	0.0189	0.0151	0.0154	0.0154	**0.0188**
47	0.0219	0.0234	0.0176	0.0219	0.0236	0.0219	0.0227	0.0219	0.0143	0.0219	0.0142	0.0175	0.0147	0.0143	0.0145	**0.0179**
48	0.0222	0.0237	0.0178	0.0221	0.0238	0.0221	0.023	0.022	0.0145	0.022	0.0143	0.0176	0.0147	0.0144	0.0145	**0.0180**
49	0.0213	0.0242	0.0178	0.0228	0.0243	0.0222	0.0241	0.0228	0.0154	0.0234	0.0137	0.0184	0.0151	0.0151	0.0149	**0.0186**
50	0.022	0.0247	0.0182	0.0231	0.0248	0.0226	0.0245	0.023	0.0155	0.0235	0.0139	0.0186	0.0151	0.0152	0.0151	**0.0188**
51	0.0211	0.0235	0.0173	0.0221	0.0234	0.0217	0.0234	0.0221	0.0149	0.0225	0.0135	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
52	0.0222	0.0244	0.0181	0.0228	0.0245	0.0225	0.0241	0.0227	0.0152	0.023	0.0141	0.0184	0.015	0.015	0.015	**0.0186**
53	0.0211	0.0235	0.0174	0.0221	0.0234	0.0217	0.0234	0.0221	0.0149	0.0226	0.0135	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
54	0.0203	0.0231	0.0174	0.0222	0.0235	0.0215	0.0241	0.0221	0.0152	0.0229	0.0134	0.018	0.015	0.0146	0.0146	**0.0182**
55	0.0205	0.0236	0.0179	0.0226	0.0244	0.0219	0.024	0.0225	0.0154	0.0219	0.0138	0.0184	0.015	0.0151	0.0151	**0.0184**
56	0.0203	0.0235	0.0179	0.0226	0.0243	0.0218	0.024	0.0224	0.0154	0.0217	0.0137	0.0184	0.015	0.0151	0.0151	**0.0183**
57	0.0206	0.0232	0.0174	0.0222	0.0235	0.0213	0.0239	0.0221	0.0151	0.0228	0.0132	0.0179	0.0148	0.0145	0.0145	**0.0181**
58	0.022	0.0235	0.0177	0.0219	0.0236	0.022	0.0228	0.0219	0.0144	0.0219	0.0142	0.0175	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0179**
59	0.022	0.0232	0.0176	0.0217	0.0233	0.0219	0.0224	0.0218	0.0144	0.0215	0.0143	0.0172	0.0145	0.0144	0.0143	**0.0177**
60	0.0226	0.0238	0.0179	0.0221	0.0238	0.0223	0.0229	0.022	0.0147	0.0219	0.0145	0.0173	0.0142	0.0145	0.0144	**0.0180**
61	0.0198	0.0242	0.0174	0.0228	0.0246	0.0214	0.0242	0.0224	0.0158	0.022	0.0131	0.0187	0.0149	0.0153	0.0153	**0.0184**
62	0.0212	0.0238	0.0176	0.0225	0.0238	0.0218	0.0241	0.0224	0.0152	0.023	0.0134	0.0179	0.0148	0.0146	0.0146	**0.0183**
63	0.0224	0.0236	0.0177	0.0219	0.0237	0.0221	0.0227	0.0219	0.0146	0.0217	0.0145	0.0172	0.0142	0.0145	0.0144	**0.0179**
64	0.0218	0.023	0.0175	0.0216	0.0231	0.0217	0.0223	0.0217	0.0143	0.0214	0.0142	0.0172	0.0144	0.0143	0.0143	**0.0177**
65	0.0218	0.0235	0.0178	0.0221	0.0237	0.022	0.023	0.0221	0.0147	0.0219	0.0142	0.0176	0.0146	0.0145	0.0145	**0.0180**
66	0.021	0.0234	0.0173	0.0221	0.0233	0.0217	0.0235	0.0221	0.0149	0.0226	0.0135	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**

Tabela 7.23 – Preços Marginais de Curto Prazo nodais.

	$PMCP_k$ [€/kWh]															
Nó *k*	**PHI**	**PSI**	**PHP**	**PSP**	**PSV**	**CHI**	**CSI**	**CHP**	**CSP**	**CSV**	**VHI**	**VSI**	**VHP**	**VSP**	**VSV**	**Valor Médio**
67	0.0222	0.0238	0.0179	0.0222	0.0239	0.0222	0.0231	0.0222	0.0146	0.0221	0.0142	0.0177	0.0147	0.0145	0.0146	**0.0181**
68	0.0202	0.0229	0.0172	0.022	0.0233	0.0209	0.0238	0.022	0.0151	0.0228	0.0129	0.0178	0.0148	0.0145	0.0145	**0.0180**
69	0.0215	0.0226	0.0172	0.0212	0.0227	0.0214	0.0219	0.0213	0.0143	0.021	0.0142	0.0168	0.0142	0.0143	0.0141	**0.0174**
70	0.0205	0.0233	0.0172	0.0221	0.0234	0.0215	0.0234	0.0222	0.0151	0.0229	0.0134	0.018	0.0148	0.0147	0.0146	**0.0181**
71	0.0213	0.0237	0.0175	0.0223	0.0236	0.0219	0.0236	0.0223	0.015	0.0228	0.0136	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**
72	0.02	0.0228	0.0172	0.0219	0.0232	0.0208	0.0238	0.0219	0.015	0.0227	0.0129	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0179**
73	0.021	0.024	0.018	0.0228	0.0246	0.0222	0.024	0.0226	0.0154	0.0225	0.0139	0.0184	0.015	0.0151	0.0151	**0.0185**
74	0.0211	0.0238	0.0177	0.0225	0.0239	0.0217	0.0243	0.0224	0.0153	0.0231	0.0133	0.018	0.0149	0.0147	0.0147	**0.0183**
75	0.0219	0.0231	0.0175	0.0216	0.0232	0.0218	0.0224	0.0218	0.0144	0.0214	0.0142	0.0172	0.0145	0.0143	0.0143	**0.0177**
76	0.023	0.0243	0.0181	0.0224	0.0243	0.0227	0.0233	0.0223	0.0148	0.0222	0.0146	0.0174	0.0144	0.0146	0.0145	**0.0182**
77	0.02	0.0243	0.0175	0.0228	0.0247	0.0216	0.0243	0.0225	0.0158	0.0221	0.0132	0.0187	0.0149	0.0153	0.0153	**0.0184**
78	0.0231	0.0243	0.0181	0.0224	0.0244	0.0227	0.0233	0.0223	0.0149	0.0222	0.0146	0.0174	0.0143	0.0146	0.0145	**0.0182**
79	0.0225	0.0237	0.0178	0.022	0.0238	0.0222	0.0228	0.0219	0.0146	0.0218	0.0145	0.0172	0.0142	0.0145	0.0144	**0.0179**
80	0.023	0.0243	0.0181	0.0224	0.0244	0.0227	0.0233	0.0223	0.0149	0.0223	0.0147	0.0175	0.0143	0.0147	0.0146	**0.0182**
81	0.0219	0.0232	0.0176	0.0217	0.0233	0.0219	0.0224	0.0218	0.0144	0.0215	0.0143	0.0172	0.0145	0.0144	0.0143	**0.0177**
82	0.0218	0.023	0.0175	0.0216	0.0231	0.0217	0.0223	0.0217	0.0143	0.0214	0.0142	0.0172	0.0144	0.0143	0.0143	**0.0177**
83	0.0214	0.0237	0.0175	0.0223	0.0236	0.0219	0.0236	0.0223	0.015	0.0228	0.0136	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**
84	0.0211	0.0235	0.0174	0.0222	0.0234	0.0217	0.0235	0.0222	0.0149	0.0226	0.0135	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
85	0.0207	0.0235	0.0173	0.0222	0.0235	0.0215	0.0234	0.0223	0.0151	0.0229	0.0134	0.018	0.0148	0.0147	0.0146	**0.0182**
86	0.0219	0.0247	0.0182	0.0231	0.0248	0.0227	0.0245	0.0229	0.0155	0.0234	0.014	0.0187	0.0151	0.0153	0.0152	**0.0188**
87	0.0207	0.0235	0.0176	0.0224	0.0237	0.0217	0.0244	0.0223	0.0153	0.0231	0.0135	0.0181	0.0151	0.0147	0.0146	**0.0183**
88	0.021	0.0235	0.0174	0.0222	0.0235	0.0217	0.0236	0.0222	0.015	0.0227	0.0135	0.0177	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**
89	0.0203	0.0231	0.0173	0.0221	0.0234	0.021	0.0239	0.022	0.0151	0.0228	0.013	0.0179	0.0148	0.0146	0.0145	**0.0180**
90	0.0199	0.0243	0.0175	0.0228	0.0247	0.0215	0.0243	0.0225	0.0159	0.0221	0.0131	0.0187	0.0149	0.0153	0.0153	**0.0184**
91	0.022	0.0232	0.0176	0.0217	0.0233	0.0219	0.0225	0.0218	0.0144	0.0215	0.0143	0.0172	0.0144	0.0144	0.0143	**0.0177**
92	0.0204	0.0232	0.0174	0.0222	0.0235	0.0215	0.0241	0.0221	0.0152	0.0229	0.0134	0.018	0.015	0.0146	0.0146	**0.0182**
93	0.0205	0.0232	0.0174	0.0222	0.0235	0.0213	0.0239	0.0221	0.0151	0.0228	0.0132	0.0179	0.0148	0.0146	0.0145	**0.0181**
94	0.021	0.0234	0.0174	0.0222	0.0234	0.0217	0.0236	0.0222	0.0149	0.0227	0.0135	0.0177	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**
95	0.0199	0.0242	0.0175	0.0228	0.0247	0.0215	0.0243	0.0225	0.0158	0.022	0.0131	0.0187	0.0149	0.0153	0.0153	**0.0184**
96	0.022	0.0232	0.0176	0.0217	0.0233	0.0219	0.0225	0.0218	0.0144	0.0215	0.0143	0.0172	0.0144	0.0144	0.0143	**0.0177**
97	0.0219	0.0231	0.0176	0.0217	0.0233	0.0219	0.0224	0.0218	0.0144	0.0215	0.0143	0.0172	0.0145	0.0144	0.0143	**0.0177**
98	0.0214	0.0238	0.0175	0.0223	0.0237	0.0219	0.0236	0.0223	0.015	0.0228	0.0136	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**
99	0.0212	0.0239	0.018	0.0226	0.0244	0.0222	0.0238	0.0225	0.0153	0.0224	0.0139	0.0183	0.0149	0.015	0.015	**0.0184**

Tabela 7.23 – Preços Marginais de Curto Prazo nodais.

	$PMCP_k$ [€/kWh]															
Nó *k*	**PHI**	**PSI**	**PHP**	**PSP**	**PSV**	**CHI**	**CSI**	**CHP**	**CSP**	**CSV**	**VHI**	**VSI**	**VHP**	**VSP**	**VSV**	**Valor Médio**
100	0.0214	0.0238	0.0176	0.0224	0.0237	0.0219	0.0237	0.0223	0.015	0.0228	0.0136	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0182**
101	0.0211	0.0235	0.0174	0.0222	0.0234	0.0217	0.0235	0.0222	0.0149	0.0226	0.0135	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
102	0.021	0.024	0.018	0.0228	0.0246	0.0222	0.024	0.0226	0.0154	0.0225	0.0139	0.0184	0.015	0.0151	0.0151	**0.0185**
103	0.0222	0.0238	0.0179	0.0222	0.0239	0.0222	0.0231	0.0222	0.0146	0.0221	0.0142	0.0177	0.0147	0.0145	0.0146	**0.0181**
104	0.0219	0.0234	0.0176	0.0219	0.0236	0.0219	0.0227	0.0219	0.0143	0.0219	0.0142	0.0175	0.0147	0.0143	0.0145	**0.0179**
105	0.0214	0.0237	0.0175	0.0223	0.0236	0.0219	0.0236	0.0223	0.015	0.0228	0.0136	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**
106	0.0219	0.0247	0.0182	0.0231	0.0248	0.0227	0.0245	0.0229	0.0155	0.0234	0.014	0.0187	0.0151	0.0153	0.0152	**0.0188**
107	0.0226	0.0238	0.0179	0.0221	0.0238	0.0223	0.0229	0.022	0.0147	0.0219	0.0145	0.0173	0.0142	0.0145	0.0144	**0.0180**
108	0.0219	0.0247	0.0182	0.0231	0.0248	0.0227	0.0245	0.0229	0.0155	0.0234	0.014	0.0187	0.0151	0.0153	0.0152	**0.0188**
109	0.022	0.0247	0.0182	0.0231	0.0248	0.0227	0.0245	0.0229	0.0155	0.0234	0.014	0.0187	0.0151	0.0153	0.0152	**0.0188**
110	0.0205	0.0234	0.0173	0.0221	0.0235	0.0215	0.0234	0.0224	0.0152	0.023	0.0134	0.0181	0.015	0.0148	0.0147	**0.0182**
111	0.0213	0.0237	0.0175	0.0223	0.0236	0.0219	0.0236	0.0223	0.015	0.0228	0.0136	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**
112	0.0219	0.0235	0.0178	0.0221	0.0238	0.022	0.023	0.0221	0.0147	0.0219	0.0142	0.0176	0.0146	0.0145	0.0145	**0.0180**
113	0.0216	0.0245	0.018	0.023	0.0245	0.0224	0.0244	0.0229	0.0155	0.0235	0.0138	0.0186	0.0151	0.0152	0.015	**0.0187**
114	0.0222	0.0238	0.0178	0.0221	0.0238	0.0221	0.023	0.0221	0.0145	0.0221	0.0143	0.0176	0.0147	0.0144	0.0145	**0.0180**
115	0.0212	0.0238	0.0175	0.0224	0.0238	0.0218	0.0237	0.0223	0.0151	0.0229	0.0135	0.0179	0.0147	0.0146	0.0146	**0.0182**
116	0.023	0.0243	0.0181	0.0224	0.0244	0.0227	0.0233	0.0223	0.0149	0.0223	0.0147	0.0175	0.0143	0.0147	0.0146	**0.0182**
117	0.0222	0.0242	0.018	0.0226	0.0242	0.0224	0.0237	0.0225	0.0149	0.0227	0.0141	0.0181	0.0149	0.0148	0.0148	**0.0184**
118	0.022	0.0232	0.0176	0.0217	0.0233	0.0219	0.0224	0.0218	0.0144	0.0215	0.0143	0.0172	0.0145	0.0144	0.0143	**0.0177**
119	0.0218	0.0234	0.0176	0.0219	0.0235	0.0219	0.0228	0.0219	0.0144	0.0219	0.0141	0.0176	0.0146	0.0144	0.0145	**0.0179**
120	0.0219	0.0233	0.0176	0.0219	0.0235	0.0219	0.0226	0.0219	0.0143	0.0219	0.0142	0.0175	0.0147	0.0143	0.0144	**0.0178**
121	0.0215	0.0226	0.0172	0.0212	0.0227	0.0214	0.0219	0.0213	0.0143	0.021	0.0142	0.0168	0.0142	0.0143	0.0141	**0.0174**
122	0.0207	0.0235	0.0173	0.0222	0.0235	0.0215	0.0234	0.0223	0.0151	0.0229	0.0134	0.018	0.0148	0.0147	0.0146	**0.0182**
123	0.021	0.0234	0.0173	0.0221	0.0233	0.0217	0.0235	0.0221	0.0149	0.0226	0.0135	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
124	0.021	0.0234	0.0173	0.0221	0.0233	0.0217	0.0235	0.0221	0.0149	0.0226	0.0135	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
125	0.0219	0.0247	0.0181	0.023	0.0247	0.0225	0.0244	0.0229	0.0155	0.0235	0.0139	0.0185	0.0151	0.0151	0.015	**0.0187**
126	0.0211	0.0235	0.0174	0.0221	0.0234	0.0217	0.0234	0.0221	0.0149	0.0226	0.0136	0.0177	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0180**
127	0.022	0.0235	0.0177	0.0219	0.0235	0.022	0.0228	0.0219	0.0144	0.0219	0.0142	0.0175	0.0146	0.0144	0.0144	**0.0179**
128	0.021	0.0235	0.0174	0.0222	0.0235	0.0217	0.0236	0.0222	0.015	0.0227	0.0135	0.0177	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**
129	0.022	0.0247	0.0182	0.0231	0.0248	0.0226	0.0245	0.023	0.0155	0.0235	0.0139	0.0186	0.0151	0.0152	0.0151	**0.0188**
130	0.0222	0.0244	0.0181	0.0228	0.0245	0.0226	0.0241	0.0227	0.0152	0.023	0.0141	0.0184	0.015	0.015	0.015	**0.0186**
131	0.0211	0.0238	0.0177	0.0225	0.0239	0.0217	0.0243	0.0224	0.0153	0.0231	0.0133	0.018	0.0149	0.0147	0.0147	**0.0183**
132	0.0213	0.0237	0.0175	0.0223	0.0236	0.0219	0.0236	0.0223	0.015	0.0227	0.0136	0.0178	0.0147	0.0145	0.0145	**0.0181**

Tabela 7.23 – Preços Marginais de Curto Prazo nodais.

	$PMCP_k$ [€/kWh]															
Nó *k*	**PHI**	**PSI**	**PHP**	**PSP**	**PSV**	**CHI**	**CSI**	**CHP**	**CSP**	**CSV**	**VHI**	**VSI**	**VHP**	**VSP**	**VSV**	**Valor Médio**
133	0.0222	0.0237	0.0178	0.0221	0.0238	0.0221	0.023	0.0221	0.0145	0.0221	0.0143	0.0176	0.0147	0.0144	0.0145	**0.0180**
134	0.0223	0.0238	0.0179	0.0222	0.0239	0.0222	0.0231	0.0221	0.0145	0.0221	0.0143	0.0176	0.0147	0.0144	0.0145	**0.0180**
135	0.023	0.0243	0.0182	0.0224	0.0243	0.0227	0.0233	0.0223	0.0148	0.0222	0.0146	0.0174	0.0144	0.0146	0.0145	**0.0182**
136	0.0199	0.0243	0.0175	0.0228	0.0247	0.0215	0.0243	0.0225	0.0159	0.0221	0.0131	0.0187	0.0149	0.0153	0.0153	**0.0184**
137	0.0209	0.0236	0.0174	0.0222	0.0235	0.0216	0.0235	0.0222	0.015	0.0228	0.0135	0.018	0.0147	0.0146	0.0146	**0.0181**
138	0.0207	0.0235	0.0176	0.0224	0.0237	0.0217	0.0244	0.0223	0.0153	0.0231	0.0135	0.0181	0.0151	0.0147	0.0146	**0.0183**
139	0.0231	0.0243	0.0181	0.0224	0.0244	0.0227	0.0233	0.0223	0.0149	0.0222	0.0146	0.0174	0.0143	0.0147	0.0145	**0.0182**
140	0.02	0.0243	0.0175	0.0228	0.0247	0.0216	0.0243	0.0225	0.0158	0.0221	0.0132	0.0187	0.0149	0.0153	0.0153	**0.0184**
141	0.0212	0.0238	0.0176	0.0225	0.0238	0.0218	0.0241	0.0224	0.0152	0.023	0.0134	0.0179	0.0148	0.0146	0.0146	**0.0183**
142	0.0199	0.023	0.017	0.0218	0.0231	0.021	0.023	0.0223	0.0152	0.0231	0.0131	0.018	0.015	0.0148	0.0146	**0.0181**
143	0.0212	0.0241	0.0178	0.0227	0.0242	0.0221	0.024	0.0227	0.0154	0.0234	0.0136	0.0184	0.0151	0.015	0.0149	**0.0185**

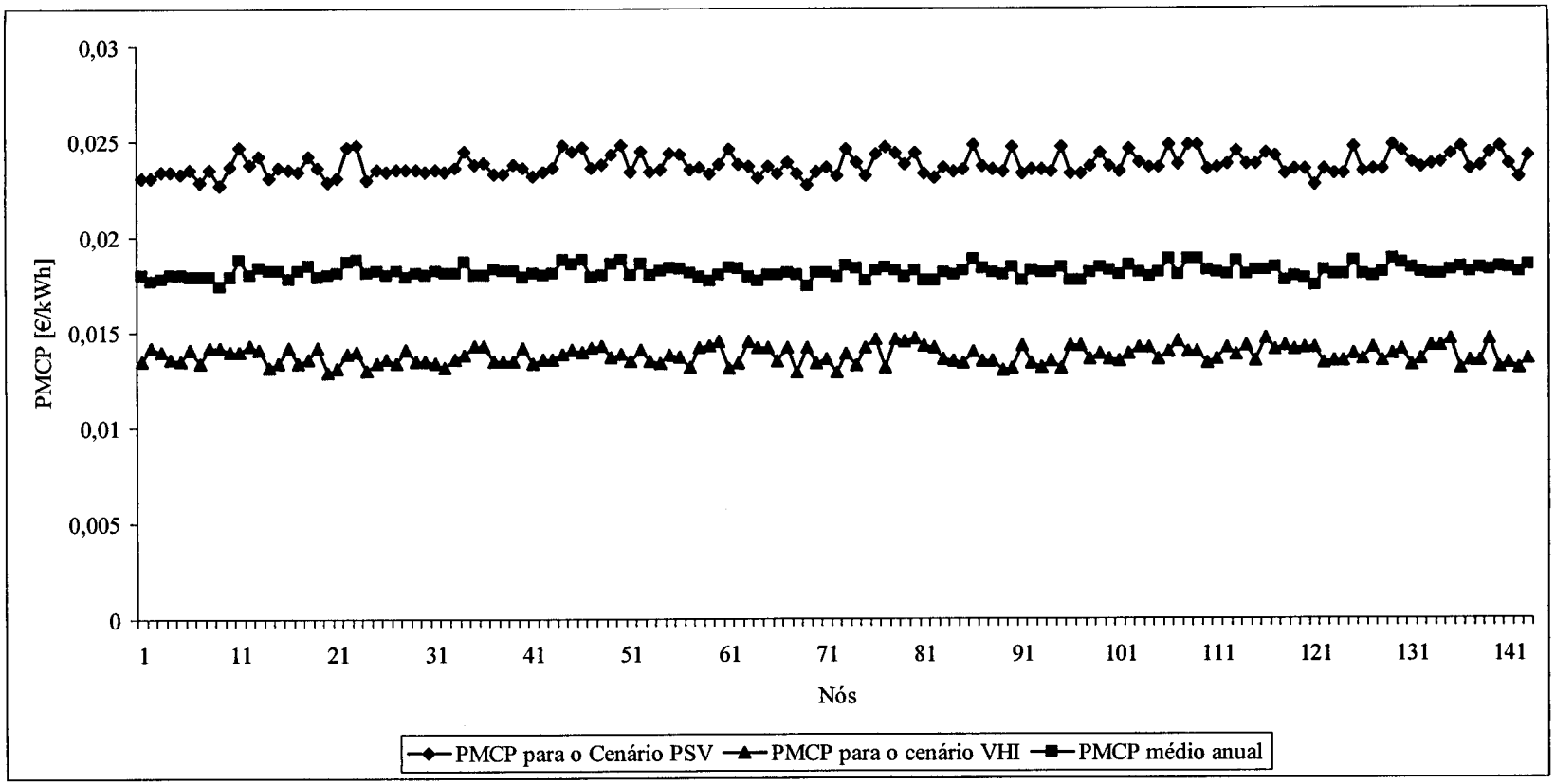


Figura 7.4 – PMCP nodais médio anual e dos cenários PSV e VHI.

Tabela 7.24 – Remuneração Marginal de Curto Prazo.

Cenário	PHI	PSI	PHP	PSP	PSV	CHI	CSI	CHP	CSP	CSV	VHI	VSI	VHP	VSP	VSV
$RMCP_i$ [€/h]	2577.5	1929.1	994.1	1323.9	1986.3	1459.7	2151.1	977.0	714.5	1771.5	770.2	976.1	380.2	372.5	540.9
T_i [h]	162.95	162.95	260.71	260.71	195.54	436.7	436.7	938.57	938.57	1003.75	495.36	495.36	990.71	990.71	990.71
$RMCP_i$ [10^3 €]	420.00	314.35	259.17	345.15	388.40	637.45	939.39	916.98	670.61	1778.14	381.53	483.52	376.67	369.04	535.88
$RMCP_t$ [10^3 €]	1727.07					4942.57					2146.64				
$RMCPT$ [10^3 €]	**8816.28**														

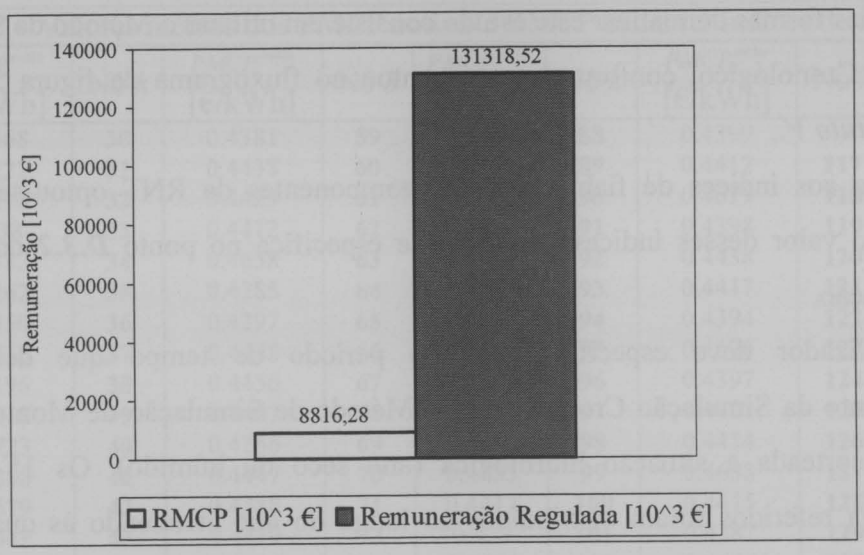


Figura 7.5 – RMCP recolhida pela MMCP e Remuneração Regulada do ano de 1998.

O gráfico da figura 7.5 evidencia que o valor da RMCP total recuperada a partir dos PMCP nodais calculados pela MMCP equivale a 8816.28 [10^3 €] que corresponde somente a 6.7 [%] da remuneração regulada total de 131318.52 [10^3 €] que seria obtida pelas vendas do URT às Empresas Distribuidoras no ano de 1998 [ERSE_1998].

Portanto, com base nestes resultados verifica-se que a RMCP obtida a partir destes PMCP nodais é insuficiente para recuperar os custos em que uma empresa incorre por prestar o serviço de transporte de energia eléctrica. Na maior parte dos casos analisados, o valor da RMCP obtida está associada a diferenças de preços nodais devidos às perdas activas nos ramos da rede de transporte. Isto significa ainda que nesse ano as situações de congestionamento foram reduzidas traduzindo-se portanto numa elevada homogeneidade dos preços marginais nodais e, portanto, numa reduzida remuneração marginal. Por outro lado, a MMCP não inclui custos de investimento pelo que os preços marginais e a remuneração respectiva assim obtidos correspondem, em geral, a percentagens diminutas dos valores regulados.

7.2.5 – Influência da fiabilidade dos componentes

Um dos factores que afectam o funcionamento do SE corresponde à fiabilidade dos seus componentes (geradores, linhas, transformadores, etc.). Para se estudar a influência da fiabilidade dos componentes de um SE nos valores dos PMCP nodais e da RMCP é necessário conhecer os índices de fiabilidade (taxa de avarias, taxa de reparação, tempo de funcionamento, tempo de reparação, etc.) desses componentes.

Uma das formas de realizar este estudo consiste em utilizar o Método de Simulação de Monte Carlo Cronológico, conforme se apresentou no fluxograma da figura 5.4 do ponto *5.2.3* do *Capítulo V*.

Quanto aos índices de fiabilidade dos componentes da RNT optou-se por utilizar estimativas do valor desses índices conforme se especifica no ponto ***D.3.2*** do ***Anexo D.3*** desta Dissertação.

O utilizador deve especificar qual o período de tempo que deseja para o desenvolvimento da Simulação Cronológica do Método de Simulação de Monte Carlo. Para cada ano, é sorteada a situação hidrológica (ano seco ou húmido). Os 15 cenários de produção/carga referidos foram distribuídos ao longo do ano atendendo às quatro estações (Inverno, Primavera, Verão e Outono) e aos períodos horários do tarifário (ponta, cheias e vazio), sazonais (Inverno e Verão), semanais (dias úteis ou de fim-de-semana) e diários. Por exemplo, considerando um ano hidrologicamente húmido e iniciando o ano no dia 1 de Janeiro (mês 1) às 00.00 horas de 2ª feira o primeiro cenário corresponde a PHI. No mês 7 (Julho), dia 14 (primeiro dia do fim-de-semana), às 16.00 horas, correspondente a 4672 horas (do ano) irá considerar-se o cenário VSV.

Os resultados apresentados na tabela 7.25 correspondem aos valores médios dos PMCP nodais e à média da RMCP anual, obtidos para um tempo de funcionamento de T = 131400 [h], 15 anos, tendo-se sorteado e analisado 32695 estados do sistema. Estes resultados reflectem as condições de funcionamento em que se encontra a RNT no ano de 1998, podendo-se referir que alguns dos principais ramos da rede se encontram próximos do seu limite de capacidade de transmissão. Tal facto verifica-se porque, ao considerar-se a fiabilidade dos componentes do sistema produção/ transporte, muitos dos estados analisados referem-se a situações de contingência e apresentam congestionamento dos ramos originando potência de corte de carga. Como foi adoptado um custo por unidade de energia não fornecida de C_{ENS} = 1.5 [€/kWh], os valores médios dos PMCP nodais e da RMCP anual são agora mais elevados que os obtidos na simulação apresentada em *7.2.4*.

Tabela 7.25 – Valores médios dos PMCP nodais e RMCP anual (c/ índices de fiabilidade).

Nó k	$PMCP_k^{médio}$ [€/kWh]	Nó k	$PMCP_k^{médio}$ [€/kWh]	Nó k	$PMCP_k^{médio}$ [€/kWh]	Nó k	$PMCP_k^{médio}$ [€/kWh]	Nó k	$PMCP_k^{médio}$ [€/kWh]
1	0.4368	**30**	0.4381	**59**	0.4404	**88**	0.4399		
2	0.4221	**31**	0.4438	**60**	0.4343	**89**	0.4412	**117**	0.4680
3	0.4223	**32**	0.4429	**61**	0.4670	**90**	0.4679	**118**	0.4405
4	0.438	**33**	0.4412	**62**	0.4453	**91**	0.4398	**119**	0.4261
5	0.4382	**34**	0.4658	**63**	0.4303	**92**	0.4438	**120**	0.4252
6	0.4262	**35**	0.4285	**64**	0.4385	**93**	0.4417	**121**	0.4199
7	0.4350	**36**	0.4297	**65**	0.4559	**94**	0.4394	**122**	0.4438
8	0.4256	**37**	0.4448	**66**	0.4382	**95**	0.4676	**123**	0.4382
9	0.4196	**38**	0.4456	**67**	0.4644	**96**	0.4397	**124**	0.4382
10	0.4248	**39**	0.4447	**68**	0.4398	**97**	0.4401	**125**	0.4651
11	0.4723	**40**	0.4256	**69**	0.4199	**98**	0.4414	**126**	0.4388
12	0.4288	**41**	0.4447	**70**	0.4433	**99**	0.4638	**127**	0.4256
13	0.4679	**42**	0.4388	**71**	0.4412	**100**	0.4415	**128**	0.4399
14	0.4442	**43**	0.4410	**72**	0.439	**101**	0.4387	**129**	0.4686
15	0.4447	**44**	0.4685	**73**	0.4655	**102**	0.4656	**130**	0.4705
16	0.4252	**45**	0.4705	**74**	0.4472	**103**	0.4712	**131**	0.4472
17	0.4471	**46**	0.4723	**75**	0.4396	**104**	0.4256	**132**	0.4410
18	0.4584	**47**	0.4256	**76**	0.4441	**105**	0.4413	**133**	0.4286
19	0.4255	**48**	0.4283	**77**	0.4678	**106**	0.4720	**134**	0.4298
20	0.4376	**49**	0.4606	**78**	0.4386	**107**	0.4343	**135**	0.4442
21	0.4422	**50**	0.4684	**79**	0.4310	**108**	0.4720	**136**	0.4680
22	0.4651	**51**	0.4381	**80**	0.4392	**109**	0.4718	**137**	0.4429
23	0.4717	**52**	0.4703	**81**	0.4402	**110**	0.4472	**138**	0.4471
24	0.4418	**53**	0.4389	**82**	0.4385	**111**	0.4413	**139**	0.4386
25	0.4471	**54**	0.4438	**83**	0.4412	**112**	0.4581	**140**	0.4679
26	0.4384	**55**	0.4629	**84**	0.4387	**113**	0.4660	**141**	0.4453
27	0.4437	**56**	0.4620	**85**	0.4437	**114**	0.4288	**142**	0.4422
28	0.4261	**57**	0.4416	**86**	0.4718	**115**	0.4447	**143**	0.4585
29	0.4429	58	0.4647	**87**	0.4470	**116**	0.4392		
$RMCP^{média}$ [10^3 €]						421449.433			

7.3 – Metodologia Marginal de Longo Prazo

A MMLP apresentada no ponto ***5.3*** do ***Capítulo V*** pretende resolver um problema de PERTEE baseado na metaheurística *Simulated Annealing* e inclui uma forma inovadora de cálculo dos PMLP nodais. Numa primeira fase, realizaram-se algumas simulações utilizando a MMLP para um horizonte de planeamento constituído por um único período. Nestas condições, analisou-se a influência de alguns parâmetros, tais como utilização de investimentos em linhas e transformadores com diferentes capacidades de transmissão bem como a aplicação da expressão (5.33) com diferentes valores do incremento da potência de carga no nó k, ΔPc_k, para calcular os PMLP nodais. Na fase seguinte realizaram-se simulações considerando um horizonte de planeamento constituído por vários períodos, analisando-se a influência no cálculo dos PMLP nodais e na RMLP resultante da imposição de limites de investimentos em cada período de planeamento. No final deste ponto descreve-se a aplicação da MMLP ao caso real da RNT considerando o horizonte de planeamento de 6 anos (2002 a 2007).

7.3.1 – Planeamento constituído por um Período Anual

Para as diversas simulações realizadas com a MMLP utilizou-se, numa primeira fase, a rede eléctrica de 6 nós apresentada no ***Anexo D.1***. Esta rede tem sido utilizada como exemplo de aplicação na literatura da especialidade sobre o PERTEE. Sendo o horizonte de planeamento do PERTEE constituído por um único período anual, não houve necessidade de utilizar uma árvore de futuros para considerar a previsão da variação da potência de carga ao longo do horizonte de planeamento. Considerou-se neste caso um aumento de consumo para esse período de 10 [%]. Na tabela 7.26 apresentam-se 64 planos de expansão alternativos assim como os respectivos custos de investimento. Nesta tabela as capacidades de transmissão para cada uma das linhas L_{26}, L_{56} e L_{46} são respectivamente de 100. 78 e 100 [MW]. Estes planos serão utilizados para os casos de estudo A e B apresentados no ponto ***7.3.1.2.1***, mais propriamente nos testes A.1 e B.1 e no teste apresentado no ponto ***7.3.1.2.2***. Para os restantes testes incluídos no ponto ***7.3.1.2.1*** (testes A.2, A.3, B.2 e B.3) as capacidades de transmissão consideradas foram desmultiplicadas considerando investimentos em capacidades de transmissão correspondentes a ½ e ¼ dos apresentados. Desta forma. foram obtidos novos conjuntos mais alargados de planos de expansão alternativos.

Tabela 7.26 – Lista de Planos de Expansão.

Nº	Plano de Expansão					CI_{pl}
pl	Nó	G	L_{26}	L_{56}	L_{46}	[10^6 €]
1	6	G_6	0	0	1	9.27
2	6	G_6	0	0	2	18.54
3	6	G_6	0	0	3	27.81
4	6	G_6	0	1	0	14.58
5	6	G_6	0	1	1	23.85
6	6	G_6	0	1	2	33.12
7	6	G_6	0	1	3	42.39
8	6	G_6	0	2	0	29.16
9	6	G_6	0	2	1	38.43
10	6	G_6	0	2	2	47.70
11	6	G_6	0	2	3	56.97
12	6	G_6	0	3	0	43.74
13	6	G_6	0	3	1	53.01
14	6	G_6	0	3	2	62.28
15	6	G_6	0	3	3	71.55
16	6	G_6	1	0	0	9.27
17	6	G_6	1	0	1	18.54
18	6	G_6	1	0	2	27.81
19	6	G_6	1	0	3	37.08
20	6	G_6	1	1	0	23.85
21	6	G_6	1	1	1	33.12

Nº	Plano de Expansão					CI_{pl}
pl	Nó	G	L_{26}	L_{56}	L_{46}	[10^6 €]
22	6	G_6	1	1	2	42.39
23	6	G_6	1	1	3	51.66
24	6	G_6	1	2	0	38.43
25	6	G_6	1	2	1	47.70
26	6	G_6	1	2	2	56.97
27	6	G_6	1	2	3	66.24
28	6	G_6	1	3	0	53.01
29	6	G_6	1	3	1	62.28
30	6	G_6	1	3	2	71.55
31	6	G_6	1	3	3	80.82
32	6	G_6	2	0	0	12.00
33	6	G_6	2	0	1	27.81
34	6	G_6	2	0	2	37.08
35	6	G_6	2	0	3	46.35
36	6	G_6	2	1	0	33.12
37	6	G_6	2	1	1	42.39
38	6	G_6	2	1	2	51.66
39	6	G_6	2	1	3	60.93
40	6	G_6	2	2	0	47.70
41	6	G_6	2	2	1	56.97
42	6	G_6	2	2	2	66.24

Nº	Plano de Expansão					CI_{pl}
pl	Nó	G	L_{26}	L_{56}	L_{46}	[10^6 €]
43	6	G_6	2	2	3	75.51
44	6	G_6	2	3	0	62.28
45	6	G_6	2	3	1	71.55
46	6	G_6	2	3	2	80.82
47	6	G_6	2	3	3	90.09
48	6	G_6	3	0	0	27.81
49	6	G_6	3	0	1	37.08
50	6	G_6	3	0	2	46.35
51	6	G_6	3	0	3	55.62
52	6	G_6	3	1	0	42.39
53	6	G_6	3	1	1	51.66
54	6	G_6	3	1	2	60.93
55	6	G_6	3	1	3	70.20
56	6	G_6	3	2	0	56.97
57	6	G_6	3	2	1	66.24
58	6	G_6	3	2	2	75.51
59	6	G_6	3	2	3	84.78
60	6	G_6	3	3	0	71.55
61	6	G_6	3	3	1	80.82
62	6	G_6	3	3	2	90.09
63	6	G_6	3	3	3	99.36
64	0	0	0	0	0	0.0

7.3.1.1 – PMCP nodais e RMCP anual da rede existente inicial

Em primeiro lugar, a MMCP foi utilizada para determinar os PMCP nodais e a RMCP anual da rede eléctrica de 6 nós considerando somente os componentes existentes no período inicial, portanto, sem ter realizado qualquer tipo de investimento. Os resultados obtidos são apresentados na tabela 7.27.

Tabela 7.27 – PMCP nodais e RMCP anual.

Nó k	$PMCP_k$ [c€/kWh]	$RMCP_k$ [10^6 €]
1	300.00	-1839.60
2	581.90	0.00
3	-26.78	480.15
4	325.24	4314.72
5	296.63	2595.49
RMCP [10^6 €]		5550.76

Verifica-se que neste período inicial a potência de produção instalada é inferior à potência consumida, o que origina valores de PNS = 388.68 [MW]. Por outro lado, o trânsito de potências em alguns ramos atinge o limite da capacidade de transmissão, provocando congestionamentos. Por isso, os valores dos PMCP são elevados, resultando numa dispersão geográfica acentuada e numa RMCP elevada. Nestas circunstâncias, verifica-se o efeito perverso inerente à MMCP tal como foi referido no ***Capítulo III*** desta Dissertação. Assim, a degradação das condições de exploração do sistema devido à não realização de investimentos é premiada com uma RMCP elevada.

7.3.1.2 – PMLP nodais e RMLP anual

7.3.1.2.1 – Variação da capacidade transmissão dos investimentos mantendo o incremento da potência de carga constante

Para verificar a influência de alguns aspectos inerentes ao problema de PERTEE nos valores dos PMLP nodais e na RMLP anual foram simuladas as situações seguintes:

Caso A – Capacidades de transmissão associadas aos investimentos a realizar correspondentes a valores normalizados;

Caso B – Capacidades de transmissão associadas aos investimentos a realizar iguais aos valores dos trânsitos de potência obtidos para o SE com o plano de expansão seleccionado no Caso A.

Por sua vez, para cada um destes casos efectuaram-se alguns testes. No primeiro teste consideraram-se as capacidades de transmissão 100, 78 e 100 [MW], respectivamente para

cada uma das linhas L_{26}, L_{56} e L_{46} relativos aos investimentos apresentados na tabela 7.26 (teste A.1 e B.1). No segundo teste reduziu-se a capacidade de transmissão dessas linhas para metade (teste A.2 e B.2). No terceiro teste reduziu-se a capacidade de transmissão dessas linhas para um quarto (teste A.3 e B.3).

Para cada um dos testes realizados apresentam-se cinco tabelas que resumem os resultados obtidos. Na primeira tabela apresentam-se as características dos ramos em que se pretende investir: L_{26}, L_{56} e L_{46}. Apresenta-se em seguida o plano de expansão seleccionado pela metaheurística *Simulated Annealing* (considerado como o plano de expansão base, PB), bem como o respectivo valor de PNS. Na segunda tabela apresentam-se os valores dos custos associados ao plano de expansão base seleccionado, o valor da função de avaliação, *FA*, resultante da soma dos custos exploração do SE, *CO* (custos de produção, custos das perdas activas, custos de congestionamento e custo da PNS), com os custos de investimento na rede de transporte, *CI*, e os custos totais da rede de transporte, *Ctotal*, resultante da soma dos custos de exploração da rede de transporte, *Cexp* (custos das perdas activas, custos de congestionamento e custo da PNS) e dos custos de investimento, *CI*. A terceira tabela apresenta o balanço de potências relativo ao plano de expansão base seleccionado em termos dos valores da potência activa produzida por nó, da potência de carga por nó e da PNS por nó. Na quarta tabela apresenta-se o plano de expansão que seria seleccionado se a potência de carga em cada nó da rede sofresse um incremento de $\Delta P_k = 1$ [MW]. Para cada um destes planos de expansão apresentam-se os custos exploração do SE, os custos de investimento e o valor da função de avaliação. Por último, na quinta tabela apresentam-se os PMLP nodais, a RMLP por nó e a RMLP total anual.

Caso A – Capacidades de transmissão dos investimentos com valores normalizados

Teste A.1 – Capacidades de transmissão referidas para os investimentos da tabela 7.26

Tabela 7.28 – Características dos ramos, (Teste A.1).

Ramo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]	C_l [10^6 €/ano]
L_{26}	0.08	0.3	100	9.27
L_{56}	0.1476	0.6	78	14.58
L_{46}	0.08	0.3	100	9.27

Plano de expansão base seleccionado (PB) pela metaheurística *Simulated Annealing*:

Grupo de Produção: G6;

Ramos da rede de transporte: 2 ramos L_{26}, 2 ramos L_{56} e 2 ramos L_{46};

$PNS_t = 0.0$ [MW].

Tabela 7.29 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste A.1).		
CO	[10^6 €]	483.18
CI	[10^6 €]	66.24
$FA^{(b)}$	[10^6 €]	549.42
$Cexp$	[10^6 €]	31.33
CI	[10^6 €]	66.24
$Ctotal$	[10^6 €]	97.57

Tabela 7.30 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste A.1).			
Nó k	$Pg_k^{(b)}$ [MW]	$Pc_k^{(b)}$ [MW]	$PNS_k^{(b)}$ [MW]
1	150.00	88.64	0.00
2	0.00	272.08	0.00
3	212.17	47.33	0.00
4	0.00	182.29	0.00
5	0.00	271.99	0.00
6	518.55	18.37	0.00

Tabela 7.31 – Plano seleccionado para ΔPc_k = 1 [MW] por nó k e custos associados, (Teste A.1).				
Nó k	Plano seleccionado	$CO_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$CI_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$FA_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]
1	PB	483.99	66.24	550.23
2	PB	483.97	66.24	550.21
3	PB	483.88	66.24	550.12
4	PB	483.98	66.24	550.22
5	PB	484.05	66.24	550.29
6	PB	483.88	66.24	550.12

Tabela 7.32 – PMLP nodais e RMLP, (Teste A.1).		
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
1	9.23	-49.64
2	9.03	215.28
3	8.00	-115.51
4	9.14	145.93
5	9.92	236.25
6	8.00	-350.49
$RMLPT$		81.82

Teste A.2 – Capacidades de transmissão dos investimentos (1/2 valores iniciais)

Tabela 7.33 – Características dos ramos, (Teste A.2).				
Ramo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]	C_l [10^6 €]
L_{26}	0.16	0.6	50	4.77
L_{56}	0.2952	1.2	39	7.56
L_{46}	0.16	0.6	50	4.77

Plano de expansão base seleccionado (PB) pela metaheurística *Simulated Annealing*:

Grupo de Produção: G6;

Ramos da rede de transporte: 5 ramos L_{26}, 3 ramos L_{56} e 4 ramos L_{46};

$PNS_t = 0.0$ [MW].

Tabela 7.34 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste A.2).		
CO	[10^6 €]	485.46
CI	[10^6 €]	65.61
$FA^{(b)}$	[10^6 €]	551.07
Cexp	[10^6 €]	32.86
CI	[10^6 €]	65.61
Ctotal	[10^6 €]	98.47

Tabela 7.35 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste A.2).			
Nó k	$Pg_k^{(b)}$ [MW]	$Pc_k^{(b)}$ [MW]	$PNS_k^{(b)}$ [MW]
1	150.00	89.01	0.00
2	0.00	272.88	0.00
3	177.41	46.57	0.00
4	0.00	182.52	0.00
5	0.00	272.59	0.00
6	556.57	20.40	0.00

Tabela 7.36 – Plano seleccionado para $\Delta Pc_k = 1$ [MW] por nó k e custos associados, (Teste A.2).				
Nó k	Plano seleccionado	$CO_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$CI_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$FA_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]
1	PB	486.30	65.61	551.91
2	PB	486.25	65.61	551.86
3	PB	486.16	65.61	551.77
4	PB	486.27	65.61	551.88
5	PB	486.39	65.61	552.00
6	PB	486.16	65.61	551.77

Tabela 7.37 – PMLP nodais e RMLP, (Teste A.2).		
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
1	9.56	-51.05
2	8.99	214.92
3	8.00	-91.69
4	9.18	146.75
5	10.54	251.75
6	8.00	-375.76
RMLPT		94.91

Teste A.3 – Capacidades de transmissão dos investimentos (1/4 dos valores iniciais)

Tabela 7.38 – Características dos ramos, (Teste A.3).

Ramo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	P_{ij}^{max} [MW]	C_l [10^6 €]
L_{26}	0.32	1.2	25	2.52
L_{56}	0.5904	2.4	19.5	4.05
L_{46}	0.32	1.2	25	2.52

Plano de expansão base seleccionado (PB) pela metaheurística *Simulated Annealing*:

Grupo de Produção: G6;

Ramos da rede de transporte: 8 ramos L_{26}, 8 ramos L_{56} e 8 ramos L_{46};

$PNS_t = 0.0$ [MW].

Tabela 7.39 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste A.3).

CO	[10^6 €]	483.18
CI	[10^6 €]	72.72
$FA^{(b)}$	[10^6 €]	555.90
Cexp	[10^6 €]	31.33
CI	[10^6 €]	72.72
Ctotal	[10^6 €]	104.05

Tabela 7.40 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste A.3).

Nó k	$Pg_k^{(b)}$ [MW]	$Pc_k^{(b)}$ [MW]	$PNS_k^{(b)}$ [MW]
1	150.00	88.64	0.00
2	0.00	272.08	0.00
3	212.17	47.33	0.00
4	0.00	182.29	0.00
5	0.00	271.99	0.00
6	518.55	18.37	0.00

Tabela 7.41 – Plano seleccionado para $\Delta Pc_k = 1$ [MW] por nó k e custos associados, (Teste A.3).

Nó k	Plano seleccionado	$CO_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$CI_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$FA_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]
1	PB	483.99	72.72	556.71
2	BB	483.97	72.72	556.69
3	PB	483.88	72.72	556.60
4	PB	483.98	72.72	556.70
5	PB	484.05	72.72	556.77
6	PB	483.88	72.72	556.60

Tabela 7.42 – PMLP nodais e RMLP, (Teste A.3).		
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
1	9.23	-49.63
2	9.03	215.25
3	8.00	-115.52
4	9.14	145.90
5	9.92	236.25
6	8.00	-350.51
RMLPT		81.74

Caso B – Capacidades de transmissão dos investimentos iguais aos valores dos trânsitos de potência obtidos com o plano de expansão base seleccionado no Caso A.

Teste B.1 – Capacidades de transmissão dos investimentos iguais aos valores dos trânsitos de potências obtidos no Teste A.1

Tabela 7.43 – Características dos ramos, (Teste B.1).				
Ramo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]	C_l [10^6 €]
L_{26}	0.082	0.307	97.58	9.05
L_{56}	0.19	0.774	60.51	11.43
L_{46}	0.087	0.326	92.00	8.55

Plano de expansão base seleccionado (PB) pela metaheurística *Simulated Annealing*:

Grupo de Produção: G6;

Ramos da rede de transporte: 3 ramos L_{26}, 2 ramos L_{56} e 2 ramos L_{46};

$PNS_t = 0.0$ [MW].

Tabela 7.44 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste B.1).		
CO	[10^6 €]	484.47
CI	[10^6 €]	67.12
$FA^{(b)}$	[10^6 €]	551.59
Cexp	[10^6 €]	31.75
CI	[10^6 €]	67.12
Ctotal	[10^6 €]	98.87

Tabela 7.45 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste B.1).			
Nó k	$Pg_k^{(b)}$ [MW]	$Pc_k^{(b)}$ [MW]	$PNS_k^{(b)}$ [MW]
1	150.00	89.01	0.00
2	0.00	272.62	0.00
3	171.42	46.49	0.00
4	0.00	182.26	0.00
5	0.00	272.41	0.00
6	561.14	19.76	0.00

Tabela 7.46 – Plano seleccionado para ΔPc_k = 1 [MW] por nó k e custos associados, (Teste B.1).

Nó k	Plano seleccionado	$CO_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$CI_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$FA_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]
1	PB	485.30	67.12	552.42
2	PB	485.25	67.12	552.37
3	PB	485.17	67.12	552.29
4	PB	485.28	67.12	552.40
5	PB	485.38	67.12	552.50
6	PB	485.17	67.12	552.29

Tabela 7.47 – PMLP nodais e RMLP, (Teste B.1).

Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
1	9.49	-50.70
2	8.91	212.84
3	8.00	-87.54
4	9.21	147.06
5	10.44	249.20
6	8.00	-379.35
RMLPT		91.51

Teste B.2 – Capacidades de transmissão dos investimentos iguais aos valores dos trânsitos de potências obtidos no Teste A.2

Tabela 7.48 – Características dos ramos, (Teste B.2).

Ramo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	P_{ij}^{max} [MW]	C_l [10^6 €]
L_{26}	0.165	0.62	48.33	4.62
L_{56}	0.3226	1.31	35.69	6.96
L_{46}	0.17	0.64	46.86	4.49

Plano de expansão base seleccionado (PB) pela metaheurística *Simulated Annealing*:

Grupo de Produção: G6;

Ramos da rede de transporte: 4 ramos L_{26}, 4 ramos L_{56} e 5 ramos L_{46};

PNS_t = 0.0 [MW].

Tabela 7.49 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste B.2).

CO	[10^6 €]	483.08
CI	[10^6 €]	68.77
$FA^{(b)}$	[10^6 €]	551.85
Cexp	[10^6 €]	30.87
CI	[10^6 €]	68.77
Ctotal	[10^6 €]	99.64

Tabela 7.50 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste B.2).

Nó k	$Pg_k^{(b)}$ [MW]	$Pc_k^{(b)}$ [MW]	$PNS_k^{(b)}$ [MW]
1	150.00	88.77	0.00
2	0.00	272.04	0.00
3	206.68	47.18	0.00
4	0.00	182.18	0.00
5	0.00	272.14	0.00
6	523.90	18.27	0.00

Tabela 7.51 – Plano seleccionado para $\Delta Pc_k = 1$ [MW] por nó k e custos associados, (Teste B.2).

Nó k	Plano seleccionado	$CO_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$CI_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$FA_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]
1	PB	483.89	68.77	552.67
2	PB	483.87	68.77	552.65
3	PB	483.78	68.77	552.55
4	PB	483.87	68.77	552.64
5	PB+L_{26}-L_{56}	486.48	66.43	552.91
6	PB	483.78	68.77	552.55

Tabela 7.52 – PMLP nodais e RMLP, (Teste B.2).

Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
1	9.29	-49.84
2	9.04	215.39
3	8.00	-111.78
4	9.03	144.15
5	12.03	286.80
6	8.00	-354.37
RMLPT		130.35

Teste B.3 – Capacidades de transmissão dos ramos iguais aos valores dos trânsitos de potências obtidos no Teste A.3

Tabela 7.53 – Características dos ramos, (Teste B.3).

Ramo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]	C_l [10^6 €]
L_{26}	0.328	1.23	24.395	2.47
L_{56}	0.761	3.09	15.128	3.26
L_{46}	0.35	1.3	23.0	2.34

Plano de expansão base seleccionado (PB) pela metaheurística *Simulated Annealing*:

Grupo de Produção: G6;

Ramos da rede de transporte: 8 ramos L_{26}, 10 ramos L_{56} e 9 ramos L_{46};

$PNS_t = 0.0$ [MW].

Tabela 7.54 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Teste B.3).		
CO	[10^6 €]	483.47
CI	[10^6 €]	73.41
$FA^{(b)}$	[10^6 €]	556.89
$Cexp$	[10^6 €]	31.58
CI	[10^6 €]	73.41
$Ctotal$	[10^6 €]	104.99

Tabela 7.55 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Teste B.3).			
Nó k	$Pg_k^{(b)}$ [MW]	$Pc_k^{(b)}$ [MW]	$PNS_k^{(b)}$ [MW]
1	150.00	88.67	0.0
2	0.00	272.13	0.0
3	211.12	47.30	0.0
4	0.00	182.38	0.0
5	0.00	272.07	0.0
6	520.01	18.57	0.0

Tabela 7.56 – Plano seleccionado para $\Delta Pc_k = 1$ [MW] por nó k e custos associados, (Teste B.3).				
Nó k	Plano seleccionado	$CO_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$CI_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$FA_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]
1	PB	484.29	73.41	557.70
2	PB	484.27	73.41	557.68
3	PB	484.17	73.41	557.59
4	PB	484.27	73.41	557.69
5	PB	484.35	73.41	557.76
6	PB	484.17	73.41	557.59

Tabela 7.57 – PMLP nodais e RMLP, (Teste B.3).		
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
1	9.27	-49.79
2	9.05	215.65
3	8.00	-114.82
4	9.13	145.81
5	9.98	237.81
6	8.00	-351.44
$RMLPT$		83.22

Análise dos resultados obtidos

Com os resultados apresentados foi realizada uma análise comparativa dos seguintes valores:

- PMLP nodais para as diversas situações testadas;
- RMLP total anual e os custos totais obtidos.

Neste sentido, as tabelas 7.58 e 7.59 resumem alguns dos resultados mais importantes das diversas situações testadas, como por exemplo, os PMLP nodais, a RMLP total anual da rede de transporte e os custos totais. Os custos totais da rede de transporte devem-se aos custos de exploração (custos das perdas activas e dos congestionamento nos ramos) e aos custos de investimento tal como se indica nas expressões (7.20) e (7.21).

$$Ctotal = Cexp + CI \tag{7.20}$$

$$Ctotal = (Cperdas + Ccong) + CI \tag{7.21}$$

Tabela 7.58 – Resumo dos resultados do Caso A.

	$PMLP_k$ [c€/kWh]		
Teste	A.1	A.2	A.3
Fracção da P_{ij}^{max} inicial	1/1	½	¼
Nó k			
1	9.23	9.56	9.23
2	9.03	8.99	9.03
3	8.00	8.00	8.00
4	9.14	9.18	9.14
5	9.92	10.54	9.92
6	8.00	8.00	8.00
RMLPT [10^6 €]	81.82	94.91	81.74
Ctotal [10^6 €]	97.57	98.47	104.05
RMLPT/Ctotal [%]	83.86	96.38	78.56

Tabela 7.59 – Resumo dos resultados do Caso B.

	$PMLP_k$ [c€/kWh]		
Teste	B.1	B.2	B.3
Fracção da P_{ij}^{max} inicial	1/1	½	¼
Nó k			
1	9.49	9.29	9.27
2	8.91	9.04	9.05
3	8.00	8.00	8.00
4	9.21	9.03	9.13
5	10.44	12.03	9.98
6	8.00	8.00	8.00
RMLPT [10^6 €]	91.51	130.35	83.22
Ctotal [10^6 €]	98.87	99.64	104.99
RMLPT/Ctotal [%]	92.56	130.81	79.27

Uma primeira evidência destes resultados corresponde ao valor elevado de recuperação dos custos da rede de transporte (custos de exploração mais custos de investimento) através da RMLP associada aos PMLP nodais (valores na ordem dos 80 a 100 [%]) comparativamente com as percentagens usualmente reduzidas obtidas através da MMCP.

Relativamente aos resultados apresentados na tabela 7.58, referentes ao Caso A, testes A.1, A.2 e A.3, verifica-se que a RMLP total anual obtida para a rede de transporte origina uma percentagem elevada de recuperação dos custos totais, respectivamente 83.86 [%], 96.38 [%] e 78.56 [%]. No entanto, não é atingida a percentagem 100 [%] porque a capacidade de transmissão associada aos investimentos incluídos no plano de expansão seleccionado pela metaheurística *Simulated Annealing* não é totalmente utilizada uma vez que existe um efeito de normalização das capacidades dos ramos. Com efeito, para os respectivos planos de expansão seleccionados nos testes A.1, A.2 e A.3, são utilizadas respectivamente 89.96 [%], 94.56 [%] e 89.96 [%] da capacidade de transmissão dos ramos 2-6, 5-6 e 4-6. Destes, a solução obtida pelo teste A.2 é aquela que apresenta uma percentagem de recuperação de custos mais elevada e também está associada a uma utilização mais elevada da capacidade de transmissão.

Em relação aos resultados resumidos na tabela 7.59, referentes ao Caso B, as capacidades de transmissão das alternativas de investimento correspondem, para cada um dos três testes, aos trânsitos de potência de cada componente tal como foram obtidos no plano de expansão seleccionado nos testes do Caso A.

Para os testes B.1, B.2 e B.3 os planos de expansão base seleccionados são, portanto, diferentes dos que foram identificados para os testes do Caso A. Também a capacidade de transmissão utilizada é mais próxima da capacidade de transmissão efectivamente necessária, pelo que a relação remuneração versus custos totais é mais próxima dos 100 [%]. Por exemplo, no teste B.1 esta relação é de 92.56 [%]. No teste B.2, dada a proximidade da capacidade de transmissão utilizada do valor associado aos investimentos, se ocorrer um incremento da potência de carga no nó 5 será escolhido um plano de expansão diferente do plano de expansão base seleccionado. Por esta razão, o PMLP neste nó é mais elevado (12.03 [c€/kWh]), o que origina um maior valor de remuneração levando a um valor de recuperação superior a 100 [%]. No teste B.3 selecciona-se também um novo plano de expansão em comparação com o teste A.3. No entanto, a proximidade dos trânsitos de potência em relação

à capacidade de transmissão nos ramos origina somente um ligeiro aumento do valor de recuperação dos custos totais quando comparado com o teste A.3.

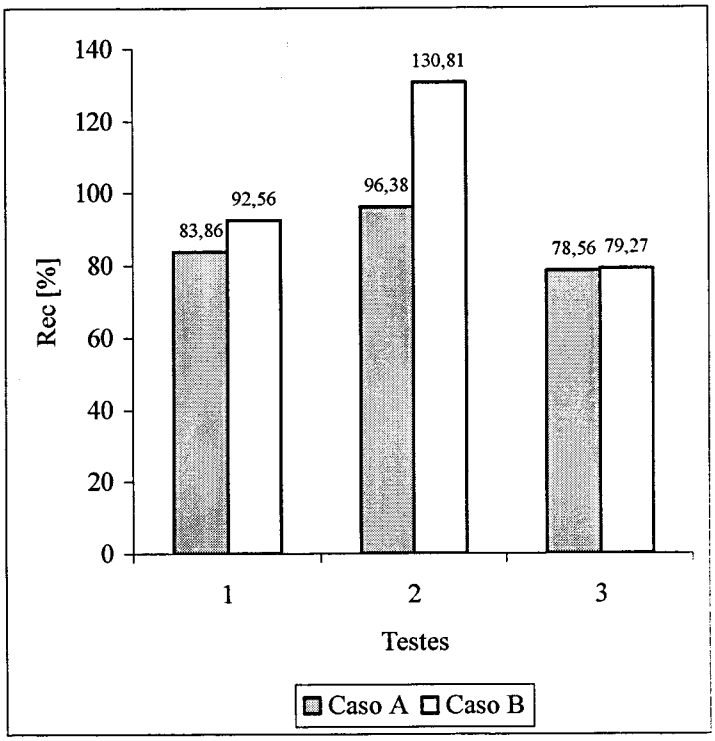


Figura 7.6 – Gráfico referente à recuperação dos custos ocorridos. Casos A e B.

O gráfico da figura 7.6 apresenta as percentagens de recuperação comparando os testes do Caso A com os do Caso B. A simulação do Caso B pretende constituir uma tentativa de aproximação da capacidade de transmissão aos trânsitos de potência dos ramos para o plano de expansão seleccionado, de tal forma que seja possível aumentar a percentagem de recuperação dos custos.

7.3.1.2.2 – Simulação com Potência Não Fornecida não nula (PNS ≠ 0)

Neste estudo salienta-se a particularidade de obter um plano de expansão em que existe $PNS \neq 0$, para mostrar que os custos totais da rede de transporte são constituídos pelo custo das perdas activas, custo de congestionamentos, custo de PNS e custos de investimentos, e que o custo das perdas activas adicionado ao custo de congestionamentos e ao custo de PNS corresponde à remuneração obtida com base nos PMCP nodais para o SE com o plano de expansão seleccionado. Os PMLP em alguns nós têm valores próximos do C_{ENS} (usualmente um valor elevado), obtendo-se uma remuneração superior aos custos de exploração obtidos.

Nesta simulação considerou-se um aumento da potência de carga de 25 [%], e de acordo com os planos da tabela 7.26 admitiu-se, no máximo, a construção de 3 linhas entre os nós 2-6, 5-6 e 4-6.

***Caso C – Teste A.1 com aumento da potência de carga em* 25 [%].**

Plano de expansão base seleccionado pela metaheurística *Simulated Annealing*:

Grupo de Produção: G6;

Ramos da rede de transporte: 2 ramos L_{26}, 3 ramos L_{56} e 3 ramos L_{46};

$PNS_t = 54.17$ [MW].

Tabela 7.60 – Custos associados ao plano de expansão base seleccionado, (Caso C).		
CO	[10^6 €]	779.47
CI	[10^6 €]	90.09
$FA^{(b)}$	[10^6 €]	869.56
$Cexp$	[10^6 €]	4055.57
CI	[10^6 €]	90.09
$Ctotal$	[10^6 €]	4145.66

Tabela 7.61 – Balanço de potências por nó para o plano de expansão base seleccionado, (Caso C).			
Nó k	$Pg_k^{(b)}$ [MW]	$Pc_k^{(b)}$ [MW]	$PNS_k^{(b)}$ [MW]
1	150.00	100.45	9.25
2	0.00	308.93	8.87
3	239.39	54.06	8.38
4	0.00	206.44	9.12
5	8.38	308.64	9.47
6	600.00	19.25	9.08

Tabela 7.62 – Plano seleccionado para $\Delta Pc_k = 1$ [MW] por nó k e custos associados, (Caso C).				
Nó k	Plano seleccionado	$CO_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$CI_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]	$FA_k^{(\Delta)}$ [10^6 €]
1	PB	802.66	90.09	892.75
2	PB	792.87	90.09	882.96
3	PB	780.17	90.09	870.26
4	PB	799.36	90.09	889.45
5	PB	808.33	90.09	898.42
6	PB	798.06	90.09	888.15

Tabela 7.63 – PMLP nodais e RMLP, (Caso C).		
Nó k	$PMLP_k(t)$ [c€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
1	264.73	-1149.11
2	152.94	4138.73
3	8.00	-129.81
4	227.02	4105.54
5	329.40	8664.23
6	212.19	-10795.02
RMLPT		4834.56

Para a rede de transporte nesta situação, existindo valores de PNS não nulos, a percentagem de recuperação do custo total pela *RMLPT* é bastante elevada e corresponde a 116.62 [%]. Esta situação evidencia o efeito perverso já referido que também se verifica nas MMCP, porque quanto mais deteriorada se encontra a rede mais elevado será o valor de recuperação dos custos.

7.3.1.2.3 – Variação da potência de carga mantendo constantes as capacidades de transmissão dos investimentos

Utilizando os dados referentes ao teste A.1 indicados no ponto *7.3.1.2.1*, apresentam-se nas tabelas 7.64 e 7.65 os resultados obtidos para diferentes aumentos da potência de carga: o plano de expansão base seleccionado (PB), a variação do PB para um incremento da potência de carga de $\Delta Pc_k = 1$ [MW] em cada nó da rede, os PMLP nodais, a RMLPT anual da rede de transporte e os custos totais da rede de transporte.

Tabela 7.64 – Resultados obtidos para diferentes valores de aumento da potência de carga.					
Aumento da potência de carga [%]	10.0	11.0	11.20	11.30	11.35
PB	$2L_{26}+2L_{56}+2L_{46}$				
Variação do PB			Nó 5:PB+L_{46}	Nó 1, 2: PB+L_{46} Nó 5: PB+L_{46}	Nó 1, 2: PB+L_{46} Nó 4, 5: PB+L_{46}
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]				
1	9.23	9.27	9.28	76.27	76.22
2	9.03	9.05	9.05	76.11	76.05
3	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
4	9.14	9.15	9.16	9.16	75.92
5	9.92	9.97	77.09	76.99	76.94
6	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
RMLPT [10^6 €]	81.82	84.39	1702.42	2966.07	4045.74
Ctotal [10^6 €]	97.57	98.52	98.72	98.81	98.86

Tabela 7.65 – Resultados obtidos para diferentes valores de aumento da potência de carga.					
Aumento da potência de carga [%]	11.50	15.0	15.30	15.40	15.45
PB	$2L_{26}+2L_{56}+3L_{46}$				
Variação do PB			Nó 5: PB+L_{26}	Nó 1, 5, 6: PB+L_{26} Nó 2: PB+L_{56}	Nó 1, 4, 5: PB+L_{26} Nó 2: PB+L_{56}
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]				
1	9.15	9.28	9.29	14.64	14.66
2	8.98	9.03	9.04	51.34	51.27
3	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
4	8.85	8.89	8.89	8.90	14.49
5	9.87	10.05	15.40	15.43	15.44
6	8.00	8.00	8.00	13.32	8.00
RMLPT [10^6 €]	76.54	85.18	219.48	996.10	1343.77
Ctotal [10^6 €]	104.02	107.08	107.35	107.44	107.49

Os resultados indicados na tabela 7.64 mostram que, ao aumentar-se sucessivamente a potência de carga do SE de 10.0 até 11.35 [%], a metaheurística *Simulated Annealing* selecciona o mesmo plano de expansão ($2L_{26}+2L_{56}+2L_{46}$) e os valores dos PMLP por nó para 10.0 e 11.0 [%] permanecem praticamente semelhantes. Para valores do aumento da potência de carga acima de 11.2 [%], os PMLP em alguns nós apresentam valores elevados porque incluem os custos de investimento realizados para além do plano de expansão base seleccionado. Assim, a RMLPT aumenta de 81.82 para 4045.74 [10^6 €], enquanto os custos totais permanecem praticamente constantes. Se se continuar a aumentar a potência de carga (ver tabela 7.65), a metaheurística selecciona um novo plano de expansão base ($2L_{26}+2L_{56}+3L_{46}$) e a RMLP baixa para 76.54 [10^6 €] para 11.50 [%] de aumento da potência de carga. Se a potência de carga aumentar para 15.45 [%], verifica-se um aumento da RMLPT para 1343.77 [10^6 €], enquanto os custos totais permanecem praticamente constantes.

O gráfico da figura 7.7 evidencia os aspectos atrás referidos, caracterizando-se o andamento da RMLPT para aumentos sucessivos da potência de carga como do tipo "dente de serra", enquanto que os Custos Totais se mantêm praticamente constantes. O andamento tipo "dente de serra" da RMLPT mostra que, para as variações da potência de carga de 10.0, 11.0 11.5 e 15.0 [%], a recuperação dos custos é da ordem dos 80 a 100 [%], enquanto nas restantes situações esse valor de recuperação ultrapassa os 100 [%]. Tal facto deve-se à alteração do plano de expansão base seleccionado originando, nestas situações, valores de PMLP em alguns nós bastante elevados, conforme apresenta o gráfico da figura 7.8.

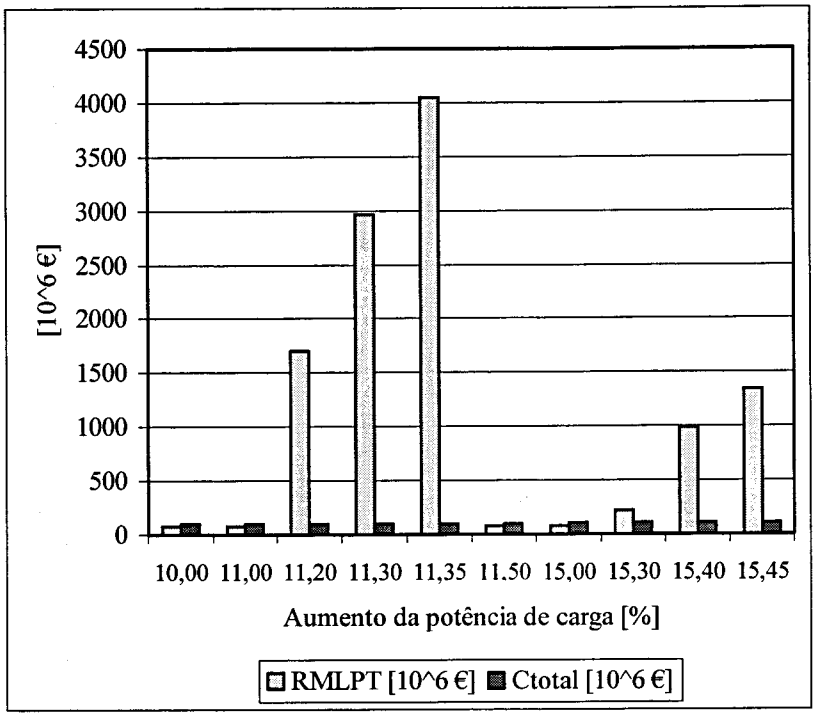


Figura 7.7 – RMLPT e dos Custos Totais para diferentes aumentos da potência de carga (Teste A.1).

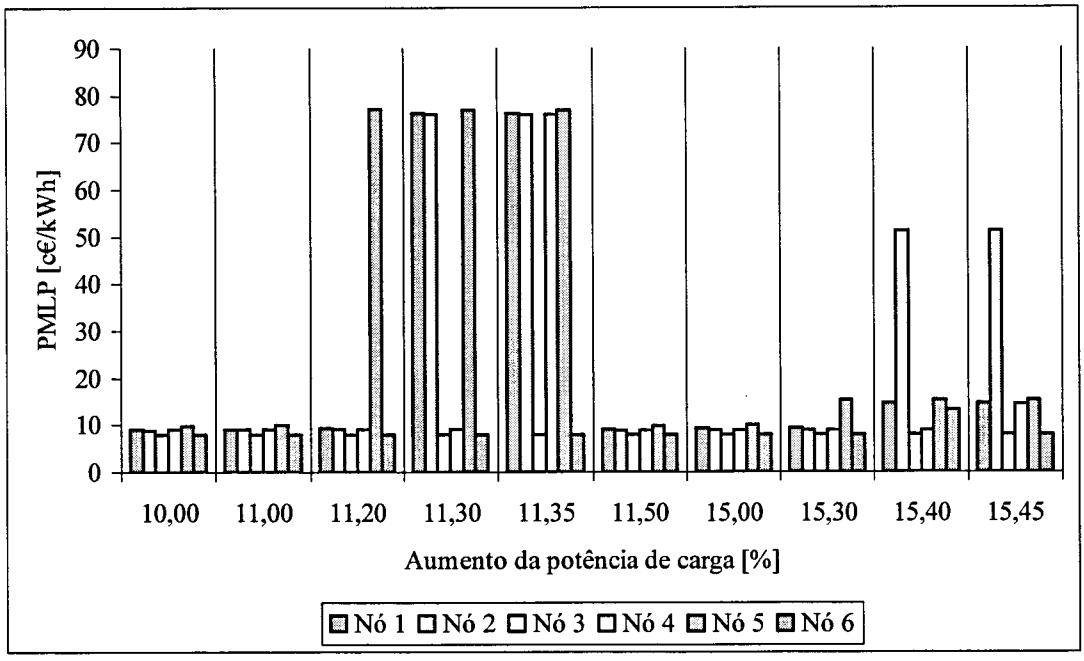


Figura 7.8 – PMLP nodais para diferentes aumentos da potência de carga (Teste A.1).

7.3.1.2.4 – Variação do valor do incremento ΔPc_k

Nas simulações efectuadas nos dois pontos anteriores considerou-se um incremento por nó k de $\Delta Pc_k = 1$ [MW] para o cálculo dos PMLP. Neste ponto serão adoptados diferentes

valores do incremento ΔPc_k, de forma a avaliar a influência do incremento ΔPc_k nos PMLP nodais e na RMLP. As tabelas 7.66 e 7.67 apresentam alguns dos resultados obtidos. Assim, a tabela 7.66 refere-se ao Teste A.1 considerando um aumento da potência de carga de 20 [%]. Os resultados foram obtidos para diferentes valores de incremento ΔPc_k variando entre 0.1 [MW] e 3.0 [MW]. Esta tabela indica os valores dos PMLP nodais, a RMLP total da rede de transporte, os custos totais da rede de transporte e a relação percentual entre a remuneração obtida e os custos totais. A tabela 7.67 apresenta de uma forma resumida o mesmo tipo de resultados da tabela 7.66 relativamente a diferentes níveis de potência de carga e para cada um deles os resultados relativos ao incremento de 1 [MW] e ao valor do incremento encontrado que fornece os PMLP nodais que garantem o valor da remuneração mais próximo dos custos totais.

Tabela 7.66 – Variação do incremento ΔPc_k.

Teste A.1 (com aumento da potência de carga de 20 [%])							
Incremento ΔPc_k [MW]	0.1	0.5	**1.0**	2.5	**2.7**	2.8	3.0
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]						
1	9.09	9.09	**9.09**	9.09	**9.09**	9.09	9.10
2	9.08	9.07	**9.07**	9.08	**9.08**	9.08	9.08
3	8.02	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**	8.00	8.00
4	9.19	9.19	**9.18**	9.19	**9.19**	9.19	9.19
5	9.52	9.52	**9.52**	10.34	**10.34**	10.34	10.21
6	8.00	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**	8.00	8.00
RMLPT [10^6 €]	83.02	82.97	**83.00**	104.24	**104.44**	104.36	100.90
Ctotal [10^6 €]	**116.28**						
RMLPT/Ctotal [%]	71.40	71.35	**71.38**	89.64	**89.82**	89.75	86.77

Tabela 7.67 – Variação do incremento ΔPc_k (Resumo).

Teste (Aumento da potência de carga)	A.1 (10 [%])		A.1 (11.2 [%])		A.1 (11.3 [%])	
Incremento ΔPc_k [MW]	1.0	**7.5**	1.0	**0.5**	1.0	**0.2**
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]					
1	9.23	**9.27**	9.28	**9.28**	76.27	**9.28**
2	9.03	**9.04**	9.05	**9.05**	76.11	**9.06**
3	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**
4	9. 14	**9.15**	9.16	**9.16**	9.16	**9.16**
5	9.92	**9.97**	77.09	**9.98**	76.99	**9.98**
6	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**
RMLPT [10^6 €]	81.82	**83.30**	1702.42	**84.87**	2966.07	**85.10**
Ctotal [10^6 €]	**97.57**		**98.72**		**98.81**	
RMLPT/Ctotal [%]	83.86	**85.37**	1724.59	**85.98**	3001.74	**86.13**

Tabela 7.67 – Variação do incremento ΔPc_k (Resumo). (continuação)						
Teste (Aumento da potência de carga)	A.1 (15 [%])		A.1 (20.0 [%])		A.1 (25.0 [%])	
Incremento ΔPc_k [MW]	1.0	**2.55**	1.0	**2.7**	1.0	**0.00029**
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]					
1	9.28	**9.28**	9.09	**9.09**	264.73	**199.89**
2	9.03	**9.04**	9.07	**9.08**	152.94	**107.64**
3	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**	8.00	**-36.90**
4	8.89	**8.89**	9.18	**9.19**	227.02	**162.99**
5	10.05	**10.06**	9.52	**10.34**	329.40	**252.17**
6	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**	212.19	**162.99**
RMLPT [10^6 €]	85.18	**85.54**	83.00	**104.44**	4834.56	**3933.02**
Ctotal [10^6 €]	**107.08**		**116.28**		**4145.66**	
RMLPT/Ctotal [%]	79.55	**79.89**	71.38	**89.82**	116.62	**94.87**

Tabela 7.67 – Variação do incremento ΔPc_k (Resumo). (continuação)						
Teste (Aumento da potência de carga)	A.1 (35 [%])		A.2 (10.0 [%])		A.3 (10.0 [%])	
Incremento ΔPc_k [MW]	1.0	**0.00015**	1.0	**5.0**	1.0	**1.83**
Nó k	$PMLP_k$ [c€/kWh]					
1	300.01	**368.63**	9.56	**9.58**	9.23	**9.24**
2	330.68	**392.41**	8.99	**9.00**	9.03	**9.03**
3	8.01	**118.91**	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**
4	311.51	**428.08**	9.18	**9.19**	9.14	**9.14**
5	300.01	**309.17**	10.54	**10.58**	9.92	**9.92**
6	276.39	**428.08**	8.00	**8.00**	8.00	**8.00**
RMLPT [10^6 €]	7439.82	**1697.24**	94.91	**96.10**	81.74	**82.01**
Ctotal [10^6 €]	**2823.09**		**98.47**		**104.05**	
RMLPT/Ctotal [%]	263.53	**60.12**	96.38	**97.59**	78.56	**78.82**

Os resultados apresentados nas tabelas 7.66 e 7.67 mostram que, após a selecção do plano de expansão base, será possível obter os PMLP nodais que garantam uma maior recuperação dos custos totais da rede de transporte. Para este efeito, calculam-se os PMLP nodais para diferentes valores de incremento ΔPc_k. Para todos os casos verificou-se ser sempre possível melhorar a relação percentual *RMLPT/Ctotal*, aproximando-a de 100 [%]. De entre os testes realizados, salienta-se o teste A.1 para os aumentos de consumo de 11.20 [%], 20 [%] e 35 [%]. No primeiro caso, a remuneração obtida para um incremento de 1 [MW] é muito elevada (1702.42 [10^6 €]) em comparação com os custos totais ocorridos (98.72 [10^6 €]), mas para um incremento de 0.5 [MW] os PMLP nodais permitem obter um valor de remuneração de 84.87 [10^6 €] que corresponde a 85.98 [%] dos custos totais. No segundo teste

consegue-se aumentar a remuneração de 83.00 [10^6 €] relativo a um incremento de 1.0 [MW], para 104.44 [10^6 €] relativo ao incremento de 2.7 [MW], o que corresponde a um aumento de 71.38 [%] para 89.82 [%] em relação aos custos totais. No terceiro teste (Caso C do ponto *7.3.1.2.2*), existe potência não fornecida não nula e congestionamentos nos ramos para o plano de expansão base seleccionado, considerando um incremento de 1 [MW]. Assim, obtêm-se PMLP nodais elevados devido ao custo da energia não fornecida ser de 300 [c€/kWh], pelo que a remuneração é 7439.82 [10^6 €], isto é 263.53 [%] em relação aos custos totais (2823.09 [10^6 €]). Através da variação do incremento ΔPc_k procuraram-se os PMLP nodais que garantissem uma remuneração igual ou próxima dos custos totais. Esta situação foi conseguida para um incremento de 0.00015 [MW] obtendo-se uma remuneração de 1697.25 [10^6 €] que corresponde a 60.12 [%] dos custos totais. Em todos os testes apresentados a adopção de um processo de pesquisa mais elaborado para seleccionar o valor do incremento ΔPc_k poderá permitir obter melhores resultados.

Para as situações analisadas, partindo dos PMLP nodais e da RMLP da rede de transporte obtidos para um incremento $\Delta Pc_k = 1$ [MW], os resultados permitem verificar que:

- Se a RMLP for inferior aos custos totais, o valor do incremento ΔPc_k deverá ser $\Delta P_k > 1$ [MW] e quanto mais reduzida for a remuneração maior será o valor do incremento;
- Se a RMLP for superior aos custos totais, o valor do incremento ΔPc_k deverá ser tal que $0 < \Delta P_k < 1$ [MW] e quanto mais elevada for a remuneração menor será o valor do incremento.

Ao permitir-se uma variação do incremento no cálculo dos PMLP nodais, a variação tipo "dente de serra" do valor da remuneração pode ser atenuada ou mesmo eliminada, ocorrendo uma maior aproximação entre a remuneração obtida e os custos totais. No entanto, a realização deste tipo de estudos exige um esforço computacional muito elevado.

7.3.2 – Planeamento Multi-Período

Neste ponto apresentam-se os resultados da aplicação da MMLP desenvolvida no ***Capítulo V*** para um horizonte de planeamento constituído por vários períodos.

Nos primeiros estudos realizados utiliza-se o exemplo de aplicação baseado na rede eléctrica de 6 nós apresentada no ***Anexo D.1***. Estes estudos são utilizados para averiguar a influência da imposição de limites no número de obras a realizar em cada período do horizonte de planeamento, assim como o limite do número de investimentos do mesmo tipo, no cálculo dos PMLP nodais e na RMLP total.

7.3.2.1 – Rede de 6 nós - Limites de investimento

7.3.2.1.1 – Resultados obtidos

Para realizar os estudos relativos à averiguação da influência da imposição de limites de investimento por período do horizonte de planeamento no cálculo dos PMLP nodais e na RMLP a atribuir à rede utilizar-se-á como exemplo de aplicação a rede de 6 nós, cujos dados se apresentam no ***Anexo D.1.*** O PERTEE será realizado para um horizonte de planeamento constituído por 5 períodos anuais, cada um com a duração de 8760 horas. A percentagem de crescimento da potência de carga para cada período do horizonte de planeamento é indicada na tabela 7.68.

Tabela 7.68 – Previsão de variação da potência de carga.

Nº do período	Nº de anos/período	Variação da potência de carga/período [%]
1	1	5.0
2	1	5.0
3	1	5.0
4	1	5.0
5	1	5.0

Pretende-se determinar o número de ramos L_{46}, L_{56} e L_{26} a construir durante o horizonte de planeamento minimizando os custos de exploração e de investimento na rede de transporte. As características desses ramos estão apresentadas na tabela 7.69 e são referentes aos valores da resistência e da reactância, capacidade máxima de transmissão e custo de investimento em cada um destes ramos.

Tabela 7.69 – Características dos ramos a investir.

Ramo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	P_{ij}^{max} [MW]	C_l [10^6 €]
L_{26}	0.08	0.3	100	9.27
L_{56}	0.1476	0.6	78	14.58
L_{46}	0.08	0.3	100	9.27

Em seguida, apresentam-se os resultados obtidos para 6 casos respeitantes à imposição de limites de investimentos por período de modo a simular restrições de índole financeira. Em todos estes casos os valores dos preços, custos e remunerações foram referidos ao período inicial através da taxa de actualização de 10.0 [%]. Para cada uma das situações simuladas apresentam-se três tabelas que resumem os resultados obtidos. Na primeira tabela apresenta-se o plano de expansão seleccionado pela metaheurística *Simulated Annealing* a partir dos possíveis investimentos apresentados na tabela 7.69. Na segunda tabela apresentam-se os valores dos PMLP nodais, $PMLP_k$, para cada um dos períodos do horizonte de planeamento, assim como a RMLP obtida para cada um desses períodos, $RMLP_p$ e a RMLP total recolhida, *RMLPT*. A terceira tabela apresenta para cada um dos períodos do horizonte de planeamento o

valor de PNS, PNS_p, a RMLP, $RMLP_p$, os custos de exploração da rede de transporte, $Cexp_p$ (custos das perdas activas, custos de congestionamento e custo de PNS), os custos de investimento, CI_p, e os custos totais da rede de transporte, $Ctotal_p$, constituídos pela soma dos custos de exploração e dos custos de investimento. Nesta tabela apresenta-se ainda para todo o horizonte de planeamento os custos totais, *Ctotal*, a RMLP total recolhida, *RMLPT*, e a percentagem de recuperação dos custos, *Rec*.

Caso D1: Sem limite de obras por período

Tabela 7.70 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D1).

Período p	L_{46}	L_{56}	L_{26}
1	4	3	3
2	1	1	-
3	-	-	-
4	-	1	-
5	-	1	-
Total	5	6	3

Tabela 7.71 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D1).

	$PMLP_{kp}^0$ [c€/kWh]					
Nó k	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
1	7.68	6.91	6.34	5.74	5.21	
2	7.84	7.12	6.49	5.91	5.37	
3	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
4	7.74	6.96	6.34	5.76	5.24	
5	8.06	7.19	6.61	5.93	5.36	
6	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
$RMLP_p^0$ [10^6 €]	36.26	31.17	33.04	30.78	29.48	
$RMLPT^0$ [10^6 €]						160.73

Tabela 7.72 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D1).

	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
PNS_p [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
$RMLP_p^0$ [10^6 €]	36.26	31.17	33.04	30.78	29.48	
$Cexp_p^0$ [10^6 €]	15.66	14.43	14.93	14.63	14.39	
CI_p^0 [10^6 €]	98.54	19.62	0.00	9.87	8.95	
$Ctotal_p^0$ [10^6 €]	114.20	34.05	14.93	24.50	23.34	
$Ctotal^0$ [10^6 €]						211.03
$RMLPT^0$ [10^6 €]						160.73
Rec [%]						76.16

Caso D2: Máximo de obras por período = 8

Tabela 7.73 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D2).			
Período p	L_{46}	L_{56}	L_{26}
1	3	2	3
2	2	2	-
3	-	-	-
4	-	1	-
5	-	1	-
Total	5	6	3

Tabela 7.74 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D2).						
	$PMLP_{kp}^{0}$ [c€/kWh]					
Nó k	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
1	8.00	6.91	6.34	5.74	5.21	
2	7.91	7.12	6.49	5.91	5.37	
3	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
4	7.91	6.96	6.34	5.76	5.24	
5	8.58	7.19	6.61	5.93	5.36	
6	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
$RMLP_p^0$ [10^6 €]	50.41	31.16	33.04	30.78	29.48	
$RMLPT^0$ [10^6 €]						174.88

Tabela 7.75 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D2).						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
PNS_p [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
$RMLP_p^0$ [10^6 €]	50.41	31.16	33.04	30.78	29.48	
$Cexp_p^0$ [10^6 €]	18.94	14.43	14.93	14.63	14.39	
CI_p^0 [10^6 €]	76.90	39.25	0.00	9.87	8.95	
$Ctotal_p^0$ [10^6 €]	95.84	53.68	14.93	24.50	23.34	
$Ctotal^0$ [10^6 €]						212.29
$RMLPT^0$ [10^6 €]						174.88
Rec [%]						82.38

Caso D3: Máximo de obras por período = 6

Tabela 7.76 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D3).			
Período p	L_{46}	L_{56}	L_{26}
1	2	2	2
2	3	2	1
3	-	-	-
4	-	1	-
5	-	1	-
Total	5	6	3

Tabela 7.77 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D3).						
	$PMLP_{kp}^{0}$ [c€/kWh]					
Nó k	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
1	8.20	6.91	6.34	5.74	5.21	
2	8.12	7.12	6.49	5.91	5.37	
3	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
4	8.21	6.96	6.34	5.76	5.24	
5	8.75	7.18	6.61	5.93	5.36	
6	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
$RMLP_{p}^{0}$ [10^6 €]	62.37	31.16	33.02	30.82	29.57	
$RMLPT^{0}$ [10^6 €]						186.94

Tabela 7.78 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D3).						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
PNS_p [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
$RMLP_{p}^{0}$ [10^6 €]	62.37	31.16	33.02	30.82	29.57	
$Cexp_{p}^{0}$ [10^6 €]	24.44	14.43	14.93	14.63	14.39	
CI_{p}^{0} [10^6 €]	60.09	54.50	0.00	9.87	8.95	
$Ctotal_{p}^{0}$ [10^6 €]	84.52	68.93	14.93	24.50	23.34	
$Ctotal^{0}$ [10^6 €]						216.23
$RMLPT^{0}$ [10^6 €]						186.94
Rec [%]						86.46

Caso D4: Máximo de obras por período (Período 1 = 6; Períodos 2, 3, 4 e 5 = 4)

Tabela 7.79 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D4).			
Período p	L_{46}	L_{56}	L_{26}
1	2	2	2
2	2	1	1
3	1	1	-
4	-	1	-
5	-	1	-
Total	5	6	3

Tabela 7.80 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D4).						
	$PMLP_{kp}^{0}$ [c€/kWh]					
Nó k	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
1	8.20	7.07	6.34	5.74	5.21	
2	8.12	7.15	6.49	5.91	5.37	
3	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
4	8.21	7.06	6.34	5.76	5.24	
5	8.75	7.44	6.61	5.93	5.36	
6	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
$RMLP_{p}^{0}$ [10^6 €]	62.37	38.82	33.04	30.78	29.48	
$RMLPT^{0}$ [10^6 €]						194.49

Tabela 7.81 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D4).						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
PNS_p [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
$RMLP_p^0$ [10^6 €]	62.37	38.82	33.04	30.78	29.48	
$Cexp_p^0$ [10^6 €]	24.44	16.37	14.93	14.63	14.39	
CI_p^0 [10^6 €]	60.09	34.88	17.80	9.87	8.95	
$Ctotal_p^0$ [10^6 €]	84.53	51.25	32.73	24.50	23.34	
$Ctotal^0$ [10^6 €]						216.35
$RMLPT^0$ [10^6 €]						194.49
Rec [%]						89.90

Caso D5: Máximo de obras por período (Período 1 = 6; Períodos 2, 3, 4 e 5 = 3)

Tabela 7.82 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D5).			
Período p	L_{46}	L_{56}	L_{26}
1	2	2	2
2	2	1	-
3	1	1	1
4	-	1	-
5	-	1	-
Total	5	6	3

Tabela 7.83 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D5).						
	$PMLP_{kp}^0$ [c€/kWh]					
Nó k	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
1	8.20	7.13	6.34	5.74	5.21	
2	8.12	7.28	6.49	5.91	5.37	
3	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
4	8.21	7.08	6.34	5.76	5.24	
5	8.75	7.48	6.61	5.93	5.36	
6	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
$RMLP_p^0$ [10^6 €]	62.37	43.06	33.02	30.82	29.57	
$RMLPT^0$ [10^6 €]						198.84

Tabela 7.84 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D5).						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
PNS_p [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
$RMLP_p^0$ [10^6 €]	62.37	43.06	33.02	30.82	29.57	
$Cexp_p^0$ [10^6 €]	24.44	18.25	14.93	14.63	14.39	
CI_p^0 [10^6 €]	60.09	27.25	24.72	9.87	8.95	
$Ctotal_p^0$ [10^6 €]	84.53	45.50	39.65	24.50	23.34	
$Ctotal^0$ [10^6 €]						217.52
$RMLPT^0$ [10^6 €]						198.84
Rec [%]						91.41

Caso D6: Máximo de obras por período (Período 1 = 6; Períodos 2, 3, 4 e 5 = 2)

Tabela 7.85 – Plano de Expansão seleccionado, (Caso D6).			
Período p	L_{46}	L_{56}	L_{26}
1	2	2	2
2	1	1	-
3	-	1	1
4	1	1	-
5	1	1	-
Total	5	6	3

Tabela 7.86 – PMLP nodais e RMLP, (Caso D6).						
	$PMLP_{kp}^{0}$ [c€/kWh]					
Nó k	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
1	8.20	7.18	6.40	5.76	5.21	
2	8.12	7.31	6.53	5.92	5.37	
3	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
4	8.21	7.22	6.53	5.84	5.24	
5	8.75	7.52	6.64	5.94	5.36	
6	7.26	6.58	5.97	5.42	4.91	
$RMLP_{p}^{0}$ [10^6 €]	62.37	46.43	37.70	32.60	29.54	
$RMLPT^{0}$ [10^6 €]						208.64

Tabela 7.87 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total, (Caso D6).						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
PNS_p [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
$RMLP_{p}^{0}$ [10^6 €]	62.37	46.43	37.70	32.60	29.54	
$Cexp_{p}^{0}$ [10^6 €]	24.44	19.92	17.24	15.53	14.39	
CI_{p}^{0} [10^6 €]	60.09	19.62	17.80	16.15	14.65	
$Ctotal_{p}^{0}$ [10^6 €]	84.52	39.55	35.03	31.67	29.03	
$Ctotal^{0}$ [10^6 €]						219.81
$RMLPT^{0}$ [10^6 €]						208.64
Rec [%]						94.92

7.3.2.1.2 – Análise dos resultados

Para efectuar uma análise dos resultados obtidos para os Casos D1 a D6 no ponto anterior construíram-se dois gráficos. O gráfico da figura 7.9 apresenta a evolução dos Custos Totais e da RMLPT do Caso D1 até ao Caso D6, e o gráfico da figura 7.10 ilustra a evolução da percentagem de Recuperação dos custos totais do Caso D1 até ao Caso D6.

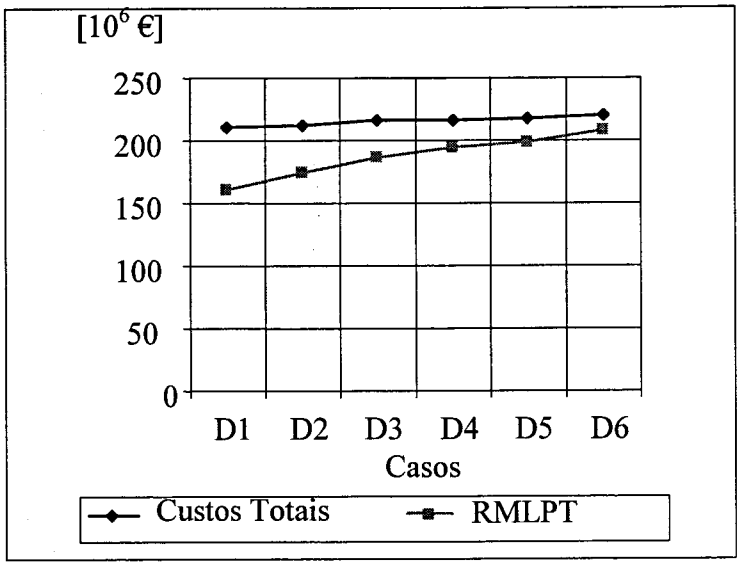


Figura 7.9 – Comparação entre a RMLPT e os Custos Totais para os Casos D1 a D6.

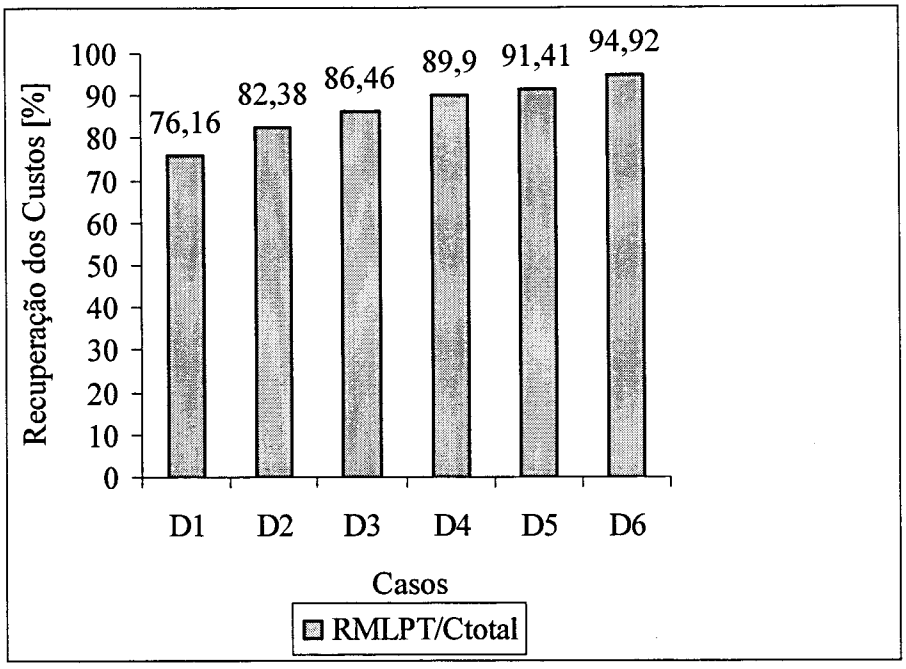


Figura 7.10 – Valores de Recuperação dos Custos para os casos de estudo D1 a D6.

Atendendo a que a imposição de limites de investimento nos diversos períodos do horizonte de planeamento é cada vez mais restritiva à medida que se efectuam os estudos do Caso D1 para o Caso D6, verifica-se que essas restrições têm como consequência uma maior dispersão dos investimentos ao longo do horizonte de planeamento, mantendo-se sempre para todos os casos o tipo e número de investimentos totais realizados. Esta maior dispersão traduz-se pela realização de mais investimentos nos períodos finais do horizonte de planeamento originando uma redução ligeira dos custos de investimento referidos ao ano inicial.

Apesar desta maior dispersão dos investimentos ao longo do horizonte de planeamento traduzida no ligeiro decréscimo dos custos de investimento, os custos totais crescem ligeiramente de 211.03 para 219.81 [10^6 €] devido ao aumento dos custos de exploração. A maior dispersão dos investimentos tem a vantagem de aumentar o valor da RMLPT, como se mostra no gráfico da figura 7.9. Como se pode verificar a RMLPT aproxima-se dos valores dos custos totais. Tal facto aumenta a percentagem de Recuperação dos custos como se mostra pelo gráfico da figura 7.10, passando de um valor de 76.16 [%] no Caso D1 para um valor de 94.92 [%] no Caso D6.

Quanto aos valores dos PMLP nodais verifica-se não haver grandes alterações com o aumento da dispersão dos investimentos do Caso D1 para o Caso D6.

Em termos de conclusão pode-se referir que existem vantagens ao efectuar uma dispersão mais elevada dos investimentos ao longo do horizonte de planeamento através da imposição de restrições de limite ao número de investimentos por período. Uma das vantagens consiste em evitar que grande parte dos investimentos fique concentrada num determinado período, usualmente o período inicial, e a outra está associada ao aumento da percentagem de Recuperação dos custos. De certo modo, estas restrições reflectem o que ocorre na realidade, porque uma concentração dos investimentos num determinado período exigirá um grande esforço financeiro por parte da empresa proprietária ou concessionária da rede que pode não ser financeiramente suportável. Por outro lado, em ambiente regulado a não existência de períodos em que os investimentos estejam especialmente concentrados reflecte-se necessariamente numa maior estabilidade dos valores das Tarifas por Uso das Redes. Assim, esta dispersão poderá ir também ao encontro de um objectivo importante da regulação tarifária a ser acautelado pelos órgãos reguladores.

7.3.2.2 – Aplicação ao caso real da Rede Nacional de Transporte (RNT) Portuguesa

A aplicação da MMLP ao caso real da rede de transporte de energia eléctrica do SE Português envolve a recolha, análise e organização de uma grande quantidade de informação. Como foi referido no ponto respeitante à Fase 1 do PERTEE "Análise dos dados e organização do problema" do ***Capítulo IV***, parte dessa informação pode estar periodicamente disponível em relatórios técnicos das empresas ou entidades relacionadas com o sector de transporte de energia eléctrica, como é o caso da REN S.A. em Portugal. Portanto, foi com base nos relatórios da REN S.A., [REN_2001] e [REN_2002] que se obteve muita informação necessária à aplicação da MMLP para o horizonte temporal de 2002 a 2007. Do relatório

[REN_2001] obtiveram-se muitas das alternativas de expansão e reforço da RNT, desclassificações de equipamentos e construção de novas centrais previstas ao longo deste horizonte de tempo. O relatório [REN_2002] permitiu obter as características do SE Português existente no ano de 2001, isto é, no ano anterior ao horizonte de planeamento a analisar. Estas características são apresentadas nas tabelas do ponto ***D.3.4*** do ***Anexo D.3*** e correspondem à identificação dos nós e respectivo valor da potência de carga, às linhas de transporte de energia eléctrica e subestações da RNT e ao sistema produtor (centrais termoeléctricas e hidroeléctricas).

Assim, numa fase inicial efectuou-se uma análise da informação disponível e, com base nessa análise, verificou-se qual a informação que não se encontrava disponível, passando-se então à obtenção de estimativas desses valores. Estas estimativas referem-se, por exemplo, aos custos dos equipamentos que constituem as alternativas de investimento. Efectuou-se então a organização de todos os dados pelos diferentes períodos anuais do horizonte de planeamento, estipulando-se um valor percentual de crescimento da potência de carga com base no referido em [REN_2001].

7.3.2.2.1 – Dados previstos para o horizonte de planeamento 2002 a 2007

A maior parte dos dados necessários à realização do estudo de planeamento foram retirados do relatório [REN_2001]. Outros dados em falta foram estimados conforme se refere a seguir.

a) Estimativa de alguns dados

A dificuldade em obter alguns dos dados, mais especificamente os custos de investimento de vários equipamentos da RNT, obrigou à obtenção de estimativas desses valores, que a seguir se apresentam.

a.1) Estimativa dos custos de investimento nas linhas de transporte

Os custos de investimento nas linhas de transporte são estimados em função do nível de tensão e da capacidade de transmissão, obtendo-se valores anuais expressos em milhões de euros por quilómetro de linha. As tabelas 7.88 e 7.89 apresentam esses custos. A tabela 7.88 apresenta os custos de investimento em novas linhas que poderão integrar o plano de expansão a seleccionar, sendo ainda indicados os seus limites térmicos de Verão e de Inverno.

Por outro lado, a tabela 7.89 apresenta o custo de investimento no reforço de linhas já existentes, consistindo este reforço no aumento da capacidade de transmissão de P para P_r.

Tabela 7.88 – Novas Linhas de Transporte de Energia Eléctrica – valores estimados dos custos de investimento.

Linha	$P_{Verão}$ [MVA]	$P_{Inverno}$ [MVA]	CI [10^6 €/km]
400 [kV]	1150	1386	0.14
"	1150	1480	0.15
220 [kV]	191	191	0.08
"	200	229	0.09
"	200	295	0.10
"	268	344	0.11
"	316	407	0.12
150 [kV]	104	104	0.03
"	114	114	0.03
"	90	130	0.04
"	104	130	0.04
"	104	151	0.05
"	138	176	0.07
"	183	234	0.08
"	216	277	0.09
"	208	306	0.10

Tabela 7.89 – Aumento da capacidade das Linhas de Transporte de Energia Eléctrica – valores estimados dos custos de investimento.

Linha	P [MVA] $\Rightarrow P_r$ [MVA]		CI [10^6 €/km]
220 [kV]	229	295	0.015
"	295	344	0.02
"	344	407	0.04
150 [kV]	151	176	0.005
"	151	234	0.006
"	133	277	0.007

Por sua vez, o custo do investimento em transformadores e autotransformadores de potência é estimado em função do nível de transformação e da potência nominal.

b) Novos nós da rede

A tabela 7.90 apresenta os novos nós a considerar durante o período de planeamento, 2002 a 2007. Estes novos nós são considerados atendendo ao aparecimento de novos centros de consumo com níveis de potência de carga tais que devem ser alimentados em AT e MAT, a construção de novos centros produtores, novas interligações com Espanha ou novos postos de seccionamento. São exemplos destas situações, zonas urbanas que começam a apresentar uma

maior industrialização e uma maior densidade populacional, como é o caso de Viseu, a construção de novos empreendimentos tais como redes ferroviárias e aeroportos, a construção de novos centros produtores tais como a Central Hidroeléctrica do Alqueva e a Central Termoeléctrica do Ribatejo, ou ainda a interligação a 400 [kV] com Espanha através da linha Alqueva-Balboa.

Tabela 7.90 – Novos Nós da RNT.

Identificação	V [kV]	Nº do nó k	Pc_k [MW]
Ano 2002			
Lavos 1	400	160	0.0
Lavos 2	60	161	79.4
Santarém 1	220	162	0.0
Santarém 2	60	163	53.6
Ródão	150	164	6.0
Ermidas	150	165	5.0
Monte da Pedra	150	166	5.0
Alqueva 1	400	167	0.0
Ribatejo	400	168	0.0
Porto de Lagos 1	150	169	0.0
Monte da Caparica 1	150	170	0.0
Penela 1	220	171	0.0
Balboa	400	172	0.0
Zêzere 3	220	173	0.0
Zêzere 4	60	174	0.0
Alto Mira 3	400	175	0.0
Estarreja1-Pereiros1	220	176	0.0
Carregado1-Carriche1	220	177	0.0
Rio Maior2-Trajouce1	220	178	0.0
Alto Mira1-Carriche1	220	179	0.0
Sabóia	150	180	0.0
Bouça1-Zêzere1	150	181	0.0
Palmela2-Monte da Pedra	150	182	0.0
Zêzere1-Sacavém2	150	183	0.0
Ferreira do Alentejo 3	400	185	0.0
Ano de 2003			
Vila Nova1-Riba d'Ave2	150	186	0.0
Ano de 2004			
Porto de Lagos 2	60	187	90.0
Anadia 1	400	188	0.0
Frades 1	150	189	0.0
Penela 2	60	190	0.0
Pedralva 1	400	191	0.0
Anadia 3	220	192	0.0
Pontinha	220	193	0.0
Carregado1-Fanhões2	220	194	0.0
Pedralva 2	150	195	0.0

Tabela 7.90 – Novos Nós da RNT.			
Identificação	V [kV]	Nº do nó k	Pc_k [MW]
Alto Rabagão1-Frades1	150	196	0.0
Frades1-Riba d'Ave2	150	197	0.0
Frades1-Caniçada1	150	198	0.0
Batalha 3	400	199	0.0
Ano de 2005			
Alqueva 2	60	200	47.59
Anadia 2	60	201	41.69
Castelo Branco 1	150	202	0.0
Castelo Branco 2	60	203	48.10
Monte da Caparica 2	60	204	108.55
Viseu 1	220	205	0.0
Viseu 2	60	206	69.88
Fundão	220	207	0.0
Batalha 4	60	208	0.0
Ano de 2006			
Frades 2	60	209	0.0
Vila Pouca de Aguiar 1	220	210	0.0
Vila Pouca de Aguiar 2	60	211	0.0
Carrapatelo 2	60	212	0.0
Fernão Ferro 3	400	213	0.0
Ourique1-Tunes1	150	214	0.0
Ano de 2007			
Macedo de Cavaleiros 1	220	215	0.0
Macedo de Cavaleiros 2	60	216	48.4
Espariz 1	220	217	0.0
Espariz 2	60	218	0.0
Fundão	220	207	5.0

c) Novas centrais de produção de energia eléctrica

As tabelas 7.91 e 7.92 apresentam respectivamente as características das centrais termoeléctricas e hidroeléctricas que se prevê construir durante o horizonte de planeamento 2002 a 2007.

Tabela 7.91 – Novas Centrais Termoeléctricas do SENV.								
Central	Combustível	Injecção de Potência na RNT Local	Nó	Cg [€/kWh]	$P_g^{máx}$ [MW]	Nº de Grupos	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
Ano de 2002								
Ribatejo	Ciclo Combinado a Gás Natural	Ribatejo	168	0.03282	392.0	1 x 392.0	1250.0	150.0
Ano de 2004								
Ribatejo	Ciclo Combinado a Gás Natural	Ribatejo	168	0.03282	392.0	1 x 392.0	1250.0	150.0
Ano de 2005								
Ribatejo	Ciclo Combinado a Gás Natural	Ribatejo	168	0.03282	784.0	1 x 392.0	1250.0	150.0

Tabela 7.91 – Novas Centrais Termoeléctricas do SENV.								
Central	Combustível	Injecção de Potência na RNT Local	Nó	Cg [€/kWh]	$P_g^{máx}$ [MW]	Nº de Grupos	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
Ano de 2006								
Ribatejo	Ciclo Combinado a Gás Natural	Ribatejo	168	0.03282	784.0	1 x 392.0	1250.0	150.0

Tabela 7.92 – Novas Centrais Hidroeléctricas do SEP.									
Central	Curso de Água	Tipo de Aproveitamento	Injecção de Potência na RNT Local	Nó	Cg [€/kWh]	$P_g^{máx}$ [MW]	Nº de Grupos	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
Ano 2002									
Alqueva	Guadiana	Albufeira	Alqueva 1	167	0.0001	236.0	2 x 118.0	1600.0	60.0
Ano 2004									
Venda Nova	Rabagão	Albufeira	Venda Nova	136	0.0001	178.0	2 x 89.0	1500.0	42.0

d) Alternativas de expansão da RNT

As alternativas de expansão da rede de transporte de energia eléctrica correspondem ao investimento em novas linhas ou cabos subterrâneos, ao investimento em novos transformadores de potência ou autotransformadores ou, ainda, ao reforço dos componentes existentes. Estas alternativas de expansão serão devidamente especificadas para os diversos locais da rede de transporte onde se pretende investir atendendo ao nível de tensão, considerando para esses locais diversas alternativas de investimento consistindo em componentes com diferentes capacidades de transmissão. Desta forma, o plano de expansão a seleccionar pela metaheurística *Simulated Annealing* para resolver o PERTEE integrará algumas dessas alternativas de expansão.

As tabelas 7.93 e 7.94 apresentam, respectivamente, as alternativas de expansão referentes às linhas de transporte e aos transformadores de potência. As alternativas de expansão encontram-se distribuídas pelos períodos anuais do horizonte de planeamento, tendo em atenção o aparecimento de novos nós da rede de transporte e a desclassificação de componentes, os quais serão previamente especificados. Por sua vez, as alternativas de expansão consideradas num determinado período anual ficarão disponíveis para serem seleccionadas nos períodos seguintes.

A tabela 7.93 inclui a seguinte informação: na primeira coluna consta o número de identificação "Nº" da alternativa de expansão, na segunda coluna indica-se se a alternativa de expansão que consiste num novo (n) investimento ou num reforço (r), "Ident." identifica a alternativa de expansão se existirem diferentes componentes no mesmo troço e "Tipo" identifica o componente e o respectivo nível de tensão ou relação de transformação. São ainda

indicados os valores da resistência e reactância em [pu], os limites térmicos de Verão e Inverno, o comprimento, o custo de investimento e os índices de fiabilidade correspondentes ao tempo de médio de funcionamento (MTTF) e tempo médio de reparação (MTTR). A tabela 7.94 inclui elementos similares relativos aos transformadores de potência exceptuando, como se compreende, o comprimento.

d.1) Linhas Eléctricas

A tabela 7.93 apresenta as características das alternativas de expansão correspondentes às linhas de transporte.

Tabela 7.93 – Alternativas de expansão associadas a Linhas da RNT.

Nº	n/r	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Ident.	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	L [km]	CI [10^6 €]	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
Ano 2002													
1	n	167	10	1	L 400 [kV]	0.0024	0.0261	1150.0	1480.0	125.0	11.778	16685.7	15.0
2	n	160	20	1	"	0.0016	0.0184	1150.0	1480.0	92.1	7.21	18290.4	15.0
3	n	23	160	1	"	0.0023	0.026	1150.0	1480.0	128.6	12.86	16527.1	15.0
4	n	15	175	1	"	0.0003	0.0034	1150.0	1480.0	18.6	3.3406	23295.4	15.0
5	n	185	172	1	"	0.0021	0.0217	1270.0	1270.0	104.5	10.45	17650.6	15.0
6	n	27	19	1	"	0.0005	0.0055	1150.0	1480.0	26.4	2.64	22638.0	15.0
7	n	14	27	1	"	0.0008	0.0085	1150.0	1480.0	40.7	4.07	21524.4	15.0
8	n	168	175	1	"	0.0009	0.009	1150.0	1480.0	49.0	4.9	20926.9	15.0
9	n	168	15	1	"	0.0006	0.0059	1150.0	1480.0	32.0	3.2	22188.5	15.0
10	n	168	8	1	"	0.001	0.0113	1150.0	1480.0	55.0	5.5	20515.2	15.0
11	n	168	20	1	"	0.0012	0.0137	1150.0	1480.0	67.0	0.4395	19738.6	15.0
12	n	20	175	1	"	0.0013	0.0144	1150.0	1480.0	71.3	7.13	19474.5	15.0
13	n	167	172	1	"	0.0021	0.0217	1270.0	1270.0	30.0	11.6179	22346.9	15.0
14	n	40	168	1	"	0.002	0.0219	1150.0	1480.0	107.0	10.7	17527.0	15.0
15	n	14	20	2	"	0.0016	0.0169	1150.0	1480.0	81.0	16.1157	18903.8	15.0
16	n	185	10	1	"	0.0011	0.0121	1150.0	1480.0	58.0	0.56033	20315.4	15.0
17	n	49	31	1	L 220 [kV]	0.0122	0.0662	268.0	344.0	74.1	15.313	19658.4	11.0
18	r	40	21	1	"	0.0063	0.0345	268.0	344.0	39.9	0.88924	23435.6	11.0
19	r	40	21	2	"	0.0078	0.0426	268.0	344.0	49.1	1.09444	22283.8	11.0
20	r	42	43	1	"	0.0045	0.0252	268.0	344.0	28.2	0.564	25084.5	11.0
21	n	42	43	2	"	0.0045	0.0252	268.0	344.0	28.2	3.102	25084.5	11.0
22	n	55	162	1	"	0.0029	0.0157	536.0	688.0	34.0	7.48	24239.1	11.0
23	r	34	16	1	"	0.0029	0.0159	268.0	344.0	18.4	0.368	26655.3	11.0
24	r	75	77	1	"	0.0117	0.0653	200.0	295.0	74.1	1.1115	19658.4	11.0
25	r	46	44	1	"	0.0063	0.0352	268.0	344.0	39.5	0.79	23488.4	11.0
26	n	55	36	1	"	0.0055	0.0297	268.0	344.0	33.9	3.729	24253.2	11.0
27	n	171	173	1	"	0.0046	0.0251	536.0	688.0	56.0	12.32	21491.7	11.0
28	n	31	171	1	"	0.0012	0.0067	536.0	688.0	15.0	3.3	27247.3	11.0
29	n	55	21	5	"	0.0035	0.0364	632.0	814.0	58.6	14.064	21207.6	11.0
30	n	83	72	2	"	0.0013	0.0087	316.0	407.0	10.4	1.248	28091.3	11.0
31	n	177	57	1	"	0.0014	0.0067	536.0	688.0	16.3	3.586	27017.9	11.0

Tabela 7.93 – Alternativas de expansão associadas a Linhas da RNT.

Nº	n/r	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Ident.	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	L [km]	CI [10^6 €]	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
32	n	178	16	1	"	0.0011	0.0126	632.0	814.0	18.4	4.416	26655.3	11.0
33	n	179	38	1	"	0.0014	0.0078	268.0	344.0	9.0	0.024291	28358.7	11.0
34	n	176	145	1	"	0.0004	0.0023	191.0	191.0	2.6	0.208	29648.7	11.0
35	n	162	173	1	"	0.0041	0.022	536.0	688.0	48.0	5.38125	22415.6	11.0
36	n	55	16	2	"	0.0042	0.0227	268.0	344.0	26.0	4.9675	25420.8	11.0
37	r	21	38	1	"	0.0126	0.07	268.0	344.0	79.4	0.21433	19179.4	11.0
38	r	46	66	2	"	0.0094	0.0544	268.0	344.0	61.8	1.18478	20868.1	11.0
39	r	46	79	2	"	0.0039	0.0397	268.0	344.0	56.4	1.08119	21447.5	11.0
40	n	66	70	1	"	0.0055	0.0304	268.0	344.0	35.0	0.67095	24099.0	11.0
41	r	48	51	1	"	0.0107	0.0557	268.0	344.0	68.0	1.9708	20240.3	11.0
42	n	82	72	1	"	0.0013	0.0087	316.0	407.0	10.4	1.216	28091.3	11.0
43	n	34	63	1	"	0.0007	0.0039	268.0	344.0	9.5	1.045	28262.6	11.0
44	r	65	46	1	"	0.012	0.0667	268.0	344.0	74.4	1.42625	19630.7	11.0
45	n	34	36	2	"	0.0022	0.0117	268.0	344.0	14.2	1.562	27390.4	11.0
46	n	55	21	4	"	0.0087	0.0473	200.0	295.0	54.7	5.47	21636.6	11.0
47	n	55	162	2	"	0.0041	0.022	536.0	688.0	49.0	10.78	22295.8	11.0
48	n	36	16	2	"	0.0016	0.009	200.0	295.0	10.2	1.02	28129.2	11.0
49	n	16	38	1	"	0.0011	0.0126	632.0	814.0	18.4	4.416	26655.3	11.0
50	n	79	83	1	"	0.0038	0.0397	632.0	814.0	66.0	7.08085	20438.6	11.0
51	n	16	38	2	"	0.0014	0.008	536.0	688.0	20.0	2.0734	26385.5	11.0
52	r	24	53	1	"	0.0033	0.0177	268.0	344.0	21.0	0.60858	26219.7	11.0
53	r	40	31	1	"	0.0106	0.0578	268.0	344.0	67.0	1.49343	20339.0	11.0
54	n	40	31	2	"	0.0106	0.0578	268.0	344.0	67.0	1.49343	20339.0	11.0
55	n	28	164	1	L 150 [kV]	0.0071	0.0386	183.0	234.0	21.0	1.99335	30501.4	10.0
56	r	120	125	1	"	0.0338	0.113	138.0	176.0	61.6	0.108	21001.2	10.0
57	n	112	170	1	"	0.0036	0.0121	208.0	306.0	13.0	1.3	33486.2	10.0
58	n	116	165	1	"	0.0139	0.0487	138.0	176.0	26.0	1.82	28891.8	10.0
59	n	120	122	2	"	0.0408	0.1404	138.0	176.0	73.8	5.166	19203.8	10.0
60	n	9	166	1	"	0.0215	0.072	104.0	151.0	39.3	1.965	25335.5	10.0
61	n	11	165	1	"	0.0179	0.061	138.0	176.0	32.4	2.268	27063.8	10.0
62	n	11	166	1	"	0.0267	0.0894	104.0	151.0	48.8	2.44	23288.0	10.0
63	n	58	128	2	"	0.0177	0.061	104.0	153.0	34.0	1.7	26642.3	10.0
64	n	169	125	1	"	0.0137	0.0444	138.0	176.0	25.0	1.75	29200.0	10.0
65	n	180	169	1	"	0.0219	0.0711	138.0	176.0	40.0	2.8	25172.4	10.0
66	n	11	169	1	"	0.0521	0.1688	138.0	176.0	95.0	6.65	16717.6	10.0
67	n	11	180	1	"	0.0274	0.0888	138.0	176.0	50.0	3.5	23052.6	10.0
68	n	153	136	1	"	0.0059	0.0403	216.0	277.0	22.4	2.016	30032.9	10.0
69	n	181	32	1	"	0.0391	0.1335	104.0	130.0	71.1	2.844	19574.5	10.0
70	n	182	147	1	"	0.0047	0.0157	104.0	151.0	8.5	0.425	35436.9	10.0
71	n	183	128	1	"	0.0067	0.023	90.0	131.0	9.0	0.36	35209.0	10.0
72	n	136	134	3	"	0.0014	0.0094	216.0	277.0	8.0	1.06583	35667.8	10.0
73	r	136	134	1	"	0.0055	0.0146	216.0	277.0	8.0	0.533	35667.8	10.0
74	n	9	118	1	"	0.0533	0.1812	138.0	176.0	96.7	0.93422	16545.8	10.0
75	r	11	125	1	"	0.0638	0.2065	138.0	176.0	116.2	0.4073	14801.3	10.0
76	r	11	125	2	"	0.0638	0.2065	138.0	176.0	116.2	0.4073	14801.3	10.0
77	n	105	134	2	"	0.0036	0.025	216.0	277.0	13.9	1.06583	33121.6	10.0
78	n	125	122	1	"	0.007	0.0358	366.0	468.0	41.2	3.7179	24897.7	10.0

Tabela 7.93 – Alternativas de expansão associadas a Linhas da RNT.

Nº	n/r	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Ident.	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*L* [km]	*CI* [10^6 €]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
79	n	10	169	1	"	0.0118	0.1329	432.0	554.0	90.0	16.3806	17244.1	10.0
80	r	6	9	1	"	0.0023	0.008	138.0	176.0	4.2	0.02029	37525.7	10.0
81	r	6	9	2	"	0.0023	0.0077	138.0	176.0	4.1	0.02029	37577.2	10.0
82	n	143	105	1	"	0.0169	0.0578	104.0	151.0	30.8	1.54	27498.7	10.0
83	r	105	110	1	"	0.008	0.0425	366.0	468.0	46.7	0.2802	23711.6	10.0
84	n	143	4	1	"	0.0053	0.018	104.0	151.0	9.6	0.48	34939.4	10.0
85	n	112	170	2	"	0.0036	0.0115	366.0	468.0	13.0	1.35655	33486.2	10.0
86	n	116	118	2	"	0.021	0.1117	183.0	234.0	65.0	5.6189	20467.3	10.0
87	n	150	105	1	"	0.096	0.057	104.0	151.0	7.5	0.375	35901.6	10.0
88	n	106	28	2	"	0.0294	0.0285	104.0	151.0	53.7	10.0	22356.1	10.0
89	n	120	11	2	"	0.0108	0.0547	234.0	235.0	63.4	5.0	20715.1	10.0
Ano de 2003													
90	n	186	108	1	L 150 [kV]	0.004	0.027	216.0	277.0	15.0	1.6401	32686.6	10.0
91	n	186	108	2	"	0.0061	0.0198	138.0	176.0	10.9	1.6401	34369.1	10.0
Ano de 2004													
92	n	1	191	1	L 400 [kV]	0.0007	0.0074	1150.0	1386.0	37.2	5.208	21786.7	15.0
93	n	188	199	1	"	0.0018	0.0208	1150.0	1480.0	100.0	15.0	17877.6	15.0
94	n	191	3	1	"	0.0004	0.0046	1150.0	1386.0	22.9	3.435	22928.3	15.0
95	n	23	188	1	"	0.0016	0.0186	1150.0	1480.0	89.6	13.44	18425.0	15.0
96	n	192	31	1	L 220 [kV]	0.0052	0.0286	268.0	344.0	33.0	3.63	24380.7	11.0
97	n	49	192	1	"	0.0074	0.0399	268.0	344.0	45.7	5.027	22696.1	11.0
98	n	16	193	1	"	0.0032	0.0179	200.0	295.0	20.4	2.04	26319.0	11.0
99	n	194	57	1	"	0.0014	0.0067	536.0	688.0	16.3	3.586	27017.9	11.0
100	n	176	192	1	"	0.0004	0.0023	191.0	191.0	2.6	2.0	29648.7	11.0
101	n	102	189	1	L 150 [kV]	0.0079	0.027	104.0	104.0	14.0	0.42	33081.6	10.0
102	n	189	4	1	"	0.0353	0.0934	91.0	133.0	50.5	2.02	22956.0	10.0
103	n	195	108	1	"	0.0077	0.0263	104.0	151.0	14.0	0.7	33081.6	10.0
104	n	195	110	1	"	0.0211	0.0722	104.0	151.0	37.5	1.725	25764.7	10.0
105	n	136	189	1	"	0.0008	0.0054	216.0	277.0	3.0	1.27	38153.3	10.0
106	n	136	189	2	"	0.0021	0.0056	91.0	133.0	3.0	1.12	38153.3	10.0
107	n	196	141	1	"	0.0205	0.0703	114.0	114.0	36.6	1.098	25984.8	10.0
108	n	197	108	1	"	0.004	0.027	216.0	277.0	15.0	1.35	32686.6	10.0
109	n	197	108	2	"	0.0061	0.0198	138.0	176.0	10.9	0.763	34369.1	10.0
110	n	153	189	1	"	0.0051	0.0349	216.0	277.0	19.4	1.746	31055.0	10.0
111	n	198	195	1	"	0.0029	0.0198	216.0	277.0	11.0	0.99	34326.0	10.0
112	n	105	195	1	"	0.008	0.0274	138.0	176.0	15.0	1.18035	32686.6	10.0
113	n	189	105	1	"	0.0156	0.0537	138.0	176.0	27.9	1.0	28323.8	10.0
114	n	189	196	1	"	0.0205	0.0703	114.0	114.0	20.0	0.6	30845.1	10.0
115	n	102	196	1	"	0.0205	0.0703	114.0	114.0	5.0	0.15	37118.6	10.0
Ano de 2005													
116	n	68	207	1	L 220 [kV]	0.0036	0.0194	293.0	377.0	22.0	2.16255	26055.9	11.0
117	n	79	205	1	"	0.0037	0.0383	632.0	814.0	62.0	11.17285	20847.2	11.0
118	n	205	192	1	"	0.0034	0.0358	632.0	814.0	58.0	11.17285	21272.5	11.0
119	n	28	202	1	L 150 [kV]	0.0139	0.0754	183.0	234.0	20.0	6.9745	30845.1	10.0
Ano de 2006													
120	n	213	8	1	L 400 [kV]	0.0005	0.0056	1150.0	1480.0	25.0	5.09935	22753.2	15.0
121	n	168	213	1	"	0.0015	0.0165	1150.0	1480.0	79.0	11.85	19018.7	15.0

Tabela 7.93 – Alternativas de expansão associadas a Linhas da RNT.													
Nº	n/r	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Ident.	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*L* [km]	*CI* [10^6 €]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
122	n	210	79	1	L 220 [kV]	0.0036	0.0197	536.0	688.0	45.0	2.90475	22782.8	11.0
123	n	214	169	1	L 150 [kV]	0.0032	0.0323	432.0	554.0	25.0	3.90085	29200.0	10.0
Ano de 2007													
124	n	217	171	1	L 220 [kV]	0.0063	0.0332	268.0	344.0	40.0	3.8102	23422.5	11.0
125	n	75	215	1	"	0.0056	0.0308	268.0	344.0	35.0	6.4253	24099.0	11.0

d.2) Transformadores de potência

A tabela 7.94 apresenta as características dos transformadores de potência ou autotransformadores.

Tabela 7.94 – Alternativas de expansão referentes a Transformadores de Potência.											
Nº	n/r	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Ident.	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]	*CI* [10^6 €]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
Ano 2002											
126	n	160	161	1	Transf. 400/60 [kV]	0.002	0.09535	170.0	10.867	438000.0	768.0
127	n	162	163	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00698	0.24889	63.0	3.103	438000.0	768.0
128	n	175	35	1	Transf. 400/60 [kV]	0.002	0.09535	170.0	3.2184	438000.0	768.0
129	n	175	34	1	AutoTransf. 400/220 [kV]	0.00042	0.02611	450.0	5.8235	438000.0	768.0
130	n	185	116	1	AutoTransf. 400/150 [kV]	0.00088	0.04788	250.0	6.2574	438000.0	768.0
131	n	57	59	2	Transf. 220/60 [kV]	0.00206	0.06965	170.0	3.1648	438000.0	768.0
132	n	173	106	1	AutoTransf. 220/150 [kV]	0.00167	0.049	120.0	2.5901	438000.0	768.0
133	n	173	174	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00206	0.06965	170.0	5.38275	438000.0	768.0
134	n	106	107	4	Transf. 150/60 [kV]	0.00294	0.08235	170.0	5.38275	438000.0	768.0
135	n	8	9	3	AutoTransf. 400/150 [kV]	0.00044	0.0284	450.0	5.2041	438000.0	768.0
136	n	70	71	4	Transf. 220/60 [kV]	0.00278	0.09135	126.0	1.1288	438000.0	768.0
137	n	38	39	4	Transf. 220/60 [kV]	0.00206	0.06965	170.0	2.061	438000.0	768.0
138	r	38	39	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00206	0.06965	170.0	1.0305	438000.0	768.0
139	n	28	29	2	Transf. 150/60 [kV]	0.00698	0.15032	63.0	1.0022	438000.0	768.0
140	r	125	126	2	Transf. 150/60 [kV]	0.00294	0.09516	126.0	1.6849	438000.0	768.0
141	r	125	126	3	Transf. 150/60 [kV]	0.00294	0.09516	126.0	1.6849	438000.0	768.0
142	r	116	117	2	Transf. 150/60 [kV]	0.00698	0.15032	63.0	0.3349	438000.0	768.0
143	n	162	163	2	Transf. 220/60 [kV]	0.00278	0.09135	126.0	4.2133	438000.0	768.0
144	n	63	64	2	Transf. 220/60 [kV]	0.00206	0.06965	170.0	2.061	438000.0	768.0
145	r	6	7	3	Transf. 150/60 [kV]	0.00294	0.09452	126.0	1.6849	438000.0	768.0
146	n	108	109	3	Transf. 150/60 [kV]	0.00294	0.09452	126.0	2.3073	438000.0	768.0
147	n	122	123	3	Transf. 150/60 [kV]	0.00698	0.15032	63.0	0.8399	438000.0	768.0
148	n	27	28	2	AutoTransf. 400/150 [kV]	0.00088	0.04788	250.0	4.5343	438000.0	768.0
149	n	68	69	2	Transf. 220/60 [kV]	0.00698	0.29524	63.0	1.9863	438000.0	768.0
150	n	72	73	3	Transf. 220/60 [kV]	0.00278	0.09135	126.0	4.1246	438000.0	768.0
151	n	31	33	3	AutoTransf. 220/150 [kV]	0.00167	0.0504	126.0	2.5901	438000.0	768.0
152	n	143	144	2	Transf. 150/60 [kV]	0.00294	0.09452	126.0	3.3463	438000.0	768.0
153	n	110	111	3	Transf. 150/60 [kV]	0.00294	0.09452	126.0	2.4655	438000.0	768.0
154	r	145	146	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00206	0.06965	170.0	2.061	438000.0	768.0
155	n	3	5	3	Transf. 400/60 [kV]	0.002	0.09535	170.0	10.867	438000.0	768.0

Tabela 7.94 – Alternativas de expansão referentes a Transformadores de Potência.

Nº	n/r	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Ident.	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]	*CI* [10^6 €]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
156	r	6	7	2	Transf. 150/60 [kV]	0.00294	0.09452	126.0	1.6849	438000.0	768.0
157	r	51	52	3	Transf. 220/60 [kV]	0.00294	0.09452	126.0	1.6849	438000.0	768.0
158	r	130	131	3	Transf. 150/60 [kV]	0.00222	0.10151	126.0	1.6849	438000.0	768.0
159	r	130	131	2	Transf. 150/60 [kV]	0.00222	0.10151	126.0	1.6849	438000.0	768.0
160	r	36	37	2	Transf. 220/60 [kV]	0.00171	0.06965	170.0	2.1100	438000.0	768.0
161	r	36	37	3	Transf. 220/60 [kV]	0.00171	0.06965	170.0	2.1100	438000.0	768.0
162	r	6	7	1	Transf. 150/60 [kV]	0.00508	0.19	63.0	1.5000	438000.0	768.0
163	r	66	67	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00222	0.10151	126.0	1.6849	438000.0	768.0
164	r	66	67	2	Transf. 220/60 [kV]	0.00222	0.10151	126.0	1.6849	438000.0	768.0
Ano de 2004											
165	n	171	190	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00278	0.09135	126.0	6.1522	438000.0	768.0
166	n	169	187	1	Transf. 150/60 [kV]	0.00294	0.08235	170.0	9.2306	438000.0	768.0
167	n	188	192	1	AutoTransf. 400/220 [kV]	0.0004	0.02611	450.0	10.9229	438000.0	768.0
168	n	191	195	1	AutoTransf. 400/150 [kV]	0.00061	0.04458	360.0	12.1431	438000.0	768.0
Ano de 2005											
169	n	167	200	1	Transf. 400/60 [kV]	0.02	0.09535	170.0	3.817	438000.0	768.0
170	n	188	201	1	Transf. 400/60 [kV]	0.02	0.09535	170.0	5.2	438000.0	768.0
171	n	199	208	1	Transf. 400/60 [kV]	0.02	0.09535	170.0	6.7628	438000.0	768.0
172	n	205	206	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00278	0.09135	126.0	4.7904	438000.0	768.0
173	n	202	203	1	Transf. 150/60 [kV]	0.002937	0.09516	126.0	1.0022	438000.0	768.0
174	n	170	204	1	Transf. 150/60 [kV]	0.00088	0.08235	170.0	0.7288	438000.0	768.0
Ano de 2006											
175	n	213	112	1	AutoTransf. 400/150 [kV]	0.00044	0.0284	450.0	5.0	438000.0	768.0
176	n	210	211	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00278	0.09135	126.0	6.1522	438000.0	768.0
177	n	48	212	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00278	0.09135	126.0	4.6373	438000.0	768.0
178	n	189	209	1	Transf. 150/60 [kV]	0.002937	0.09516	126.0	9.3054	438000.0	768.0
Ano de 2007											
179	n	217	218	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00278	0.09135	126.0	7.2136	438000.0	768.0
180	n	215	216	1	Transf. 220/60 [kV]	0.00278	0.09135	126.0	4.1246	438000.0	768.0

Nota: Para todos os equipamentos referentes a possíveis expansões da RNT será adicionado o valor de 2 milhões de euros ao respectivo custo de investimento de modo a considerar o custo de painéis de ligação e outros acessórios.

e) Desclassificação de equipamentos

Neste ponto apresentam-se as desclassificações dos componentes do sistema ao longo do horizonte de planeamento, correspondendo à desclassificação de nós, centros produtores, linhas, transformadores de potência e autotransformadores.

e.1) Desclassificação de Nós da RNT

Tabela 7.95 – Desclassificação de Nós da RNT.		
Identificação	Nº do Nó	Pc_k [MW]
Ano 2002		
Pego-Cedillo	26	0.0
Carregado1-Alto Mira1	100	0.0
Ano 2004		
Fanhões2-Alto Mira1	101	0.0
Alto Rabagão-Caniçada	152	0.0
Caniçada-Vila Fria1	154	0.0
Carregado1-Carriche1	177	0.0
Rio Maior2-Trajouce1	178	0.0
Vila Nova1-Riba de Ave2	186	0.0
Ano 2007		
Bouça1-Zêzere1	181	0.0

e.2) Desclassificação de centros produtores

Tabela 7.96 – Desclassificação de Centrais Termoeléctricas do SENV.					
Central	Combustível	Injecção de Potência na RNT Local	Nó	Nº de Grupos	$Pg^{máx}$ [MW]
Ano 2003					
Alto Mira	Gasóleo	Alto Mira 2	35	6 x 22.0	100.0
Tapada do Outeiro	Fuel	Ermesinde 2	131	1 x 46.9	47.0
Ano 2004					
Tunes	Gasóleo	Tunes 1	125	2 x 16.0	32.0

e.3) Desclassificação de linhas eléctricas

Tabela 7.97 – Desclassificação de Linhas da RNT.								
Nº	Ramo nó *i*	nó *j*	Ident.	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)
Ano 2002								
1	14	26	1	L 400 [kV]	0.0006	0.00615	790.0	1020.0
2	26	19	1	"	0.0006	0.00615	790.0	1020.0
3	20	15	1	"	0.001	0.011	1150.0	1386.0
4	8	20	1	"	0.0016	0.0183	1150.0	1386.0
5	26	27	1	"	0.00001	0.00001	450.0	450.0
6	34	38	1	L 220 [kV]	0.0014	0.0078	200.0	295.0
7	55	21	1	"	0.0061	0.0309	200.0	295.0
8	55	100	1	"	0.0035	0.0166	268.0	344.0
9	100	34	1	"	0.0035	0.0166	268.0	344.0
10	100	36	1	"	0.0004	0.0025	268.0	344.0
12	116	11	1	L 150 [kV]	0.0322	0.1097	104.0	151.0

Tabela 7.97 – Desclassificação de Linhas da RNT.								
Nº	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Ident.	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)
Ano 2003								
1	15	175	1	L 400 [kV]	0.0003	0.0034	1150.0	1480.0
2	167	10	1	"	0.0024	0.0261	1150.0	1480.0
3	105	134	1	L 150 [kV]	0.0095	0.0251	104.0	133.0
4	136	134	1	"	0.0055	0.0146	104.0	133.0
Ano 2004								
1	1	3	1	L 400 [kV]	0.0011	0.0123	1150.0	1386.0
2	1	3	2	"	0.0011	0.0123	1150.0	1386.0
3	23	20	1	"	0.0039	0.0444	1150.0	1386.0
4	23	20	2	"	0.004	0.0464	1150.0	1386.0
5	168	8	1	"	0.001	0.0113	1150.0	1480.0
6	168	20	1	"	0.0012	0.0137	1150.0	1480.0
7	55	36	1	L 220 [kV]	0.0055	0.0297	268.0	344.0
8	55	21	3	"	0.0061	0.0309	200.0	295.0
9	55	162	1	"	0.0029	0.0157	536.0	688.0
10	34	101	1	"	0.00145	0.00765	268.0	344.0
11	101	16	1	"	0.00145	0.00765	268.0	344.0
12	49	31	1	"	0.0122	0.0662	268.0	344.0
13	176	145	1	"	0.0004	0.0023	191.0	191.0
14	178	16	1	"	0.0011	0.0126	632.0	814.0
15	101	36	1	"	0.0004	0.0022	268.0	344.0
16	177	57	1	"	0.0014	0.0067	536.0	688.0
17	106	128	1	L 150 [kV]	0.0512	0.1647	104.0	130.0
18	159	127	1	"	0.0092	0.0307	104.0	151.0
19	58	106	1	"	0.0613	0.2047	104.0	130.0
20	102	152	1	"	0.0095	0.03265	104.0	104.0
21	152	105	1	"	0.0095	0.03265	104.0	104.0
22	105	108	1	"	0.0147	0.0469	104.0	151.0
23	105	154	1	"	0.01385	0.044	104.0	151.0
24	120	125	1	"	0.0338	0.113	138.0	176.0
25	4	136	1	"	0.0365	0.0978	91.0	133.0
26	152	141	1	"	0.0205	0.0703	114.0	114.0
27	153	136	1	"	0.0059	0.0403	216.0	277.0
28	186	108	1	"	0.004	0.027	216.0	277.0
29	186	108	2	"	0.0061	0.0198	138.0	176.0
30	153	143	1	"	0.002	0.0067	104.0	130.0
31	154	150	1	"	0.004	0.0137	104.0	151.0
32	154	110	1	"	0.01385	0.044	104.0	151.0
Ano de 2007								
1	181	32	1	L 150 [kV]	0.0391	0.1335	104.0	130.0

e.4) Desclassificação de Transformadores

Tabela 7.98 – Desclassificação de Transformadores.

Nº	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Ident.	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]
Ano 2002							
1	34	35	2	Transf. 220/60 [kV]	0.00333	0.08525	120.0
2	34	35	3	Transf. 220/60 [kV]	0.00333	0.08475	120.0
3	130	131	1	Transf. 150/60 [kV]	0.009	0.2222	50.0
4	58	60	2	Transf. 150/60 [kV]	0.01289	0.20422	45.0
5	106	107	1	Transf. 150/60 [kV]	0.00587	0.16111	63.0
6	106	107	2	Transf. 150/60 [kV]	0.00603	0.16063	63.0
Ano 2003							
1	58	59	1	Transf. 150/60 [kV]	0.00698	0.15683	63.0
2	106	107	3	Transf. 150/60 [kV]	0.00857	0.1527	63.0
Ano 2005							
1	125	126	4	Transf. 150/60 [kV]	0.004762	0.15159	63.0
Ano 2006							
1	70	71	2	Transf. 220/60 [kV]	0.00556	0.17651	63.0
2	8	9	3	Transf. 400/150 [kV]	0.00044	0.0284	450.0
Ano 2007							
1	31	32	1	AutoTransf. 220/150 [kV]	0.00167	0.04917	120.0

7.3.2.2.2 – Resultados obtidos

Após a organização de todos os dados relativos ao planeamento da expansão e reforço da RNT para o horizonte de planeamento entre 2002 a 2007, aplicou-se a MMLP descrita no *Capítulo V*, obtendo-se os resultados apresentados nas tabelas 7.100 a 7.102.

A tabela 7.99 apresenta a previsão da variação da potência de carga seleccionada para cada um dos períodos anuais do horizonte de planeamento.

Tabela 7.99 – Previsão de variação da potência de carga.

Período anual	Variação da potência de carga/período [%]
2002	3.5
2003	3.5
2004	3.5
2005	3.5
2006	3.5
2007	3.5

Foram também especificados os seguintes limites de investimento:

- Limite máximo de 36 obras por período anual;
- Construção no máximo de 2 obras idênticas por troço da rede.

O Plano de Expansão mais adequado seleccionado pela metaheurística *Simulated Annealing* para a expansão e reforço da RNT para o horizonte de planeamento de 2002 até 2007 é apresentado na tabela 7.100. Nesta tabela, para cada período anual do horizonte de planeamento, identificam-se as obras que deverão entrar em funcionamento. Essa identificação corresponde ao número identificativo apresentado na primeira coluna das tabelas 7.93 e 7.94.

Na tabela 7.101 apresentam-se as potências activas produzidas e as potências de carga obtidas para os problemas de despacho em cada período anual do horizonte de planeamento salientando-se que o valor da PNS em cada período anual é nulo.

Na tabela 7.102 apresentam-se os valores dos preços, custos e remunerações referidos ao período inicial. São apresentados para cada um dos períodos anuais do horizonte de planeamento os PMLP nodais, $PMLP_k$, as RMLP nodais, $RMLP_k$, a RMLP, $RMLP_p$, os custos de exploração, $Cexp_p$, os custos de investimento, CI_p, e os custos totais, $Ctotal_p$. Por último, apresentam-se os custos totais, *Ctotal*, a RMLP total, *RMLPT* e a percentagem de recuperação dos custos, *Rec*, para todo o horizonte de planeamento. Todos os custos, preços e remunerações são referidos ao ano inicial através da utilização de uma taxa de actualização de 10.0 [%]. Os PMLP nodais foram obtidos utilizando um incremento $\Delta Pc_k = 1$ [MW].

Tabela 7.100 – Obras do Plano de Expansão seleccionado.

Períodos	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Identificação das Obras que entram em serviço.	1	8	3	112	122	124
	2	9	35	116	123	125
	5	16	72	117	132	179
	6	21	77	119	175	180
	11	45	82	130	176	
	12	64	2 x 87	134	177	
	13	65	92	140	178	
	20	77	93	141		
	22	88	94	169		
	27	90	95	170		
	31	127	97	171		
	32		98	172		
	33		99	173		
	34		100	174		
	41		103			
	49		104			
	55		105			
	61		107			
	62		108			
	66		110			
	67		111			
	69		112			
	70		114			
	71		115			
	85		165			
	88		166			
	89					
	126					
	2 x 127					
	128					
	129					
	132					
	133					
	134					
	136					
Nº Total de Obras	**36**	**11**	**27**	**14**	**7**	**4**

Tabela 7.101 – Potências de Carga e de Produção do Despacho da RNT com o Plano de Expansão seleccionado para 2002 a 2007.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
1	1.22	599	1.22	599	1.55	599	1.55	599	1.55	599	1.55	599
2	0	71.1	0	71.1	0	71.1	0	71.1	0	71.1	0	71.1
3	1.85	0	1.87	0	1.6	0	1.62	0	1.65	0	1.68	0
4	1.01	0	1.05	0	2.29	0	2.02	0	2.02	0	2.07	0
5	325.52	0	336.93	0	348.74	0	360.97	0	373.63	0	386.73	0
6	0.36	0	0.38	0	0.41	0	0.44	0	0.47	0	0.51	0
7	201.02	0	208.07	0	215.36	0	222.91	0	230.72	0	238.81	0
8	8.08	946	7.5	946	5.67	946	3.51	946	2.48	858.5	2.51	911.83
9	5.03	0	5.21	0	4.49	0	5.35	0	5.75	0	5.57	0
10	3.12	900	2.66	900	2.21	900	1.14	900	1.05	900	0.98	900
11	11.24	300	8.43	300	14.7	300	14.43	300	15.4	300	16.39	300
12	67.21	0	69.56	0	72	0	74.52	0	77.13	0	79.83	0
13	2.49	0	2.58	0	2.66	0	2.77	0	2.88	0	3.01	0
14	1.85	500	1.85	500	1.85	500	1.85	500	1.85	500	1.85	500
15	5.93	0	5.37	0	4.57	0	3.42	0	3.32	0	3.04	0
16	1.58	0	1.5	0	2.62	0	2.41	0	2.67	0	2.9	0
17	0.03	0	0.04	0	0.03	0	0.1	0	0.17	0	0.2	0
18	128.41	0	132.91	0	137.56	0	142.38	0	147.37	0	152.53	0
19	351.17	0	363.47	0	376.21	0	389.39	0	403.03	0	417.15	0
20	6.55	0	3.43	0	2.78	0	2.17	0	2.22	0	2.61	0
21	3.03	0	1.66	0	1.93	0	2.32	0	2.85	0	3.62	0
22	134.68	0	139.4	0	144.28	0	149.34	0	154.57	0	159.98	0
23	1.5	0	1.01	0	1.13	0	0.36	0	0.14	0	0.09	0
24	1.59	0	1.63	0	1.33	0	1.33	0	1.39	0	1.44	0
25	73.25	0	75.82	0	78.47	0	81.22	0	84.07	0	87.01	0
26	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
27	0.7	0	0.75	0	0.8	0	0.85	0	0.91	0	0.97	0

Tabela 7.101 – Potências de Carga e de Produção do Despacho da RNT com o Plano de Expansão seleccionado para 2002 a 2007.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
28	4.24	0	3.22	0	3.61	0	5.6	0	6.2	0	6.86	0
29	23.73	0	24.56	0	25.42	0	26.31	0	27.23	0	28.18	0
30	1	342	0.99	342	1	342	0.98	342	0.97	342	0.96	342
31	2.09	0	1.81	0	1.92	0	1.6	0	1.57	0	1.68	0
32	0.36	0	0.18	0	0.79	0	0.44	0	0.16	0	0.01	0
33	220.83	0	228.57	0	236.59	0	244.89	0	253.47	0	262.36	0
34	0.53	0	0.57	0	0.98	0	1.05	0	1.12	0	1.23	0
35	463.29	0	479.53	0	496.36	0	513.76	0	531.77	0	550.4	0
36	0.82	0	0.84	0	1.32	0	1.45	0	1.53	0	1.77	0
37	315.05	0	326.09	0	337.52	0	349.35	0	361.6	0	374.27	0
38	1.23	0	1.06	0	1.37	0	1.16	0	1.21	0	1.48	0
39	300.52	0	311.05	0	321.95	0	333.23	0	344.91	0	357	0
40	0.99	0	1.19	0	1.35	0	2.13	0	2.81	0	3.81	0
41	250.78	0	259.56	0	268.66	0	278.08	0	287.82	0	297.91	0
42	4.04	230	3.09	230	3.2	230	3.19	230	3.22	230	3	230
43	296.9	0	306.32	0	317.08	0	328.22	0	339.75	0	351.69	0
44	29.73	0	30.77	0	31.85	0	32.97	0	34.12	0	35.32	0
45	0.03	179	0.03	179	0.03	179	0.03	179	0.03	179	0.03	179
46	8.47	0	8	0	8.83	0	7.77	0	7.24	0	5.96	0
47	70.79	0	73.27	0	75.84	0	78.5	0	81.25	0	84.1	0
48	5.81	198	5.52	198	6.6	198	5.63	198	5.29	198	4.62	198
49	1.22	0	1.31	0	1.42	0	1.52	0	1.63	0	1.75	0
50	286.01	0	296.03	0	306.41	0	317.15	0	328.26	0	339.77	0
51	5.19	0	4.82	0	6.08	0	5.09	0	4.69	0	4.01	0
52	199.98	0	206.99	0	214.24	0	221.75	0	229.52	0	237.56	0
53	0.12	132	0.12	132	0.12	132	0.13	132	0.14	132	0.15	132
54	91.8	0	95.01	0	98.34	0	101.79	0	105.36	0	109.05	0
55	1.98	7.31	0.66	267.76	1.2	110.26	0.95	329.56	1.28	396.67	1.69	697.55

Tabela 7.101 – Potências de Carga e de Produção do Despacho da RNT com o Plano de Expansão seleccionado para 2002 a 2007.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
56	274.62	0	284.25	0	294.21	0	304.52	0	315.19	0	326.24	0
57	0.16	0	0.19	0	0.6	0	0.34	0	0.36	0	0.25	0
58	1.22	0	0.83	0	0.93	0	0.69	0	0.62	0	0.64	0
59	103.06	0	106.68	0	110.42	0	114.29	0	118.29	0	122.44	0
60	117.1	0	121.21	0	125.45	0	129.85	0	134.4	0	139.11	0
61	1.35	0	1.39	0	1.44	0	1.49	0	1.54	0	1.6	0
62	1.35	0	1.39	0	1.44	0	1.49	0	1.54	0	1.6	0
63	0.21	0	0.22	0	0.24	0	0.26	0	0.27	0	0.29	0
64	136.78	0	141.58	0	146.54	0	151.68	0	156.99	0	162.49	0
65	3.84	192	3.79	192	3.84	192	3.75	192	3.71	192	3.38	192
66	5.79	0	5.39	0	6.36	0	5.37	0	4.93	0	4.1	0
67	110.94	4.9	114.83	4.9	118.86	4.9	123.03	4.9	127.34	4.9	131.81	4.9
68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	1.31	0	1.13	0	1.4	0	1.07	0	1.04	0	0.89	0
71	219.7	0	227.4	0	235.36	0	243.61	0	252.25	0	261.09	0
72	0.24	0	0.26	0	0.25	0	0.27	0	0.29	0	0.31	0
73	105.63	0	109.33	0	113.16	0	117.13	0	121.23	0	125.47	0
74	0.65	353	0.65	353	0.65	353	0.65	353	0.65	353	0.65	353
75	0.76	0	0.74	0	0.61	0	0.63	0	0.61	0	0.57	0
76	9.11	0	9.43	0	9.76	0	10.1	0	10.46	0	10.82	0
77	1.88	230	1.86	230	1.69	230	1.71	230	1.68	230	1.32	230
78	0.01	22.8	0.01	22.8	0.01	22.8	0.01	22.8	0.01	22.8	0.01	22.8
79	2.69	0	2.69	0	2.34	0	2.22	0	2.21	0	1.94	0
80	97.04	0	100.44	0	103.96	0	107.6	0	111.37	0	115.27	0
81	0.3	0	0.32	0	0.34	0	0.36	0	0.39	0	0.42	0
82	351.04	113	363.34	113	376.07	113	389.24	113	402.88	113	417	113
83	1.56	0	1.65	0	1.47	0	1.53	0	1.64	0	1.73	0

Tabela 7.101 – Potências de Carga e de Produção do Despacho da RNT com o Plano de Expansão seleccionado para 2002 a 2007.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
84	0.1	0	0.11	0	0.02	0	0.01	0	0.02	0	0.02	0
85	436.33	0	451.62	0	467.45	0	483.84	0	500.8	0	518.36	0
86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
87	0.1	176	0.1	176	0.1	176	0.1	176	0.1	176	0.1	176
88	0.15	0	0.15	0	0.15	0	0.15	0	0.15	0	0.15	0
89	0.32	1000	0.32	1000	0.32	1000	0.31	1000	0.31	1000	0.31	1000
90	0.66	0	0.64	0	0.65	0	0.63	0	0.62	0	0.61	0
91	0.19	0	0.13	0	0.19	0	0.1	0	0.07	0	0.08	0
92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
94	0.77	0	0.68	0	0.83	0	0.64	0	0.55	0	0.39	0
95	0.76	0	0.68	0	0.82	0	0.64	0	0.55	0	0.39	0
96	0.24	0	0.2	0	0.28	0	0.21	0	0.22	0	0.31	0
97	0.26	0	0.16	0	0.15	0	0.09	0	0.12	0	0.2	0
98	0.26	0	0.26	0	0.25	0	0.25	0	0.25	0	0.25	0
99	0.51	0	0.53	0	0.69	0	0.74	0	0.78	0	0.83	0
100	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
101	0.33	0	0.3	0	--	--	--	--	--	--	--	--
102	0.18	65	0.18	65	0.39	65	0.39	65	0.39	65	0.39	65
103	1.23	42	1.23	42	1.23	42	1.23	42	1.23	42	1.23	42
104	0.28	103	0.28	103	0.28	103	0.28	103	0.28	103	0.28	103
105	1.69	59	1.39	59	4.61	59	3.96	59	4.02	59	4.1	59
106	5.94	151	5.05	151	5.79	151	7.31	151	7.57	151	8.25	151
107	156.57	0	162.14	0	167.83	0	173.5	0	179.58	0	185.87	0
108	1	0	1.08	0	0.96	0	1.1	0	1.19	0	1.29	0
109	160.57	0	166.2	0	172.02	0	178.05	0	184.29	0	190.74	0
110	1.04	0	1.09	0	1.35	0	1.25	0	1.32	0	1.41	0
111	149.17	19.4	154.4	19.4	159.81	19.4	165.41	19.4	171.21	19.4	177.21	19.4

Tabela 7.101 – Potências de Carga e de Produção do Despacho da RNT com o Plano de Expansão seleccionado para 2002 a 2007.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
112	1.01	0	1.1	0	1.19	0	2.3	0	3	0	2.69	0
113	305.62	53.1	316.33	53.1	327.42	53.1	338.9	53.1	350.9	12.81	363.07	53.1
114	2.48	0	2.57	0	2.66	0	2.75	0	2.85	0	2.95	0
115	19.03	0	19.71	0	20.42	0	21.47	0	22.41	0	23.07	0
116	1.26	0	1.44	0	1.44	0	1.36	0	1.44	0	1.47	0
117	64.76	0	67.03	0	69.38	0	71.81	0	74.33	0	76.93	0
118	1.46	0	1.51	0	1.68	0	1.52	0	1.61	0	1.69	0
119	127.51	0	131.98	0	136.61	0	141.4	0	146.36	0	151.49	0
120	7.38	0	5.5	0	4.05	0	1.78	0	1.91	0	2.05	0
121	0.16	127	0.16	127	0.16	127	0.16	127	0.16	127	0.16	127
122	1.15	0	1.23	0	1.32	0	1.41	0	1.51	0	1.62	0
123	105.64	0	109.34	0	113.17	0	117.13	0	121.23	0	125.48	0
124	19.27	0	19.95	0	20.65	0	21.37	0	22.12	0	22.89	0
125	9.52	0	5.58	0	9.35	0	9.9	0	10.59	0	11.36	0
126	324.49	0	335.87	0	347.64	0	359.71	0	372.32	0	385.38	0
127	2.54	0	2.67	0	2.66	0	2.75	0	2.85	0	2.95	0
128	3.67	0	3.62	0	3.18	0	2.96	0	2.49	0	2.68	0
129	51.69	0	53.51	0	55.38	0	57.32	0	59.33	0	61.41	0
130	0.49	0	0.53	0	1	0	1.11	0	1.18	0	1.29	0
131	195.8	0	202.66	0	209.76	0	217.11	0	224.72	0	232.6	0
132	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
133	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
134	0.71	40	0.4	40	0.88	40	0.91	40	0.92	40	0.93	40
135	0.13	55	0.13	55	0.13	55	0.13	55	0.13	55	0.13	55
136	0.63	133	0.61	133	0.33	311	0.34	311	0.34	311	0.34	311
137	0.06	0	0.07	0	0.07	0	0.08	0	0.09	0	0.09	0
138	64.43	0	66.69	0	69.02	0	71.44	0	73.94	0	76.53	0
139	0.01	0	0.01	0	0.01	0	0.01	0	0.01	0	0.01	0

Tabela 7.101 – Potências de Carga e de Produção do Despacho da RNT com o Plano de Expansão seleccionado para 2002 a 2007.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
140	23.71	39	24.54	39	25.4	39	26.28	39	27.2	39	28.15	39
141	0.11	0	0.12	0	0.13	0	0.14	0	0.15	0	0.16	0
142	29.73	0	30.78	0	31.85	0	32.97	0	34.13	0	35.32	0
143	0.14	0	0.15	0	0.64	0	0.69	0	0.74	0	0.79	0
144	77.4	0	80.11	0	82.92	0	85.83	0	88.84	0	91.95	0
145	0.21	0	0.22	0	0.24	0	0.26	0	0.28	0	0.3	0
146	115.07	0	119.1	0	123.28	0	127.6	0	132.08	0	136.71	0
147	2.48	0	2.57	0	2.66	0	2.75	0	2.85	0	2.95	0
148	2.48	0	2.57	0	2.66	0	2.75	0	2.85	0	2.95	0
149	14.8	0	15.32	0	15.86	0	16.41	0	16.99	0	17.58	0
150	0.26	119	0.26	119	0.87	119	0.87	119	0.87	119	0.87	119
151	2.48	0	2.57	0	2.66	0	2.75	0	2.85	0	2.95	0
152	0.32	0	0.32	0	--	--	--	--	--	--	--	--
153	0.22	0	0.22	0	1.12	0	0.94	0	0.87	0	0.81	0
154	0.94	0	0.96	0	--	--	--	--	--	--	--	--
155	0.37	0	0.36	0	0.36	0	0.36	0	0.36	0	0.35	0
156	1.33	0	1.34	0	1.54	0	0.24	0	0.26	0	0.33	0
157	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
158	0.02	0	0.02	0	0	0	0	0	0.01	0	0.01	0
159	0.2	0	0.37	0	0.67	0	1.05	0	0.93	0	1.1	0
160	0.11	0	0.12	0	1.46	0	0.37	0	0.14	0	0.24	0
161	79.46	0	82.25	0	85.13	0	88.11	0	91.2	0	94.39	0
162	0.14	0	0.1	0	0.12	0	0.53	0	1.08	0	2.11	0
163	53.7	0	55.53	0	57.48	0	59.49	0	61.57	0	63.73	0
164	6	0	6.21	0	6.43	0	6.65	0	6.89	0	7.13	0
165	5	0	5.18	0	5.36	0	5.55	0	5.74	0	5.94	0
166	5	0	5.18	0	5.36	0	5.55	0	5.74	0	5.94	0
167	0.66	236	0.58	236	0.58	236	0.58	236	0.59	236	0.6	236

Tabela 7.101 – Potências de Carga e de Produção do Despacho da RNT com o Plano de Expansão seleccionado para 2002 a 2007.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
168	0.83	392	0.62	392	1.36	784	2.82	1176	4.74	1568	5.04	1568
169	0	0	2.24	0	5.16	0	5.53	0	5.92	0	6.35	0
170	0	0	0	0	0	0	0.25	0	0.26	0	0.28	0
171	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
172	0	0	1.15	0	1.15	0	0.73	0	0.72	0	0.7	0
173	0	0	0	0	0	0	0.23	0	0.5	0	1.12	0
174	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
175	2.58	0	1.58	0	2.36	0	3.06	0	4.28	0	5.04	0
176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
177	0	0	0	0	--	--	--	--	--	--	--	--
178	0	0	0	0	--	--	--	--	--	--	--	--
179	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
180	0	0	0.94	0	2.94	0	3.16	0	3.37	0	3.63	0
181	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	--	--
182	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
183	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
185	0	0	0.87	0	0.87	0	0.53	0	0.54	0	0.54	0
186			0	0	--	--	--	--	--	--	--	--
187					90.12	0	93.28	0	96.55	0	99.93	0
188					0	0	0.18	0	0.19	0	0.21	0
189					0.51	0	0.47	0	0.45	0	0.43	0
190					0	0	0	0	0	0	0	0
191					2.43	0	2.43	0	2.43	0	2.43	0
192					0	0	0	0	0	0	0	0
193					0	0	0	0	0	0	0	0
194					0	0	0	0	0	0	0	0
195					1.83	0	1.84	0	1.92	0	2	0
196					0.59	0	0.59	0	0.59	0	0.59	0

Tabela 7.101 – Potências de Carga e de Produção do Despacho da RNT com o Plano de Expansão seleccionado para 2002 a 2007.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
197					0	0	0	0	0	0	0	0
198					0	0	0	0	0	0	0	0
199					0	0	0	0	0	0	0	0
200							47.81	0	49.49	0	51.23	0
201							41.86	0	43.33	0	44.85	0
202							0.19	0	0.2	0	0.22	0
203							48.13	0	49.82	0	51.56	0
204							108.6	0	112.4	0	116.34	0
205							0.16	0	0.17	0	0.18	0
206							69.95	0	72.4	0	74.94	0
207							0	0	0	0	5	0
208							0	0	0	0	0	0
209									0	0	0	0
210									0	0	0	0
211									0	0	0	0
212									0	0	0	0
213									0	0	0	0
214									0	0	0	0
215											0.1	0
216											48.43	0
217											0	0
218											0	0

Tabela 7.102 – PMLP nodais, RMLP nodais e totais, custos de exploração, custos de investimento, custos totais e recuperação dos custos totais.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
1	0.0366	-191.69	0.0339	-177.54	0.0296	-154.76	0.0275	-143.97	0.024	-125.37	0.0233	-121.98
2	0.0366	-22.8	0.0339	-21.13	0.0295	-18.39	0.0275	-17.15	0.024	-14.92	0.0233	-14.52
3	0.0369	0.6	0.0341	0.56	0.03	0.42	0.0279	0.4	0.0243	0.35	0.0237	0.35
4	0.0368	0.32	0.0341	0.31	0.0299	0.6	0.0278	0.49	0.0242	0.43	0.0236	0.43
5	0.0371	105.78	0.0344	101.49	0.0302	92.21	0.0281	88.94	0.0245	80.07	0.0238	80.68
6	0.0374	0.12	0.0342	0.12	0.0306	0.11	0.028	0.11	0.0246	0.1	0.0368	0.16
7	0.0376	66.18	0.0343	62.61	0.0308	58.02	0.0282	54.98	0.0247	49.93	0.037	77.32
8	0.0371	-304.78	0.034	-279.59	0.0305	-250.92	0.0279	-230.04	0.0222	-166.46	0.0202	-160.56
9	0.0373	1.64	0.0341	1.56	0.0305	1.2	0.0279	1.31	0.0245	1.24	0.0367	1.79
10	0.0366	-287.28	0.0336	-263.99	0.0301	-236.72	0.0276	-217.2	0.0221	-174.42	0.0213	-167.8
11	0.0365	-92.28	0.0334	-85.42	0.0301	-75.23	0.0276	-69.09	0.0224	-55.73	0.0228	-56.72
12	0.0366	21.53	0.0335	20.43	0.0301	19.01	0.0277	18.06	0.0224	15.13	0.0229	15.99
13	0.0382	0.83	0.0355	0.8	0.0315	0.73	0.0292	0.71	0.0257	0.65	0.025	0.66
14	0.0372	-162.42	0.0343	-149.81	0.0306	-133.54	0.0281	-122.59	0.024	-104.87	0.023	-100.37
15	0.0382	1.98	0.0349	1.64	0.0312	1.25	0.0284	0.85	0.0224	0.65	0.0222	0.59
16	0.0385	0.53	0.0351	0.46	0.0315	0.72	0.0286	0.61	0.0261	0.61	0.0234	0.6
17	0.039	0.01	0.0356	0.01	0.0318	0.01	0.0289	0.03	0.026	0.04	0.0274	0.05
18	0.0383	43.08	0.035	40.71	0.0312	37.65	0.0284	35.45	0.0224	28.94	0.0222	29.71
19	0.0423	130.1	0.0384	122.24	0.0345	113.71	0.0322	109.75	0.0287	101.42	0.0291	106.4
20	0.0378	2.17	0.0348	1.05	0.031	0.76	0.0285	0.54	0.0244	0.48	0.0234	0.53
21	0.0379	1.01	0.035	0.51	0.0312	0.53	0.0286	0.58	0.0248	0.62	0.0236	0.75
22	0.0381	44.93	0.0351	42.91	0.0313	39.57	0.0287	37.55	0.0249	33.72	0.0237	33.26
23	0.037	0.49	0.0342	0.3	0.0301	0.3	0.028	0.09	0.0243	0.03	0.0237	0.02
24	0.0368	0.51	0.0341	0.49	0.03	0.35	0.028	0.33	0.0244	0.3	0.0238	0.3
25	0.0369	23.7	0.0342	22.73	0.0301	20.69	0.0281	19.99	0.0245	18.06	0.0239	18.21
26	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
27	0.0421	0.26	0.0383	0.25	0.0344	0.24	0.0321	0.24	0.0286	0.23	0.029	0.25
28	0.042	1.56	0.0381	1.07	0.0343	1.08	0.0319	1.57	0.0285	1.55	0.0288	1.73

Tabela 7.102 – PMLP nodais, RMLP nodais e totais, custos de exploração, custos de investimento, custos totais e recuperação dos custos totais.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
29	0.0422	8.76	0.0383	8.23	0.0344	7.65	0.0321	7.39	0.0286	6.83	0.029	7.16
30	0.0379	-113.14	0.0352	-105.05	0.0312	-93.33	0.029	-86.63	0.0255	-76.04	0.0247	-73.94
31	0.0384	0.7	0.0357	0.57	0.0317	0.53	0.0294	0.41	0.0258	0.36	0.0251	0.37
32	0.0385	0.12	0.0358	0.06	0.0317	0.22	0.0294	0.11	0.0259	0.04	0.026	0
33	0.0387	74.83	0.036	72.02	0.0319	66.14	0.0296	63.57	0.026	57.8	0.0253	58.22
34	0.0386	0.18	0.0353	0.18	0.0315	0.27	0.0287	0.26	0.0256	0.25	0.0234	0.25
35	0.0387	157.22	0.0354	148.6	0.0316	137.48	0.0288	129.69	0.025	116.45	0.0234	112.61
36	0.0388	0.28	0.0353	0.26	0.0317	0.37	0.0289	0.37	0.0259	0.35	0.0236	0.37
37	0.039	107.53	0.0356	101.61	0.0319	94.19	0.029	88.81	0.026	82.45	0.0237	77.85
38	0.0388	0.42	0.0354	0.33	0.0317	0.38	0.0288	0.29	0.0262	0.28	0.0236	0.31
39	0.0389	102.5	0.0356	96.97	0.0318	89.76	0.029	84.65	0.0263	79.55	0.0238	74.32
40	0.0386	0.33	0.0356	0.37	0.0317	0.38	0.0293	0.55	0.0255	0.63	0.0246	0.82
41	0.0388	85.29	0.0358	81.48	0.0319	75.1	0.0295	71.93	0.0256	64.6	0.0247	64.35
42	0.035	-69.34	0.0326	-64.77	0.0288	-57.23	0.027	-53.63	0.0236	-46.94	0.0232	-46.11
43	0.036	93.5	0.033	88.6	0.0292	81.01	0.0274	78.73	0.024	71.4	0.0236	72.64
44	0.0362	9.43	0.0336	9.06	0.0298	8.31	0.0279	8.05	0.0244	7.28	0.0239	7.39
45	0.036	-56.5	0.0335	-52.53	0.0297	-46.49	0.0277	-43.49	0.0243	-38.04	0.0238	-37.24
46	0.0361	2.68	0.0335	2.35	0.0297	2.3	0.0278	1.89	0.0243	1.54	0.0238	1.24
47	0.0363	22.52	0.0337	21.62	0.0298	19.81	0.0279	19.21	0.0244	17.38	0.0239	17.62
48	0.0366	-61.56	0.0339	-57.2	0.0299	-50.14	0.028	-47.15	0.0244	-41.2	0.0238	-40.33
49	0.0371	0.4	0.0344	0.39	0.0303	0.38	0.0284	0.38	0.0248	0.35	0.0241	0.37
50	0.0372	93.32	0.0345	89.58	0.0305	81.84	0.0285	79.21	0.0249	71.57	0.0243	72.21
51	0.0385	1.75	0.0358	1.51	0.0317	1.69	0.0295	1.32	0.0258	1.06	0.0253	0.89
52	0.0386	67.69	0.0359	65.18	0.0319	59.78	0.0297	57.64	0.026	52.22	0.0254	52.84
53	0.0366	-42.29	0.0339	-39.19	0.0299	-34.58	0.0279	-32.27	0.0244	-28.19	0.0238	-27.46
54	0.0368	29.57	0.0341	28.37	0.0301	25.89	0.0281	25.05	0.0245	22.62	0.0239	22.85
55	0.0388	-1.81	0.0352	-82.39	0.032	-30.53	0.029	-83.4	0.0263	-90.96	0.0239	-145.47
56	0.039	93.9	0.0354	88.17	0.0321	82.85	0.0291	77.69	0.0264	72.93	0.024	68.62

Tabela 7.102 – PMLP nodais, RMLP nodais e totais, custos de exploração, custos de investimento, custos totais e recuperação dos custos totais.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
57	0.0387	0.05	0.0353	0.06	0.0317	0.17	0.0288	0.09	0.0263	0.08	0.0236	0.05
58	0.0393	0.42	0.0359	0.26	0.032	0.26	0.0292	0.18	0.0261	0.14	0.0294	0.16
59	0.039	35.21	0.0354	33.09	0.0318	30.76	0.0289	28.94	0.0264	27.31	0.0237	25.47
60	0.0395	40.53	0.036	38.28	0.0322	35.41	0.0294	33.41	0.0263	30.93	0.0296	36.04
61	0.0388	0.46	0.0352	0.43	0.032	0.4	0.029	0.38	0.0263	0.36	0.0239	0.33
62	0.0376	0.44	0.0344	0.42	0.0308	0.39	0.0281	0.37	0.0245	0.33	0.0359	0.5
63	0.0388	0.07	0.0354	0.07	0.0317	0.07	0.0289	0.06	0.0259	0.06	0.0236	0.06
64	0.039	46.74	0.0356	44.11	0.0319	40.91	0.0291	38.61	0.026	35.81	0.0238	33.86
65	0.0345	-56.92	0.0321	-52.89	0.0284	-46.76	0.0266	-43.83	0.0233	-38.35	0.0229	-37.78
66	0.0375	1.9	0.0349	1.65	0.0309	1.72	0.0288	1.36	0.0252	1.09	0.0247	0.89
67	0.0378	35.12	0.0352	33.86	0.0311	31.06	0.0291	30.07	0.0255	27.31	0.0249	27.71
68	0.0375	0	0.0349	0	0.0309	0	0.0288	0	0.0253	0	0.0247	0
69	0.0376	0	0.0349	0	0.0309	0	0.0288	0	0.0253	0	0.0247	0
70	0.0381	0.44	0.0354	0.35	0.0314	0.38	0.0293	0.27	0.0257	0.23	0.025	0.2
71	0.0383	73.7	0.0356	70.94	0.0316	65.1	0.0294	62.84	0.0258	57.12	0.0252	57.72
72	0.037	0.08	0.0343	0.08	0.0302	0.07	0.0282	0.07	0.0245	0.06	0.0239	0.07
73	0.0371	34.31	0.0344	32.96	0.0302	29.98	0.0282	28.98	0.0246	26.15	0.024	26.38
74	0.0343	-105.81	0.0319	-98.35	0.0282	-87.01	0.0264	-81.44	0.0231	-71.29	0.0227	-70.07
75	0.0349	0.23	0.0323	0.21	0.0286	0.15	0.0268	0.15	0.0234	0.13	0.023	0.12
76	0.0349	2.79	0.0324	2.67	0.0286	2.45	0.0268	2.37	0.0234	2.15	0.0231	2.19
77	0.0356	-71.23	0.0331	-66.15	0.0292	-58.42	0.0273	-54.67	0.0239	-47.76	0.0233	-46.74
78	0.036	-7.19	0.0334	-6.68	0.0296	-5.9	0.0277	-5.52	0.0242	-4.83	0.0237	-4.73
79	0.0362	0.85	0.0336	0.79	0.0296	0.61	0.0278	0.54	0.0242	0.47	0.0236	0.4
80	0.0364	30.92	0.0337	29.68	0.0297	27.04	0.0278	26.24	0.0243	23.73	0.0237	23.95
81	0.0367	0.1	0.034	0.1	0.03	0.09	0.0279	0.09	0.0244	0.08	0.0238	0.09
82	0.0368	76.74	0.0341	74.82	0.0301	69.27	0.028	67.86	0.0245	62.1	0.0238	63.46
83	0.037	0.5	0.0343	0.5	0.0301	0.39	0.0282	0.38	0.0245	0.35	0.0239	0.36
84	0.0371	0.03	0.0343	0.03	0.0302	0	0.0282	0	0.0246	0	0.0239	0

Tabela 7.102 – PMLP nodais, RMLP nodais e totais, custos de exploração, custos de investimento, custos totais e recuperação dos custos totais.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
85	0.0371	141.95	0.0344	136.25	0.0303	124.05	0.0283	120.1	0.0247	108.42	0.0241	109.28
86	0.0376	0	0.0344	0	0.0308	0	0.0281	0	0.0245	0	0.0358	0
87	0.0362	-55.76	0.0336	-51.75	0.0296	-45.63	0.0277	-42.71	0.0242	-37.28	0.0236	-36.36
88	0.0361	0.05	0.0335	0.04	0.0296	0.04	0.0277	0.04	0.0242	0.03	0.0236	0.03
89	0.0367	-321.31	0.034	-297.33	0.0299	-261.88	0.0279	-244.43	0.0243	-213.01	0.0237	-207.7
90	0.0382	0.22	0.0355	0.2	0.0315	0.18	0.0292	0.16	0.0257	0.14	0.025	0.13
91	0.0382	0.06	0.0355	0.04	0.0315	0.05	0.0293	0.02	0.0257	0.02	0.025	0.02
92	0.0376	0	0.0349	0	0.0309	0	0.0288	0	0.0252	0	0.0247	0
93	0.0376	0	0.0349	0	0.0309	0	0.0288	0	0.0252	0	0.0247	0
94	0.0378	0.25	0.0352	0.21	0.0312	0.23	0.029	0.16	0.0255	0.12	0.0249	0.09
95	0.0378	0.25	0.0352	0.21	0.0312	0.23	0.029	0.16	0.0255	0.12	0.0249	0.09
96	0.0386	0.08	0.0359	0.06	0.0319	0.08	0.0296	0.05	0.026	0.05	0.0253	0.07
97	0.0387	0.09	0.0359	0.05	0.0319	0.04	0.0295	0.02	0.0258	0.03	0.025	0.04
98	0.0366	0.08	0.034	0.08	0.0299	0.07	0.0279	0.06	0.0243	0.05	0.0237	0.05
99	0.0366	0.16	0.034	0.16	0.0299	0.18	0.0279	0.18	0.0243	0.17	0.0237	0.17
100	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
101	0.0387	0.11	0.0353	0.09	--	--	--	--	--	--	--	--
102	0.0359	-20.4	0.0333	-18.93	0.0278	-15.74	0.026	-14.7	0.0226	-12.79	0.022	-12.48
103	0.0383	-13.68	0.0353	-12.62	0.0317	-11.34	0.0292	-10.44	0.0261	-9.31	0.0262	-9.37
104	0.0379	-34.11	0.0349	-31.45	0.0314	-28.28	0.0289	-26.03	0.0258	-23.19	0.026	-23.37
105	0.0365	-18.34	0.0339	-17.11	0.0291	-13.86	0.0272	-13.14	0.0237	-11.44	0.0231	-11.12
106	0.0393	-49.97	0.0363	-46.41	0.0326	-41.48	0.03	-37.81	0.0267	-33.59	0.027	-33.7
107	0.0396	54.32	0.0366	52.03	0.0329	48.41	0.0302	45.85	0.0269	42.24	0.0271	44.06
108	0.0375	0.33	0.0348	0.33	0.0305	0.26	0.0283	0.27	0.0246	0.26	0.024	0.27
109	0.0376	52.86	0.0349	50.8	0.0306	46.05	0.0284	44.26	0.0247	39.93	0.0241	40.32
110	0.0372	0.34	0.0346	0.33	0.0305	0.36	0.0283	0.31	0.0247	0.29	0.0241	0.3
111	0.0374	42.52	0.0348	41.1	0.0306	37.64	0.0285	36.4	0.0248	32.97	0.0242	33.44
112	0.0378	0.33	0.0346	0.33	0.031	0.32	0.0286	0.58	0.0251	0.66	0.0375	0.88

Tabela 7.102 – PMLP nodais, RMLP nodais e totais, custos de exploração, custos de investimento, custos totais e recuperação dos custos totais.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
113	0.038	84.09	0.0348	80.14	0.0311	74.77	0.0287	71.87	0.0253	74.82	0.0377	102.49
114	0.0378	0.82	0.0346	0.78	0.031	0.72	0.0286	0.69	0.0251	0.63	0.0375	0.97
115	0.0376	6.27	0.0344	5.94	0.0308	5.51	0.0283	5.33	0.0248	4.87	0.0371	7.5
116	0.0394	0.43	0.036	0.46	0.0322	0.41	0.0277	0.33	0.0226	0.29	0.0241	0.31
117	0.0396	22.47	0.0362	21.26	0.0324	19.67	0.0278	17.51	0.0227	14.78	0.0242	16.34
118	0.0396	0.51	0.0363	0.48	0.0325	0.48	0.0288	0.38	0.0244	0.34	0.0315	0.47
119	0.0399	44.61	0.0365	42.23	0.0327	39.19	0.029	35.88	0.0245	31.45	0.0318	42.18
120	0.0379	2.45	0.0346	1.67	0.0308	1.09	0.0279	0.44	0.0227	0.38	0.0235	0.42
121	0.0417	-46.29	0.0378	-41.99	0.034	-37.73	0.0317	-35.19	0.0283	-31.4	0.0287	-31.84
122	0.0395	0.4	0.0361	0.39	0.0322	0.37	0.0292	0.36	0.0238	0.31	0.0246	0.35
123	0.0396	36.61	0.0362	34.66	0.0323	32.06	0.0293	30.06	0.0238	25.3	0.0247	27.1
124	0.0381	6.42	0.0348	6.07	0.031	5.61	0.0281	5.25	0.0228	4.42	0.0236	4.72
125	0.0411	3.43	0.0364	1.78	0.0344	2.82	0.0317	2.75	0.0258	2.39	0.0265	2.63
126	0.0413	117.52	0.0366	107.79	0.0347	105.67	0.0319	100.42	0.026	84.65	0.0267	90.04
127	0.0386	0.86	0.0356	0.83	0.0314	0.73	0.0288	0.69	0.0255	0.64	0.0335	0.87
128	0.0385	1.24	0.0353	1.12	0.0314	0.88	0.0287	0.74	0.0255	0.55	0.0335	0.79
129	0.0386	17.49	0.0355	16.62	0.0315	15.27	0.0288	14.48	0.0255	13.28	0.0337	18.1
130	0.0371	0.16	0.0344	0.16	0.0303	0.26	0.0283	0.28	0.0247	0.26	0.024	0.27
131	0.0373	63.94	0.0346	61.38	0.0304	55.92	0.0284	54.05	0.0247	48.72	0.0241	49.12
132	0.0368	0	0.0341	0	0.0299	0	0.0278	0	0.0242	0	0.0236	0
133	0.0368	0	0.0341	0	0.0299	0	0.0278	0	0.0242	0	0.0236	0
134	0.0358	-12.34	0.0335	-11.63	0.0288	-9.87	0.027	-9.24	0.0235	-8.06	0.0229	-7.84
135	0.0358	-17.23	0.0332	-15.97	0.0293	-14.08	0.0274	-13.18	0.0239	-11.5	0.0234	-11.24
136	0.0355	-41.17	0.0333	-38.6	0.0287	-78.12	0.0269	-73.13	0.0234	-63.69	0.0228	-62.1
137	0.0387	0.02	0.0359	0.02	0.0319	0.02	0.0296	0.02	0.0258	0.02	0.025	0.02
138	0.0388	21.91	0.036	21.06	0.032	19.35	0.0296	18.54	0.0259	16.76	0.025	16.78
139	0.0419	0	0.038	0	0.0341	0	0.0319	0	0.0284	0	0.0288	0
140	0.0418	-5.6	0.038	-4.81	0.0341	-4.06	0.0318	-3.54	0.0284	-2.94	0.0288	-2.73

Tabela 7.102 – PMLP nodais, RMLP nodais e totais, custos de exploração, custos de investimento, custos totais e recuperação dos custos totais.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
141	0.0367	0.04	0.0341	0.04	0.0288	0.03	0.027	0.03	0.0235	0.03	0.0229	0.03
142	0.0368	9.6	0.0342	9.23	0.0289	8.06	0.0271	7.82	0.0236	7.05	0.023	7.12
143	0.037	0.05	0.0343	0.05	0.0299	0.17	0.028	0.17	0.0244	0.16	0.0238	0.17
144	0.0372	25.2	0.0345	24.19	0.0301	21.83	0.0282	21.17	0.0245	19.08	0.0239	19.29
145	0.0387	0.07	0.036	0.07	0.0319	0.07	0.0296	0.07	0.026	0.06	0.0254	0.07
146	0.0389	39.23	0.0362	37.78	0.0321	34.64	0.0299	33.37	0.0262	30.34	0.0256	30.61
147	0.0376	0.82	0.0345	0.78	0.0308	0.72	0.0281	0.68	0.0245	0.61	0.0359	0.93
148	0.0376	0.82	0.0349	0.79	0.0309	0.72	0.0288	0.7	0.0252	0.63	0.0247	0.64
149	0.0371	4.81	0.0344	4.61	0.0303	4.21	0.0283	4.07	0.0246	3.66	0.024	3.69
150	0.036	-37.45	0.0335	-34.85	0.0282	-29.23	0.0265	-27.4	0.023	-23.82	0.0224	-23.22
151	0.0378	0.82	0.0352	0.79	0.0312	0.73	0.029	0.7	0.0255	0.64	0.0249	0.64
152	0.0363	0.1	0.0337	0.1	--	--	--	--	--	--	--	--
153	0.0369	0.07	0.0342	0.07	0.0291	0.29	0.0273	0.23	0.0237	0.18	0.0231	0.16
154	0.0363	0.3	0.0338	0.28	--	--	--	--	--	--	--	--
155	0.0419	0.13	0.038	0.12	0.0342	0.11	0.0319	0.1	0.0285	0.09	0.0288	0.09
156	0.0376	0.44	0.0344	0.4	0.0308	0.41	0.0281	0.06	0.0245	0.06	0.0359	0.1
157	0.0378	0	0.0346	0	0.031	0	0.0286	0	0.0251	0	0.0375	0
158	0.0371	0.01	0.0344	0.01	0.0303	0	0.0283	0	0.0246	0	0.024	0
159	0.0388	0.07	0.0357	0.12	0.032	0.19	0.0293	0.27	0.0261	0.21	0.0303	0.29
160	0.0379	0.04	0.0349	0.04	0.0307	0.39	0.0283	0.09	0.0244	0.03	0.0235	0.05
161	0.038	26.45	0.0351	25.26	0.0308	22.93	0.0284	21.95	0.0245	19.58	0.0236	19.51
162	0.0389	0.05	0.0353	0.03	0.0322	0.03	0.0293	0.14	0.0265	0.25	0.0248	0.46
163	0.0392	18.46	0.0355	17.25	0.0323	16.27	0.0294	15.33	0.0267	14.37	0.0249	13.9
164	0.042	2.21	0.0381	2.08	0.0343	1.93	0.032	1.86	0.0285	1.72	0.0289	1.8
165	0.0366	1.6	0.0335	1.52	0.0301	1.41	0.0276	1.34	0.0224	1.13	0.0229	1.19
166	0.0366	1.6	0.0335	1.52	0.0302	1.42	0.0277	1.35	0.0224	1.13	0.0229	1.19
167	0.0362	-74.55	0.0327	-67.36	0.0293	-60.49	0.0272	-56.02	0.0219	-45.14	0.0215	-44.38
168	0.0374	-128.26	0.0349	-119.54	0.0311	-213.14	0.0282	-290.29	0.0228	-311.72	0.0222	-304.31

Tabela 7.102 – PMLP nodais, RMLP nodais e totais, custos de exploração, custos de investimento, custos totais e recuperação dos custos totais.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
169	0.0365	0	0.0353	0.69	0.0333	1.51	0.0306	1.49	0.0249	1.29	0.0256	1.43
170	0.0378	0	0.0346	0	0.031	0	0.0288	0.06	0.0253	0.06	0.0378	0.09
171	0.0393	0	0.0363	0	0.0323	0	0.0296	0	0.0267	0	0.026	0
172	0.0362	0	0.033	0.33	0.0297	0.3	0.0274	0.18	0.0221	0.14	0.0217	0.13
173	0.0393	0	0.0363	0	0.0323	0	0.0296	0.06	0.0267	0.12	0.026	0.26
174	0.0393	0	0.0363	0	0.0323	0	0.0296	0	0.0267	0	0.026	0
175	0.0384	0.87	0.0351	0.49	0.0313	0.65	0.0286	0.77	0.024	0.9	0.0229	1.01
176	0.0387	0	0.036	0	0.0303	0	0.0284	0	0.0248	0	0.0241	0
177	0.0387	0	0.0353	0	--	--	--	--	--	--	--	--
178	0.0385	0	0.0351	0	--	--	--	--	--	--	--	--
179	0.0388	0	0.0354	0	0.0317	0	0.0288	0	0.0262	0	0.0236	0
180	0.0365	0	0.0345	0.28	0.0319	0.82	0.0293	0.81	0.0237	0.7	0.0244	0.77
181	0.0386	0	0.0358	0	0.0317	0	0.0294	0	0.0259	0	--	--
182	0.0376	0	0.0345	0	0.0308	0	0.0281	0	0.0245	0	0.0359	0
183	0.0385	0	0.0353	0	0.0314	0	0.0287	0	0.0255	0	0.0335	0
185	0.0362	0	0.0334	0.25	0.0299	0.23	0.0276	0.13	0.0222	0.1	0.0218	0.1
186			0.0348	0	--	--	--	--	--	--	--	--
187					0.0336	26.49	0.0308	25.19	0.0251	21.24	0.0257	22.51
188					0.0301	0	0.028	0.04	0.0244	0.04	0.0237	0.04
189					0.0287	0.13	0.0269	0.11	0.0234	0.09	0.0228	0.09
190					0.0323	0	0.0296	0	0.0267	0	0.026	0
191					0.0298	0.63	0.0278	0.59	0.0242	0.51	0.0235	0.5
192					0.0303	0	0.0284	0	0.0248	0	0.0241	0
193					0.0315	0	0.0286	0	0.0261	0	0.0234	0
194					0.0317	0	0.0288	0	0.0263	0	0.0237	0
195					0.0299	0.48	0.0276	0.45	0.0241	0.41	0.0235	0.41
196					0.0284	0.15	0.0266	0.14	0.0232	0.12	0.0226	0.12
197					0.0305	0	0.0283	0	0.0246	0	0.024	0

Tabela 7.102 – PMLP nodais, RMLP nodais e totais, custos de exploração, custos de investimento, custos totais e recuperação dos custos totais.

	2002		2003		2004		2005		2006		2007	
Nó k	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]	$PMLP_k$ [€/kWh]	$RMLP_k$ [10^6 €]
198					0.0299	0	0.0276	0	0.0241	0	0.0235	0
199					0.0301	0	0.028	0	0.0244	0	0.0237	0
200							0.0277	11.6	0.0223	9.67	0.022	9.85
201							0.0285	10.45	0.0248	9.4	0.0241	9.47
202							0.0324	0.05	0.0289	0.05	0.0292	0.06
203							0.0324	13.68	0.0289	12.63	0.0293	13.24
204							0.0288	27.42	0.0253	24.96	0.0379	38.61
205							0.0279	0.04	0.0244	0.04	0.0238	0.04
206							0.028	17.17	0.0245	15.53	0.0239	15.66
207							0.0288	0	0.0252	0	0.0247	1.08
208							0.028	0	0.0244	0	0.0237	0
209									0.0234	0	0.0228	0
210									0.0242	0	0.0237	0
211									0.0242	0	0.0237	0
212									0.0244	0	0.0238	0
213									0.0251	0	0.0375	0
214									0.0249	0	0.0256	0
215											0.0232	0.02
216											0.0232	9.85
217											0.026	0
218											0.026	0
$RMLP_p$ [10^6 €]		117.89		96.41		104.21		94.31		143.63		247.49
$Cexp_p$ [10^6 €]		46.07		44.55		42.61		44.86		114.05		39.58
CI_p [10^6 €]		212.76		45.82		113.14		58.76		29.78		16.47
$Ctotal_p$ [10^6 €]		258.74		90.37		155.75		103.62		143.83		56.05
***RMLPT* [10^6 €]**												**803.93**
***Ctotal* [10^6 €]**												**808.36**
***Rec* [%]**												**99.45**

Na tabela 7.100 consta o plano de expansão seleccionado pela metodologia que garante o funcionamento da rede de transporte, alimentando todos os consumos previstos sem originar valores de PNS não nulos, conforme se apresenta na tabela 7.101. Na tabela 7.102 apresentam-se os PMLP nodais para cada um dos períodos anuais do horizonte de planeamento que poderão ser utilizados para obter tarifas a aplicar aos utilizadores (produtores ou consumidores) dos serviços da rede de transporte. Estes PMLP permitem obter uma recuperação dos custos totais da rede de transporte para o horizonte de planeamento 2002 a 2007 de 99.45 [%], correspondendo praticamente à recuperação total dos custos da rede de transporte (custos de exploração e custos de investimento).

Com este exemplo de aplicação, verifica-se que a MMLP desenvolvida nesta Tese pode ser utilizada em redes de transporte reais, permitindo seleccionar um plano de expansão para essa rede de transporte para um determinado horizonte planeamento constituído por vários períodos, assim como determinar os PMLP nodais e a RMLP total a atribuir à empresa proprietária ou concessionária. A metodologia desenvolvida permite realizar um planeamento dinâmico e também utilizar variáveis de investimento discretas conferindo um realismo acrescido à simulação.

7.4 – MMLP com Modelo Multicritério Interactivo para o PERTEE

Conforme foi referido no ***Capítulo VI***, a consideração de critérios relativos ao valor esperado da Energia Não Fornecida e do Índice de Robustez cria fenómenos contraditórios porque, para se obter uma melhor fiabilidade ou uma maior robustez é necessário efectuar mais investimentos. Assim, o problema de PERTEE corresponde a um problema multiobjectivo que será resolvido pelo Método das Restrições. Neste âmbito, um dos critérios é seleccionado para funcionar como objectivo, enquanto que os restantes são transformados em restrições através da fixação de níveis de aspiração. O problema resultante é então resolvido através da metaheurística *Simulated Annealing* de modo a obter uma Solução Não Dominada. O Agente de Decisão deverá então indicar se aceita a solução obtida, ou se pretende identificar uma outra solução alterando os níveis de aspiração referidos. Assinala-se, no entanto, que devido à utilização da metaheurística *Simulated Annealing* esta metodologia de solução poderá conduzir à obtenção de soluções dominadas. Estas soluções deverão ser eliminadas por um processo de filtragem.

Neste ponto apresentam-se dois exemplos práticos da aplicação do modelo multicritério interactivo com análise de risco. O primeiro exemplo utiliza a rede de 6 nós, para a qual se pretende realizar um planeamento da expansão para um horizonte temporal de 5 anos. O segundo exemplo diz respeito à Rede Nacional de Transporte (RNT) do SE Português.

As variáveis correspondentes aos critérios de avaliação do Modelo Multicritério Interactivo são as seguintes:

CO – Custos de Exploração do sistema produção/transporte, em [10^6 €], sendo constituído pelos custos de produção, custos das perdas activas nos ramos da rede de transporte, custos dos congestionamentos nos ramos e valor de penalização caso haja PNS. Estes custos são determinados através da resolução de um Despacho Óptimo DC para o sistema considerando o plano de expansão seleccionado;

CI – Custos de Investimento na rede de transporte, em [10^6 €], correspondendo aos custos das obras que fazem parte do plano de expansão seleccionado;

EENS – Valor esperado da Energia Não Fornecida do sistema produção/transporte, em [GWh/ano], determinado através do Método de Simulação de Monte Carlo em que se considera um Coeficiente de Convergência, $\beta = 0.1$;

Irob – Índice de Robustez da solução calculado conforme foi descrito no ponto ***6.3.3*** do ***Capítulo VI***. A incerteza da potência de carga nos nós de consumo é representada pelo número difuso trapezoidal definido pela expressão (7.22), conhecido o respectivo Valor Central, Pc_k^{ctr}, da potência de carga num nó *k*.

$$\widetilde{Pc}_k = \left[0.95 \cdot Pc_k^{ctr}, 0.975 \cdot Pc_k^{ctr}, 1.025 \cdot Pc_k^{ctr}, 1.05 \cdot Pc_k^{ctr}\right] \tag{7.22}$$

Para calcular o índice de fiabilidade através de uma das variantes do Método de Simulação de Monte Carlo duma forma mais realista durante um período anual de funcionamento do sistema, simulou-se a variação da potência de carga permitindo obter diversos estados do sistema. Para isso, foram utilizados factores que relacionam a potência de carga num determinado período temporal (semana, dia ou hora) com o valor de ponta da potência de carga nesse período ($Pc/Pc_{máx}$). Estes factores foram designados de factores semanais, diários e horários e os respectivos valores foram fixados com base no exposto no artigo [IEEE RTS_1979]. Alguns deles foram aproximados à unidade de modo a considerar situações mais desfavoráveis em termos de potência de carga. Assim, foi utilizado um factor semanal de 1.0, de modo que foi utilizado o mesmo factor para todas as semanas de um

período anual independentemente das estações do ano, correspondendo portanto a uma situação mais desfavorável. Para os factores diários foram também considerados os valores de 1.0 para os dias de 2ª a 6ª Feira e o factor de 0.8 para Sábado e Domingo. Quanto aos factores horários foram considerados os valores apresentados na tabela 7.103.

Tabela 7.103 – Factores horários ($Pc/Pc_{máx}$).

Hora	Factor	Hora	Factor
1	0.63	13	0.95
2	0.60	14	0.93
3	0.59	15	0.94
4	0.59	16	0.99
5	0.60	17	1.0
6	0.74	18	1.0
7	0.86	19	0.96
8	0.95	20	0.91
9	0.96	21	0.83
10	0.96	22	0.73
11	0.95	23	0.63
12	0.95	24	0.67

7.4.1 – Rede eléctrica de 6 nós

A resolução do Modelo Multicritério Interactivo inicia-se a partir da solução obtida para o ***Caso D3*** apresentado no ponto *7.3.2.1*. Esta solução apresenta-se na tabela 7.104.

Tabela 7.104 – Plano de Expansão seleccionado.

Período p	L_{46}	L_{56}	L_{26}
1	2	2	2
2	3	2	1
3	-	-	-
4	-	1	-
5	-	1	-
Total	5	6	3

Para esta solução determina-se o índice de fiabilidade EENS do sistema para cada um dos períodos do horizonte de planeamento e o índice de robustez *Irob*. Na tabela 7.105 apresentam-se os custos de exploração, os custos de investimento, o valor do índice de fiabilidade e do Índice de Robustez para cada um dos períodos do planeamento, assim como os valores totais calculados conforme referido em ***6.5*** do ***Capítulo VI***, utilizando para cada um dos critérios, respectivamente as expressões (6.56), (6.57), (6.59) e (6.62).

Tabela 7.105 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado.						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	**Total**
CO [10^6 €]	410.31	388.04	375.57	362.38	349.52	**1885.81**
CI [10^6 €]	60.09	54.50	0.00	9.87	8.95	**133.41**
EENS [GWh/ano]	0.586	0.055	0.351	0.951	1.944	**0.774**
Irob	1.0	1.0	1.0	1.0	0.352	**0.870**
Rec [%]						**86.46**

A formulação do Método das Restrições para resolver o problema multiobjectivo consiste em seleccionar um objectivo a minimizar, enquanto que os restantes objectivos são transformados em restrições fixando-lhes níveis de aspiração. Neste caso, o objectivo seleccionado corresponde à minimização dos custos de exploração, *CO*.

A expressão da função objectivo corresponde à Função de Avaliação da metaheurística *Simulated Annealing* que é representada pela expressão (7.23).

$$\text{Min } FA = \sum_{p=1}^{np} \left(CO_p + Pen_{2p} \cdot CI_p + Pen_{3p} \cdot EENS_p + Pen_{4p} \cdot \left(1 - Irob_p\right) \right) \qquad (7.23)$$

Nesta expressão, o coeficiente que afecta o objectivo escolhido, *CO*, terá o valor unitário para todos os períodos de planeamento. Os restantes termos dizem respeito aos critérios de avaliação custo de investimento e índices de fiabilidade e de risco, aos quais são impostos níveis de aspiração. Se estes níveis de aspiração forem violados então os respectivos coeficientes na função de avaliação corresponderão a uma penalização, de modo a não eliminar à partida essas soluções. Essas penalizações serão nulas se as violações não ocorrerem.

Com base nos valores dos critérios apresentados na tabela 7.105, o Agente de Decisão não ficou satisfeito com a solução obtida e decidiu restringir o índice de fiabilidade *EENS* em cada período do horizonte de planeamento para valores inferiores a 1.5 [GWh/ano]. Assim, os níveis de aspiração escolhidos estão apresentados na tabela 7.106.

Tabela 7.106 – Níveis de aspiração escolhidos para os critérios.					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5
CI_p^{min} [10^6 €]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
$CI_p^{máx}$ [10^6 €]	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
$EENS_p^{min}$ [GWh/ano]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
$EENS_p^{máx}$ [GWh/ano]	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
$Irob_p^{min}$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
$Irob_p^{máx}$	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

Os valores dos *Coeficientes* que serão utilizados para calcular as *Penalizações* são os apresentados na tabela 7.107.

Tabela 7.107 – Coeficientes aplicados.					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5
$Coef_{2p}$	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
$Coef_{3p}$	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6
$Coef_{4p}$	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6

Uma vez formulado o problema utilizando o Método das Restrições foi utilizada a metaheurística *Simulated Annealing* que seleccionou o plano de expansão que se apresenta na tabela 7.108.

Tabela 7.108 – Plano de Expansão seleccionado.			
Período p	L_{46}	L_{56}	L_{26}
1	2	2	2
2	3	1	1
3	2	1	1
4	1	2	-
5	-	2	-
Total	8	8	4

A tabela 7.109 apresenta os PMLP nodais, a RMLP por período e a RMLPT, e a tabela 7.110 apresenta os valores por período de PNS, custos de exploração e custos de investimento na rede de transporte e os respectivos custos totais, bem como a percentagem de recuperação dos custos.

Tabela 7.109 – PMLP nodais e RMLP.						
	$PMLP_{kp}^{0}$ [€/kWh]					
Nó k	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
1	8.196	7.040	6.276	5.622	5.104	
2	8.118	7.138	6.396	5.808	5.224	
3	7.257	6.582	5.970	5.416	4.912	
4	8.206	6.976	6.235	5.634	5.116	
5	8.745	7.422	6.569	5.803	5.270	
6	7.257	6.582	5.970	5.416	4.913	
$RMLP_p^0$ [10^6 €]	62.36	36.83	28.23	23.06	21.15	
$RMLPT^0$ [10^6 €]						171.62

Tabela 7.110 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total.						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
PNS_p [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
$Cexp_p^0$ [10^6 €]	24.44	15.36	12.62	11.62	11.22	
CI_p^0 [10^6 €]	60.09	42.51	31.64	26.02	17.91	
$Ctotal_p^0$ [10^6 €]	84.52	57.87	44.25	37.64	29.13	
$Ctotal^0$ [10^6 €]						253.41
$RMLPT^0$ [10^6 €]						171.62
Rec [%]						67.73

A tabela 7.111 apresenta os valores dos critérios de avaliação para a solução seleccionada de acordo com o exposto no ponto ***6.5*** do ***Capítulo VI***. Esta tabela inclui ainda o valor da percentagem de recuperação de custos de exploração e investimento pela RMLP.

Tabela 7.111 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado.						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	**Total**
CO [10^6 €]	410.30	389.19	373.59	359.62	346.56	**1879.26**
CI [10^6 €]	60.09	42.51	31.64	26.02	17.91	**178.15**
EENS [GWh/ano]	0.586	0.097	0.457	0.979	1.465	**0.717**
Irob	1.0	1.0	1.0	1.0	0.358	**0.872**
Rec [%]						**67.73**

Procurando obter mais soluções decidiu-se permitir a realização de investimentos em novas linhas entre os nós 3 e 5. Desta forma, alarga-se o espaço de soluções admissíveis do problema inicial pelo que as soluções identificadas anteriormente podem passar a ser dominadas por soluções agora obtidas. Nestas circunstâncias, obtiveram-se os resultados apresentados a seguir.

Num primeiro caso limitou-se a 6 o número de investimentos por período, obtendo-se os resultados apresentados nas tabelas 7.112 a 7.115.

Tabela 7.112 – Plano de Expansão seleccionado.				
Período *p*	L_{46}	L_{56}	L_{26}	L_{35}
1	2	2	2	-
2	3	2	1	-
3	-	-	-	-
4	-	1	-	1
5	-	1	-	-
Total	7	6	3	3

Tabela 7.113 – PMLP nodais e RMLP.						
	$PMLP_{kp}^{0}$ [€/kWh]					
Nó k	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
1	8.196	6.907	6.340	5.648	5.149	
2	8.118	7.119	6.492	5.843	5.345	
3	7.257	6.582	5.970	5.416	4.912	
4	8.206	6.963	6.339	5.748	5.234	
5	8.745	7.185	6.607	5.798	5.256	
6	7.257	6.582	5.970	5.415	4.913	
$RMLP_{p}^{0}$ [10^6 €]	62.36	31.17	33.02	25.78	26.09	
$RMLPT^{0}$ [10^6 €]						178.42

Tabela 7.114 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total.						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
PNS_p [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
$Cexp_{p}^{0}$ [10^6 €]	24.44	14.43	14.93	12.98	12.85	
CI_{p}^{0} [10^6 €]	60.09	54.50	0.00	14.05	8.95	
$Ctotal_{p}^{0}$ [10^6 €]	84.53	68.93	14.93	27.03	21.80	
$Ctotal^{0}$ [10^6 €]						217.22
$RMLPT^{0}$ [10^6 €]						178.42
Rec [%]						82.14

Tabela 7. 115 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado.						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	**Total**
CO [10^6 €]	410.31	388.04	375.57	360.82	348.13	**1882.87**
CI [10^6 €]	60.09	54.50	0.0	14.05	8.95	**138.04**
$EENS$ [GWh/ano]	0.586	0.055	0.351	0.065	0.467	**0.3048**
$Irob$	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	**1.0**
Rec [%]						**82.14**

Num segundo caso, o número de investimentos por período foi limitado a 8, obtendo-se os resultados apresentados nas tabelas 7.116 a 7.119.

Tabela 7.116 – Plano de Expansão seleccionado.				
Período p	L_{46}	L_{56}	L_{26}	L_{35}
1	4	2	2	-
2	1	2	1	1
3	1	-	-	1
4	-	1	-	-
5	1	1	-	1
Total	7	6	3	3

Tabela 7.117 – PMLP nodais e RMLP.						
	$PMLP_{kp}^{0}$ [€/kWh]					
Nó k	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
1	8.020	6.783	6.129	5.587	5.060	
2	8.027	6.990	6.353	5.806	5.338	
3	7.256	6.582	5.971	5.416	4.878	
4	7.806	6.936	6.257	5.693	5.149	
5	8.592	7.024	6.304	5.718	5.121	
6	7.256	6.582	5.971	5.416	4.913	
$RMLP_p^0$ [10^6 €]	51.57	24.49	21.60	22.00	21.89	
$RMLPT^0$ [10^6 €]						141.55

Tabela 7.118 – Potência Não Fornecida, Custos Totais e Remuneração Total.						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	
PNS_p [MW]	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
$Cexp_p^0$ [10^6 €]	19.35	12.89	11.40	11.33	10.12	
CI_p^0 [10^6 €]	76.90	44.33	11.53	9.87	18.44	
$Ctotal_p^0$ [10^6 €]	96.25	57.23	22.94	21.20	28.56	
$Ctotal^0$ [10^6 €]						226.17
$RMLPT^0$ [10^6 €]						141.55
Rec [%]						62.59

Tabela 7.119 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado.						
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	**Total**
CO [10^6 €]	406.29	386.51	372.26	359.40	345.76	**1870.22**
CI [10^6 €]	76.90	44.33	11.53	9.87	18.44	**161.07**
$EENS$ [GWh/ano]	0.0657	0.0010	0.0027	0.0042	0.1092	**0.0366**
$Irob$	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	**1.0**
Rec [%]						**62.59**

De uma forma resumida, a tabela 7.120 apresenta as soluções obtidas. Nesta tabela, os critérios referentes a *EENS* e *Irob* são representados de forma agregada considerando a média dos valores obtidos em cada ano p para cada um deles.

Tabela 7.120 – Lista de soluções obtidas.					
Solução pl	CO_{pl} [10^6 €]	CI_{pl} [10^6 €]	$EENS_{pl}$ [GWh/ano]	$Irob_{pl}$	Rec_{pl} [%]
1	1885.81	133.41	0.7740	0.870	86.46
2	1879.26	178.15	0.7170	0.872	67.73
3	1882.87	138.04	0.3048	1.000	82.14
4	1870.22	161.07	0.0366	1.000	62.59

Em relação a estas soluções convém referir que as soluções 1 e 2 são soluções obtidas admitindo que se podia investir apenas nos ramos 2-6, 5-6 e 4-6. Por sua vez, as soluções 3 e 4 são soluções não dominadas considerando agora que também se pode investir em ramos

entre os nós 3 e 5. A possibilidade de construir ramos entre os nós 3 e 5 corresponde a alargar o espaço de soluções original pelo que o problema em análise é formalmente diferente do inicial. Assim, e consideradas no seu conjunto, algumas soluções do problema inicial podem passar a ser dominadas por soluções do segundo problema. Esta é a situação que ocorre com as soluções 2 e 4. A solução 2 é não dominada em relação aos critérios *CO*, *CI*, *EENS* e *Irob* admitindo investimentos nos ramos 2-6, 5-6 e 4-6. No entanto, a solução 4, admitindo também investimentos em ramos 3-5, permite melhorar o valor de todos os critérios considerados *CO*, *CI*, *EENS* e *Irob* quando comparada com a solução 2.

Para além das soluções apresentadas muitas outras podiam ser identificadas variando os níveis de aspiração ou realizando alterações na lista de obras que poderão ser construídas. Em situações reais, a construção de novas soluções fica obviamente dificultada dado o esforço computacional envolvido no cálculo do índice de fiabilidade *EENS* para cada período do horizonte de planeamento.

7.4.2 – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica Portuguesa (RNT)

A MMLP foi utilizada para realizar o planeamento da expansão da RNT no horizonte 2002 a 2007. No ponto ***7.3.2.2.2*** foi já caracterizada, embora parcialmente, uma solução obtida desta forma. A tabela 7.121 caracteriza agora de forma completa essa solução tendo em conta os quatro critérios adoptados: *CO*, *CI*, *EENS* e *Irob*. Esta tabela indica ainda o valor obtido para a recuperação dos custos de exploração e investimento através da RMLP. Esta solução foi obtida utilizando valores limite de 0.0 e 1.0 para o *Irob* e limites máximos de 35 [GWh/ano] para a *EENS* e de 250 [10^6 €] por ano para os *CI*. Foi ainda considerado o número máximo de obras a realizar por período de 36. Este valor limite foi atingido no ano 2002.

Tabela 7.121 – Valores dos critérios para o plano de expansão seleccionado.

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	**Total**
CO [10^6 €]	876.72	875.58	834.39	888.80	864.94	864.88	**5205.31**
CI [10^6 €]	212.76	45.82	113.14	58.76	29.78	16.47	**476.73**
EENS [GWh/ano]	8.51	13.72	12.33	17.64	24.12	31.59	**17.99**
Irob	1.0	1.0	0.812	1.0	0.714	0.0	**0.754**
Rec [%]							**99.45**

A aplicação da MMLP integrando o modelo multicritério com análise de risco à RNT Portuguesa exige um grande esforço de cálculo computacional, especialmente no que diz respeito ao índice de fiabilidade. Relativamente a estes critérios verifica-se que os custos de

exploração do SE, *CO*, se mantêm praticamente constantes ao longo de todo o horizonte de planeamento. Em relação ao custo de investimento, *CI*, existe um maior número de investimentos nos períodos iniciais (2002 a 2004), investindo-se em menor escala nos períodos finais. Esta concentração ocorre porque a rede de transporte existente no período anterior ao início do horizonte de planeamento apresenta ramos com trânsitos de potência próximos dos seus limites de capacidade de transmissão justificando, portanto, a sua expansão. Para atenuar essa tendência podem ser impostos limites no número de investimentos por período, originando uma maior dispersão dos investimentos ao longo do horizonte de planeamento. Esta situação traduz ainda a existência de restrições de carácter financeiro e seria benéfica dado que garantia evoluções mais suaves dos preços nodais ao longo do horizonte de planeamento.

Os valores dos índices de fiabilidade e de robustez dependem dos investimentos realizados ao longo do horizonte de planeamento. Assim, nos períodos iniciais devido ao maior número de investimentos estes critérios apresentam valores de boa qualidade. No entanto, à medida que se avança no horizonte de planeamento esses índices vão-se degradando. Assim, no último período o valor de *EENS* é o mais elevado (*EENS* = 31.59 [GWh/ano]) e o Índice de Robustez *Irob* é 0.0 traduzindo a possibilidade de ocorrência de corte de carga mesmo para potências de carga com grau de pertença 1.0.

Para se obterem melhores índices de fiabilidade e de robustez nos diversos períodos do horizonte de planeamento deverá ser adoptado um procedimento semelhante ao utilizado para a rede de 6 nós referida no ponto anterior. Assim, o modelo multicritério interactivo deveria ser resolvido de novo impondo níveis de aspiração mais apertados para *EENS* e para o Índice de Robustez. Desta forma, será induzida a realização de novos investimentos que, para além de garantirem esse índice de fiabilidade, contribuirão para melhorar a robustez e fiabilidade do plano de expansão seleccionado nomeadamente nos últimos períodos do horizonte de planeamento.

7.5 – Conclusões

Os exemplos de aplicação apresentados ilustram a utilização das metodologias marginais no cálculo das tarifas por uso das redes a aplicar aos utilizadores de uma rede de transporte de energia eléctrica.

Numa primeira parte verificaram-se as particularidades das MMCP e a sua insuficiência na recuperação dos custos regulados da entidade detentora da rede de transporte

pela prestação dos seus serviços. A percentagem de recuperação de custos é habitualmente reduzida sendo usual obter valores de 10 a 20 [%].

A seguir, foram apresentados diversos exemplos de aplicação para analisar as particularidades da MMLP no cálculo dessas tarifas e na recuperação dos custos. Deve salientar-se a excelente recuperação dos custos que passou a situar-se entre 80 a 100 [%]. Tal facto acontece porque no cálculo dos PMLP, para além dos custos de exploração da rede de transporte, são também considerados os custos de investimento realizados.

Efectuaram-se diversos estudos para analisar a influência de diversos factores no cálculo dos PMLP nodais e na RMLP. Verificou-se que, na situação em que se utilizavam investimentos em ramos com diferentes capacidades de transmissão, quanto melhor se aproveitar essa capacidade de transmissão melhores resultados se obtêm. Foi ainda realizada uma análise da influência da variação do valor do incremento da potência de carga ΔPc_k utilizada na expressão (5.33) nos PMLP nodais e na RMLP, tendo-se chegado à conclusão que diferentes valores deste incremento originam diferentes níveis de recuperação de custos. No entanto, este processo de identificação exige um maior esforço computacional. Foi realizado um outro estudo para analisar a influência das limitações de investimento por período, as quais na realidade podem acontecer por razões económicas ou técnicas. Tais limitações induzem uma maior dispersão dos investimentos ao longo do período de planeamento, o que proporciona a obtenção de melhores resultados em termos de recuperação dos custos através da RMLP. Por outro lado, esta maior dispersão apresenta vantagens a nível da regulação tarifária dado que as tarifas por uso da rede de transporte serão mais estáveis, não ocasionando picos para reflectir aumentos de custos de investimento em alguns períodos particulares.

A aplicação da MMLP desenvolvida nesta Tese ao caso da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) permite obter uma recuperação dos custos de 99.45 [%] a partir dos PMLP nodais calculados. Este exemplo demonstra que a aplicação da MMLP desenvolvida a casos reais de redes de transporte permite obter excelentes resultados. As razões que explicam esta situação devem-se ao facto de a MMLP seleccionar um plano de expansão que minimiza os custos de exploração e de investimento, não originando sobredimensionamentos da rede transporte nem congestionamentos que originem valores de PNS não nulos. Assim, o plano de expansão seleccionado origina um aproveitamento adequado da capacidade de transmissão dos ramos da rede de transporte. Por outro lado, neste caso verifica-se a existência de alternativas de investimento muito diversificadas com diferentes capacidades de transmissão, assim como foram adoptados limites realistas de

investimento por período e por troço, contribuindo para melhorar a performance da MMLP desenvolvida.

Por fim, em relação aos exemplos de aplicação referentes à MMLP integrando um Modelo Multicritério Interactivo de resolução do problema do PERTEE considerando a utilização como critérios de avaliação de um índice de fiabilidade do SE e de um índice de risco considerando a incerteza das potências de carga, verifica-se que apesar do esforço de cálculo computacional exigido, a MMLP continua a poder ser aplicada a casos reais. A utilização do Modelo Multicritério Interactivo permite obter soluções não dominadas para o problema, devendo o Agente de Decisão optar por uma delas, considerando toda a informação disponibilizada.

CAPÍTULO VIII

CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS

8.1 – Conclusões do trabalho realizado

O trabalho apresentado nesta Dissertação de Doutoramento enquadra-se no ambiente de reestruturação que actualmente decorre nos SE de diversos países. Neste âmbito o autor espera que este trabalho contribua em termos teóricos e práticos para ultrapassar algumas limitações das metodologias de planeamento da expansão e tarifação utilizadas até esta data, conforme se verificou nos estudos bibliográficos realizados nos ***Capítulos III*** e ***IV***. Para isso, procurou-se ultrapassar algumas dessas limitações procurando desenvolver metodologias caracterizadas pela simplicidade e eficácia, de modo a permitir a sua utilização tanto pelas entidades responsáveis pelo sector de transporte de energia eléctrica e entidades reguladoras como pelos meios académicos.

A pesquisa bibliográfica realizada, as metodologias desenvolvidas, os estudos realizados e os exemplos de aplicação apresentados permitiram obter diversas conclusões que, duma forma pormenorizada, se apresentam no ponto "***Conclusões***" no final de cada capítulo desta dissertação. No entanto, de modo a dar um esclarecimento mais objectivo das constatações e conclusões obtidas nesta Tese de Doutoramento são a seguir apresentadas as que considera serem mais significativas:

- O estudo e a pesquisa bibliográfica relacionadas com a evolução dos SE permitiram verificar que decorre um movimento de *reestruturação* que tem provocado importantes modificações no modo de funcionamento dos SE. Neste sentido, têm sido implementados novos tipos de estruturas tais como em *Pool*, baseada em Contratos Bilaterais ou Mista. As actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica têm sofrido uma separação jurídica e contabilística, podendo ser pertencentes a entidades públicas ou privadas, sendo incentivadas a exercer a sua actividade num ambiente competitivo. Foram criadas entidades reguladoras que têm como principal função desenvolver estratégias de regulação, regulamentação e controlo dos mercados eléctricos de comercialização de energia eléctrica (Mercados *Spot* e Derivados). Apesar do movimento de *reestruturação* ser diferenciado de país para país têm-se verificado as seguintes tendências: implementação de estruturas de tipo Misto e a construção de mercados de electricidade transnacionais;

- O estudo realizado sobre as diferentes metodologias utilizadas para o cálculo das tarifas por uso da rede de transporte permitiu verificar que estas se dividem em três grandes grupos: Métodos Embebidos, Métodos Incrementais e Métodos Marginais. Verifica-se haver uma tendência por parte das entidades responsáveis pelo sector de transporte de energia eléctrica para a utilização de modelos que integrem o Método Marginal de Curto Prazo associado a um Método Embebido. Assim, as tarifas são constituídas por um preço marginal que representa as condições de exploração da rede de transporte ao qual é adicionada uma parcela fixa calculada de forma simples por um dos Métodos Embebidos, por exemplo os Métodos do Selo do Correio e MW.milha. Desta forma, as entidades responsáveis pelo sector de transporte conseguem obter uma remuneração que recupere os custos totais decorrentes da prestação do serviço de transporte de energia eléctrica;
- As MMCP são insuficientes na recuperação dos custos regulados da entidade detentora da rede de transporte pela prestação dos seus serviços. A percentagem de recuperação de custos é habitualmente reduzido sendo usual obter valores de 10 a 20 [%]. Por outro lado, as tarifas obtidas com base nos PMCP, apesar de reflectirem a exploração da rede de transporte, são bastante voláteis sofrendo alterações ao longo do tempo, por exemplo devido a alterações das potências de carga;
- Uma conclusão do estudo bibliográfico realizado indica que os Métodos Marginais de Longo Prazo se apresentam como os métodos mais completos sob o ponto de vista dos critérios e princípios de natureza conceptual e operativa, conseguindo-se obter tarifas que reflectem os custos de exploração e de investimento, transmitindo sinais económicos adequados aos participantes de modo a melhorar a eficiência económica e técnica, permitindo ainda recuperar grande parte ou mesmo a totalidade dos custos regulados da rede de transporte. São no entanto, os mais complexos pois necessitam de realizar um planeamento da expansão e reforço da rede de transporte de energia eléctrica a longo prazo. Este facto aumenta bastante o esforço computacional, tornando muito difícil a sua aplicação;
- Relativamente ao problema de Planeamento da Expansão da Rede de Transporte de Energia Eléctrica (PERTEE) constata-se que é um problema muito complexo e que exige um grande esforço computacional. A avaliação dos planos de expansão pode utilizar diversos critérios contraditórios assim como terão de ser considerados vários aspectos, tais como realização de um planeamento dinâmico, utilização de dados afectados por incerteza, ter em conta as não linearidades do funcionamento do SE (utilização do Modelo AC de trânsito de potências, funções custos, cálculo das perdas,

etc.), verificar os critérios de segurança e índices de fiabilidade, utilização de variáveis de investimento discretas que tenham em atenção a normalização dos investimentos e considerar problemas de economia de escala. No entanto, a análise bibliográfica realizada sobre o PERTEE permitiu constatar que praticamente todas as metodologias desenvolvidas nas últimas décadas não têm em conta todos os aspectos mencionados, utilizando mesmo diversas simplificações, como por exemplo efectuar a linearização de funções não lineares, de modo a reduzir a complexidade destes problemas e consequentemente o esforço computacional. Verifica-se também haver uma tendência para a utilização de metodologias baseadas em metaheurísticas (Algoritmos Genéticos, *Simulated Annealing*, *Tabu Search* e GRASP) que mostram ser adequadas para este tipo de problemas, em termos de implementação computacional e obtenção de resultados. Apesar de ser aceitável efectuar algumas simplificações no PERTEE, sem que isso desvirtue a identificação de um bom plano de expansão, é conveniente que os planos de expansão do PERTEE sejam obtidos tendo em conta os seguintes aspectos: realização de um planeamento dinâmico, utilização de variáveis de investimento discretas, utilização de dados sujeitos a incerteza relativamente à previsão dos consumos ou preços dos combustíveis, localização de novos centros produtores, verificação da segurança dos planos de expansão para diferentes contingências e cálculo de índices de fiabilidade;

- Um ponto importante a ter em atenção nas metodologias marginais diz respeito ao efeito perverso que lhes está inerente. Esse efeito perverso deve-se ao facto de que, quanto mais deteriorada se encontra a rede de transporte, usualmente como consequência da realização de investimentos insuficientes, mais elevada será a remuneração obtida. Neste âmbito, as entidades reguladoras deverão ter um papel fundamental impondo índices de qualidade dos serviços prestados pela rede de transporte;
- A MMLP desenvolvida nesta Tese consiste numa metodologia integrada que inclui uma formulação linearizada do problema de Despacho Óptimo baseado no Modelo DC de trânsito de potências, a resolução de um problema de PERTEE e o cálculo dos PMLP nodais e da RMLPT. Esta metodologia no seu todo é caracterizada pela simplicidade e fácil implementação computacional;
- Na MMLP a resolução do problema de planeamento da expansão e reforço da rede de transporte, possuindo carácter combinatório, é efectuada através da metaheurística *Simulated Annealing* para seleccionar o plano de expansão mais adequado. A metaheurística *Simulated Annealing*, a par de outras metaheurísticas (Algoritmos Genéticos e *Tabu Search*) revela-se um bom algoritmo para resolver o problema do

PERTEE, pois permite a utilização de variáveis discretas e evita a convergência para óptimos locais, permitindo ainda conferir um carácter dinâmico e multi-período ao problema de planeamento. Comparativamente com as outras metaheurísticas, o *Simulated Annealing* caracteriza-se pela sua simplicidade e fácil implementação computacional, garantindo a obtenção de bons resultados;

- Na MMLP desenvolvida neste trabalho o processo de cálculo dos PMLP nodais realizado através da expressão (5.33) revela-se bastante simples, comparativamente com o processo de cálculo apresentado por exemplo em [Rubio-Odériz_1999];
- Os PMLP nodais obtidos reflectem os custos de exploração (custos das potências activas das perdas, custos de congestionamentos e os custos da PNS) e os custos de investimento ao longo do horizonte de planeamento. Os PMLP nodais são determinados para todos os períodos do horizonte de planeamento. Estes preços podem ser utilizados para obter tarifas por Uso das Redes ou podem ser considerados valores de referência para essas tarifas em cada nó da rede de transporte de energia eléctrica, pois apresentam uma reduzida volatilidade mantendo-se, em geral, bastante estáveis ao longo do horizonte de planeamento;
- A RMLPT a atribuir à entidade concessionária da rede de transporte pelos custos decorrentes da prestação dos respectivos serviços, ao ser calculada com base nos PMLP nodais, tendo em conta os custos de exploração e de investimento para um horizonte de planeamento, garante uma elevada percentagem de recuperação total desses custos. Deve salientar-se a excelente recuperação dos custos que passou a situar-se entre 80 a 100 [%] por comparação com os valores reduzidos característicos das MMCP;
- A aplicação da MMLP desenvolvida nesta Tese a casos reais de redes de transporte permitiu obter excelentes resultados. O exemplo de aplicação ao caso da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) em que se obteve uma recuperação dos custos de 99.45 [%] a partir dos PMLP nodais é demonstrativo desse facto. Nos casos reais verifica-se que a selecção do plano de expansão que minimiza os custos de exploração e de investimento, não origina sobredimensionamentos da rede transporte nem congestionamentos que levem a valores de PNS não nulos, efectuando-se um aproveitamento adequado da capacidade de transmissão dos ramos da rede de transporte. A existência de um número elevado de alternativas de investimento com diferentes capacidades de transmissão assim como a adopção de limites realistas de investimento por período e por troço, contribuem para essa performance da MMLP;
- Os diversos estudos realizados permitiram analisar a influência de diversos factores no cálculo dos PMLP nodais e na RMLPT. Desta forma, verificou-se que:

- A utilização de diversos investimentos em ramos (linhas ou transformadores) com diferentes capacidades de transmissão permite que o modelo utilizado para resolver o PERTEE seleccione o plano de expansão que realize um melhor aproveitamento das capacidades de transmissão, obtendo-se melhores resultados de recuperação dos custos através da RMLPT obtida a partir dos PMLP nodais;
- A variação do valor do incremento da potência de carga ΔPc_k utilizada na expressão (5.33), permitiu concluir que é possível identificar valores deste incremento que permitem obter melhores resultados para a RMLPT. No entanto, este processo de identificação exige um maior esforço computacional;
- A imposição de limites de investimento por período e/ou por troço da rede de transporte (situado entre dois nós) induzem uma maior dispersão dos investimentos ao longo do período de planeamento, proporcionando a obtenção de melhores resultados em termos de recuperação dos custos através da RMLPT. Desta forma, também se obtêm planos mais realistas dado que, por razões económicas ou técnicas, pode não ser aconselhável a concentração de investimentos num determinado período ou troço. A menor concentração referida apresenta vantagens a nível da regulação tarifária porque os PMLP nodais obtidos ao longo dos períodos do horizonte de planeamento apresentam menor volatilidade pelo que as tarifas por uso da rede de transporte serão mais estáveis;

- A MMLP que inclui um Modelo Multicritério Interactivo para a resolução do problema do PERTEE integra critérios contraditórios como os custos de investimento e o índice de fiabilidade, um critério correspondente aos custos de exploração do SE e um critério referente ao índice de risco devido à incerteza da potência de carga. O modelo desenvolvido consiste num problema multiobjectivo que é resolvido de forma interactiva através do Método das Restrições, obtendo-se sucessivamente soluções não dominadas para o problema. Cada solução do Método das Restrições é obtida pela metaheurística *Simulated Annealing*. Essa solução corresponde a um plano de expansão para a rede de transporte para um determinado horizonte de planeamento, para a qual se calcula os PMLP nodais e a RMLPT;
- O critério de avaliação respeitante à análise do risco consiste no cálculo dos Índices de Exposição e de Robustez dos planos de expansão através da resolução de um problema de TPOD-DC. Para este efeito, as incertezas que afectam as potências de carga são representadas através de números difusos. Os índices de risco referidos que incluem este

tipo de representação das incertezas são determinados através de conceitos e operações no âmbito da Teoria dos Conjuntos Difusos. A utilização destes índices permite realizar uma caracterização mais completa dos planos de expansão, fornecendo uma informação acrescida ao Agente de Decisão de modo a permitir a tomada de decisões de forma mais apoiada;

- A MMLP que integra um Modelo Multicritério Interactivo de resolução do problema do PERTEE, apesar do esforço de cálculo computacional exigido, continua a poder ser aplicada a casos reais;
- A MMLP que integra o Modelo Multicritério Interactivo apresenta-se versátil no que diz respeito aos seguintes pontos:
    - O cálculo do índice de fiabilidade do sistema produção/transporte pode ser determinado por uma das versões do Método de Simulação de Monte Carlo (Cronológica, Não-Cronológica e Pseudo-Cronológica Normal ou Markoviana) e pode ser calculado um dos índices de fiabilidade EENS ou EPNS;
    - Especificar níveis de aspiração para os critérios de avaliação para cada um dos períodos do horizonte de planeamento;
    - Agregar os valores obtidos para o índice de fiabilidade e de risco através da média dos valores obtidos ao longo do horizonte de planeamento ou do valor parcelar mais desfavorável.

8.2 – Contribuições inovadoras

O trabalho desenvolvido nesta Tese apresenta contribuições inovadoras no âmbito do planeamento e tarifação do sector de transporte de energia eléctrica em ambiente reestruturado que se caracterizam pela construção de uma metodologia integrada, pela simplicidade de alguns processos de cálculo utilizados, pela fácil implementação computacional e pela sua aplicabilidade a casos reais. As contribuições inovadoras deste trabalho têm merecido o reconhecimento científico e prático em conferências internacionais na área científica de Sistemas de Energia "Power Systems" como sejam MedPower 2002, Power Tech 2003 e PMAPS 2004. A seguir descrevem-se com maior detalhe as contribuições inovadoras apresentadas nesta Tese:

- A MMLP para a determinação do plano de expansão e das tarifas nodais por uso da rede de transporte de energia eléctrica desenrola-se duma forma integrada partindo de um processo de organização inicial de toda a informação necessária. Assim, o problema de PERTEE é resolvido por intermédio da metaheurística *Simulated Annealing* que,

dependendo do número e da natureza dos critérios utilizados, poderá consistir num problema de optimização constituído por um único objectivo ou por vários objectivos. Obtido o plano de expansão mais adequado, são determinados em seguida os PMLP nodais e a RMLPT a atribuir à entidade concessionária da rede de transporte;

- A metaheurística *Simulated Annealing* permite obter soluções adequadas para o problema de PERTEE, tendo ainda a vantagem comparativamente com as outras metaheurísticas (Algoritmos Genéticos, *Tabu Search* e GRASP) de ser simples e de fácil implementação computacional. Assim, esta metaheurística permite obter boas soluções para o problema de PERTEE que apresenta natureza combinatória devida à utilização de variáveis de investimento discretas mais de acordo com os equipamentos normalizados a aplicar na rede de transporte (linhas e transformadores), evitando a convergência para óptimos locais inerente a este tipo de problemas e permitindo a realização de um planeamento dinâmico constituído por vários períodos;
- A MMLP desenvolvida neste trabalho utiliza ainda uma forma inovadora de cálculo dos PMLP nodais que se baseia na expressão (5.33) a qual se caracteriza pela sua simplicidade e fácil implementação computacional. Esta expressão permite calcular os PMLP nodais em problemas de PERTEE que utilizam variáveis de investimento discretas e que apresentam carácter dinâmico com um horizonte de planeamento constituído por vários períodos. Juntamente com a metaheurística *Simulated Annealing*, obtém-se uma MMLP também caracterizada pela simplicidade e fácil implementação computacional. O processo de cálculo dos PMLP nodais baseados nesta expressão permite que estes reflictam os custos de exploração (custos das perdas, custos de congestionamento e custos da PNS) e os custos de investimento na rede de transporte para cada um dos períodos do horizonte de planeamento;
- Verificação da influência no cálculo dos PMLP nodais e na RMLPT a atribuir à entidade concessionária da rede de transporte dos seguintes parâmetros: utilização de diversos equipamentos com diferentes capacidades de transmissão, utilização de diferentes incrementos ΔPc_k na expressão (5.33) e a imposição de limites de investimento por período do horizonte de planeamento e/ou por troço da rede de transporte de modo a conferir maior realismo ao processo de planeamento;
- Desenvolvimento de uma MMLP que integra um Modelo Multicritério Interactivo para o problema do PERTEE que permite a utilização de diversos critérios para a avaliação dos planos de expansão, entre os quais se destacam a fiabilidade e a análise de risco face às incertezas das potências de carga;

- Apresentou-se ainda uma análise comparativa entre os modelos de cálculo A e B dos PMCP nodais. Nesta análise ficou evidenciado o processo de estimativa das perdas activas da rede de transporte, as várias parcelas que constituem os preços marginais e a influência da escolha do barramento de referência e compensação.

8.3 – Trabalhos futuros

Apesar do extenso trabalho apresentado nesta Dissertação, a complexidade que envolve este tipo de problemas faz com que permaneçam por completar ou solucionar alguns aspectos que, assim, poderão fazer parte de futuros desenvolvimentos. Assim, um ponto fundamental, tem haver com os meios informáticos utilizados, em termos de software e hardware que, com a crescente evolução, poderá permitir a curto e médio prazo executar com maior rapidez e sustentar um maior peso computacional inerente aos problemas de tarifação e planeamento da expansão no sector de transporte de energia eléctrica.

Para além deste aspecto, apresentam-se a seguir algumas ideias que podem merecer um trabalho mais aprofundado, deixando-se desta forma uma porta aberta para trabalhos futuros.

- Representação da rede de transporte pelo Modelo AC. A representação da rede de transporte através do Modelo DC foi utilizada de modo a simplificar a metodologia desenvolvida e a reduzir o esforço computacional. No entanto, embora aumente o esforço computacional, uma futura utilização do Modelo AC nas metodologias desenvolvidas nesta Tese possibilita a realização de outro tipo de estudos e a obtenção de resultados relacionados com o controlo de tensão e potência reactiva. Desta forma, as metodologias de longo prazo desenvolvidas deverão integrar custos de exploração e de investimento em equipamentos relacionados com a potência reactiva, obtendo-se assim preços marginais relativos à potência activa e reactiva;
- Utilizar critérios de avaliação relacionados com a segurança e estabilidade do SE e verificar o seu impacto no cálculo dos PMLP nodais e na RMLP anual. Tal pode ser realizado através da simulação de contingências previamente seleccionadas e criteriosamente localizadas, analisando os seus efeitos e por intermédio da concretização de investimentos melhorar a segurança e a estabilidade do SE;
- Integração dos custos respeitantes a serviços auxiliares no funcionamento da rede de transporte de energia eléctrica;

- Melhorar a metodologia desenvolvida através de uma integração versátil de outros critérios ou da especificação periódica de valores para os critérios que podem ser exigíveis pelas entidades reguladoras;
- Tornar a MMLP mais flexível de modo a possibilitar a utilização de diferentes cenários de produção e consumo durante um período anual de funcionamento;
- Nesta Tese o critério de avaliação respeitante à fiabilidade do sistema produção/transporte é avaliado a partir do cálculo do índice de fiabilidade EENS ou EPNS através de uma das versões do Método de Simulação de Monte Carlo. Existe ainda, a possibilidade do cálculo do índice de fiabilidade LOLC, o qual pode ser considerado como um "custo da fiabilidade". A utilização deste índice fiabilidade e a sua interpretação como um custo pode ser importante de modo que o valor da fiabilidade seja reflectido nos PMLP nodais. No entanto, para que isso possa ser possível terá que se realizar um estudo que permita determinar o valor do custo unitário de interrupção de energia que está dependente de vários factores como por exemplo o tipo do consumidor final (doméstico, industrial, comércio ou agrícola), a duração da interrupção e a localização temporal dessa interrupção;
- Melhorar a interface de utilização do software desenvolvido de modo a facilitar o seu manuseamento por parte de pessoas ou entidades interessadas. Essa interface deverá permitir a integração de novos módulos que permitam utilizar outros tipos de dados (por exemplo relacionados com o Modelo AC de trânsito de potências) bem como analisar outros critérios tais como segurança e estabilidade do sistema;
- Construção de plataformas de processamento paralelo constituído por um conjunto de computadores periféricos ligados a um computador central. Desta forma, pretende-se distribuir o esforço computacional inerente às metodologias desenvolvidas neste trabalho, nomeadamente quando aplicadas a SE de grandes dimensões;
- Tendo em atenção a crescente reestruturação dos SE e a internacionalização desses sectores que originam a comercialização de energia entre diferentes SE torna-se importante definir tarifas por uso das redes que possibilitem essa internacionalização garantindo a sua justeza, reflictam a realidade do funcionamento dos SE e remunerem as respectivas entidades responsáveis pelas redes de transporte pelo serviço prestado. Este ponto deverá merecer um aprofundado estudo de investigação;
- Atendendo ao carácter generalista das metodologias desenvolvidas seria interessante estudar a sua aplicabilidade a outro tipo de redes, tais como redes de gás, de água e de telecomunicações.

Como ponto final desta Dissertação de Doutoramento exprimo o particular interesse e gosto na elaboração deste trabalho. Apesar do futuro ser uma incógnita, os resultados obtidos com as metodologias desenvolvidas, as ideias referidas para futuros trabalhos que permitirão o seu melhoramento e o alargamento da sua aplicabilidade, e o actual ambiente de reestruturação dos SE, são fortes motivos para dar continuidade ao desenvolvimento deste trabalho e procurar, cada vez mais, a sua aplicação a situações reais de modo a aumentar a eficiência do sector de transporte de energia eléctrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(ordem alfabética)

[Aarts_1990] Aarts, E., Korst, J., "**Simulated Annealing and Boltzman Machines**", John Wiley & Sons, New York, 1990.

[ACCC_1999] ACCC (Australian Competition and Consumer Commission), "Regulatory Test for New Interconnectors and Network Augmentations", 15 de Dezembro de 1999, disponível em www.accc.gov.au.

[Allan_2000] Allan, R., Billinton, R., "Probabilistic Assessment of Power Systems", in Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, Fevereiro de 2000, pp. 140-162.

[Andrews_1995] Andrews, C.J., "Evaluation Risk Management Strategies in Resource Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, Fevereiro de 1995, pp. 420-426.

[Azencott_1992] Azencott, R., "**Simulated Annealing. Parallelization Techniques**", John Wiley & Sons, New York, 1992.

[Azevedo_2002] Azevedo, F.M.T., "**Apoio à Decisão para o Estabelecimento de Contratos no Mercado Competitivo da Electricidade**", Tese de Mestrado, FEUP/DEEC, Dezembro de 2002.

[Barros_2000] Barros, J.R.P., "**Uma Metodologia de Planejamento da Expansão da Transmissão Baseada em Trade-Off e Indicador do Mérito Económico**", Tese de Mestrado em Engenharia Eléctrica, Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Dezembro de 2000, Brasil.

[Barros_2002] Barros, J.R.P., Melo, A.C.G., Leite da Silva, A.M., "Otimização do Planejamento da Expansão da Transmissão e Impacto na Tarifa de Confiabilidade – Metodologia e Estudo de Caso", VIII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Eléctrica, 19 a 23 de Maio de 2002, Brasília (DF), Brasil.

[Baughman_1995/A] Baughman, M.L., Siddiqi, S.N., Zarnikau, J.W., "Integrating Transmission into IRP. Part I: Analytical Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, Agosto de 1995, pp. 1652-1659.

[Baughman_1995/B] Baughman, M.L., Siddiqi, S.N., Zarnikau, J.W., "Integrating Transmission into IRP. Part II: Case Study Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, Agosto de 1995, pp. 1660-1666.

[Baughman_1997/A] Baughman, M.L., Siddiqi, S.N., Zarnikau, J.W., "Advanced Pricing in Electrical Systems. Part I: Theory", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Fevereiro de 1997, pp. 489-495.

[Baughman_1997/B] Baughman, M.L., Siddiqi, S.N., Zarnikau, J.W., "Advanced Pricing in Electrical Systems. Part II: Implications", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Fevereiro de 1997, pp. 496-502.

[Binato_1995] Binato, S., Oliveira, G.C., "A Heuristic Approach to Cope with Multi-year Transmission Expansion Planning", in Proceedings of the Stockholm Power Tech Conference, Estocolmo, Suécia, 1995.

[Binato_2001] Binato, S., Oliveira, G.C., Araújo, J.L., "A Greedy Randomized Adaptive Search Procedure for Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 2, Maio de 2001, pp. 247-253.

[Braga_2002] Braga, A.S., Saraiva, J.T., "From Short to Long Term Marginal Prices – Advantages and Drawbacks", in Proceedings of the MedPower 2002, Atenas, Novembro de 2002.

[Braga_2003] Braga, A.S., Saraiva, J.T., "Transmission Expansion Planning and Long Term Marginal Prices Calculation Using Simulated Annealing", in Proceedings of the 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, 23 a 26 de Junho de 2003, Bolonha, Itália.

[Braga_2004] Braga, A.S., Saraiva, J.T., "Long Term Transmission Expansion Planning - A Simulated Annealing Based Multiyear Algorithm Including Long Term Marginal Prices", Paper accept to 8th International Conference on PMAPS, 12 a 16 de Setembro de 2004, Ames, Iowa, EUA.

[Braten_1997] Braten, J., "Transmission Pricing in Norway", Utilities Policy, Vol. 6, No. 3, 1997, pp. 219-226.

[Bushnell_1997] Bushnell, J., Oren, S., "Transmission Pricing in California's Proposed Electricity Market", Utilities Policy, Vol. 6, No. 3, 1997, pp. 237-244.

[CaISO_2002/A] Califórnia ISO, USA, "California ISO Planning Standards", 7 de Fevereiro de 2002, disponível em www.caiso.com.

[CaISO_2002/B] Califórnia ISO, USA, "ISO Grid Coordinated Planning Process", disponível em www.caiso.com.

[Calviou_1993] Calviou, M.C., Dunnett, R.M., Plumptre, P.H., "Charging for Use a Transmission System by Marginal Cost Methods", in Proceedings of the 11th PSCC, Vol. 1, 30 de Agosto – 3 Setembro de 1993, pp. 385-391.

[Checa_1979] Checa, L.M., "**Linhas de Transporte de Energia**", Electricidade e Electrónica, Edições CETOP, 1979.

[Chen_1995] Chen, Y., Liu, C., "Optimal Multi-objective VAR Planning Using an Interactive Satisfying Method", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, Maio de 1995, pp. 664-670.

[Caramanis_1982] Caramanis, M.C., Bohn, R.E., Schweppe, F.C., "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101, No. 9, Setembro de 1982, pp. 3234-3245.

[Contreras_2000] Contreras, J., Wu, F.F., "A Kernel-Oriented Algorithm for Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 4, Novembro de 2000, pp. 1434-1440.

[Dantzig_1989] Dantzig, G., "Decomposition Techniques for Multi-Area Generation and Transmission Planning Under Uncertainty", EPRI EL-6484, Project 2940-1, Agosto de 1989.

[David_1998] David, A.K., "Dispatch Methodologies for Open Access Transmission Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, Fevereiro de 1998, pp. 46-53.

[De la Torre_1999] De la Torre, T., Feltes, J.W., Gómez, T., Merrill, H.M., "Deregulation, Privatization, and Competition: Transmission Planning Under Uncertainty", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, Maio de 1999, pp. 460-465.

[Dios_1997] Dios, R., Saiz, A., "Transmission Access: Regulation, Definition of Services and Comparison of Pricing Methods", Cigré Symposium Tours 1997, Communication 400-04, pp. 1-6.

[Directiva 96/92/CE] "**Mercado Interno da Electricidade**", Directiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Dezembro de 1996, Comunidade Europeia, 1996.

[Directiva 2003/54/CE] "Directiva 2003/54/CE do Parlamento Europeu e do Conselho que Estabelece Regras Comuns para o Mercado Interno da Electricidade e que Revoga a Directiva 96/92/CE", Comunidade Europeia, 2003.

[Dodu_1979] Dodu, J.C., Merlin, A., "Recent Improvements of the Mexico Model for Probabilistic Planning Studies", Electrical Power & Energy Systems, Vol. 1, No. 1, Abril de 1979, pp. 46-56.

[Dubois_1979] Dubois, D., Prade, H., "Fuzzy Real Algebra: Some Results", Fuzzy Sets and Systems, Vol. 2, 1979.

[Dubois_1980] Dubois, D., Prade, H., "**Fuzzy Sets and Systems – Theory and Applications**", Academic Press, New York, 1980.

[EDP_EP_1982] "Nota Técnica 5/82 – EXEP/DEPR, Programa Zanzibar, Manual de Utilização", EDP/EP, Novembro de 1982.

[El-Sobki_1986] El-Sobki, S.M., El-Metwally, M.M., Farrag, M.A., "New Approach for Planning High-Voltage Transmission Networks", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 133, Parte C, No. 5, Julho de 1986, pp. 256-262.

[ERSE_1998] "**Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços a partir de 1 de Janeiro de 1999 – Portugal Continental**", ERSE, Dezembro de 1998.

[ERSE_1999] Entidade Reguladora do Sector Eléctrico "**Caracterização do Sector Eléctrico – Portugal Continental**", Janeiro de 1999.

[ERSE/Boletim6_2003] "BOLETIM ERSE Nº 6", da ERSE - Entidade Reguladora de Serviços Energéticos, Junho de 2003, disponível no site www.erse.pt.

[ERSE/CNE_2002] "**Modelo de Organização do Mercado Ibérico de Electricidade**", Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (Portugal) e Comisión Nacional de Energia (Espanha), Março de 2002.

[ERSE/RARI_2003] "**Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações**", Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa, Abril de 2003.

[ERSE/RT_2003] "**Regulamento Tarifário**", Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, Lisboa, Abril de 2003.

[Feintuch_1983] Feintuch, P., "Power System Expansion Planning at EDF", Electrical Power & Energy Systems, Vol. 5, No. 2, Abril de 1983, pp. 115-120.

[Ferrero_1997] Ferrero, R.W., Shahidehpour, S.M., Ramesh, V.C., "Transaction Analysis in Deregulated Power Systems Using Game Theory", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, Agosto de 1997.

[Ferrero_1998] Ferrero, R.W., Rivera, J.F., Shahidehpour, S.M., "Application of Games with Incomplete Information for Pricing Electricity in Deregulated Power Tools", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, Fevereiro de 1998.

[Finney_1997] Finney, J.D., Othman, H.A., Rutz, W.L., "Evaluating Transmission Congestion Constraints in System Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, Agosto de 1997, pp. 1143-1150.

[Gallego_1997] Gallego, R.A., Monticelli, A., Alves, A.B., Romero, R., "Parallel Simulated Annealing Applied to Long Term Transmission Network Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Fevereiro de 1997, pp. 181-188.

[Garver_1970] Garver, L.L., "Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 7, Setembro/Outubro de 1970, pp. 1688-1697.

[Gómez_1999/A] Gómez, T., "Incentive Regulation for Distribution Companies Under Electricity Competition", 9 de Abril de 1999, pp. 1-16.

[Gómez_1999/B] Gómez, T., "Regulación de la Distribución de Energía Eléctrica en un Marco de Competencia. Esquemas Basados en Incentivos", 6ª Jornadas Hispano-Lusas de Engenharia Eléctrica, Lisboa, Portugal, 7 a 9 de Julho de 1999.

[Green_1997/A] Green, R., "Electricity Transmission Pricing: an International Comparison", Utilities Policy, Vol. 6, No. 3, 1997, pp. 177-184.

[Green_1997/B] Green, R., "Transmission Pricing in England and Wales", Utilities Policy, Vol. 6, No. 3, 1997, pp. 185-193.

[Haffner_2001] Haffner, S., Monticelli, A., Garcia, A., Romero, R., "Specialised Branch-and-Bound Algorithm for Transmission Network Expansion Planning", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 148, No. 5, Setembro de 2001, pp. 482-488.

[Happ_1994] Happ, H.H., "Cost of Wheeling Methodologies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, Fevereiro de 1994, pp. 147-156.

[Hogan_1998] Hogan, W.W., "Competitive Electricity Market Design: A Wholesale Primer", in Course Material "Course on Market Design", Robert Wilson, University of Stanford Graduate School of Business, http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/E542, Dezembro de 1998.

[Hsiao_1994] Hsiao, Y., Chiang, H., Liu, C., Chen, Y., "A Computer Package for Optimal Multi-objective VAR Planning in Large Scale Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, Maio de 1994, pp. 668-676.

[IEEE RTS_1979] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee "IEEE Reliability Test System", IEEE Transactions on Power Apparatus Systems, Vol. PAS-98, No. 6, Novembro/Dezembro de 1979, pp. 2047-2054.

[Illic_1997] Illic, M.D., Yoon, Y.T., Zobian, A., "Available Transmission Capacity (ATC) and its Value Under Open Acess", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, Maio de 1997.

[INESC_TUR_2000] Saraiva, J.P.T., Silva, J.L.P., Ponce de Leão, M.T., Magalhães, J.M., "**Tarifação do Uso das Redes**", Relatório para a ERSE, Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto, Julho de 2000.

[Johnson_1989] Johnson, D.S., Aragon, C.R., McGeoch, L.A., Schevon, G., "Optimization by Simulated Annealing: an Experimental Evaluation – Part I (Graph Partitioning)", *Operations and Results*, 37, 6, 1989, pp. 865-892.

[Johnson_1991] Johnson, D.S., Aragon, C.R., McGeoch, L.A., Schevon, G., "Optimization by Simulated Annealing: an Experimental Evaluation – Part II (Graph Coloring and Number Partitioning)", *Operations and Results*, 39, 3, 1991, pp. 378-406.

[Johnson_1992] Johnson, D.S., Aragon, C.R., McGeoch, L.A., Schevon, G., "Optimization by Simulated Annealing: an Experimental Evaluation – Part III (The Travelling Salesman Problem)", *Operations and Results*, 1992.

[Karkkainen_2001] Karkkainen, S., Lakervi, E., "*Electric Utility Deregulation and Restructuring* – Liberalisation of Electricity Market in Finland as a Part of Nordic Market", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 148, No. 2, Março de 2001, pp. 194-199.

[Kaufman_1988] Kaufman, A., Gupta, M.M., "Fuzzy Mathematical Techniques Models in Engineering and Management Science", North Holland, Amsterdam, 1988.

[Khan_1988] Khan, E., "Electric Utility Planning and Regulation", American Council for an Energy-Efficiency Economy, Washington DC, USA, 1988.

[Kirkpatrick_1983] Kirkpatrick, S., Gelatt, C.D., Vecchi, M.P., "Optimization by Simulated Annealing", Science, Vol. 220, No. 4598, 1983, pp. 671-680.

[Kovacs_1994] Kovacs, R.R., Leverett, A.L., "A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, Fevereiro de 1994, pp. 272-278.

[Lasheras_1998] Lasheras, M.A., "Stranded Cost in the Spanish Electricity Industry", CNSE – Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, Outubro de 1998.

[Latorre-Bayona_1991] Latorre-Bayona, G., Ramos, A., Pérez-Arriaga, I.J., Alonso, J.F., Sáiz, A., "PERLA: un Modelo de Planification Estatica a Largo Plazo de la Red de Transporte. Opciones de Modelado y Análisis de Idoneidad", II Jornadas Hispano-lusas de Engenharia Eléctrica, Coimbra, Portugal, Julho de 1991.

[Latorre-Bayona_1994] Latorre-Bayona, G., Pérez-Arriaga, I.J., "CHOPIN, a Heuristic Model for Long Term Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 4, Novembro de 1994.

[Latorre-Bayona_2003] Latorre-Bayona, G., Cruz, R.D., Areiza, J.M., Villegas, A., "Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 2, Maio de 2003, pp. 938-946.

[Lee_1977] Lee, S.T.Y., Hicks, K.L., Hnyilicza, E., "Transmission Expansion by Branch-and-Bound Integer Programming with Optimal Cost – Capacity Curves", IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-93, No. 5, 1977, pp. 1390-1399.

[Leeprechanon_2001] Leeprechanon, N., Moorthy, S.S., Brooks, R.D., David, A.K., Wen, F., "Transmission Planning in Deregulated Systems: A Model for Developing Countries", in Proceedings of the PPT 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 10 a 13 de Setembro de 2001.

[Leite da Silva_2000] Leite da Silva, A.M., Manso, L.A.F., Mello, J.C.O., Billinton, R., "Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, Fevereiro de 2000, pp. 73-80.

[Levi_1996] Levi, V.A., Popovic, D.S., "Integrating Methodology for Transmission and Reactive Power Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, Fevereiro de 1996, pp. 370-375.

[Luiz da Silva_2000] Luiz da Silva, E., Gil, H.A., Areiza, J.M., "Transmission Network Expansion Planning Under an Improved Genetic Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, Agosto de 2000, pp. 1168-1175.

[Luiz da Silva_2001] Luiz da Silva, E., Areiza, J.M., Oliveira, G.C., Binato, S., "Transmission Network Expansion Planning Under a Tabu Search Approach", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 1, Fevereiro de 2001, pp. 62-68.

[Makkonen_1999] Makkonen, S., Lahdelma, R., "Analysis of Power Pools in the Deregulated Energy Market Through Simulation", in Proceedings of the 32nd Hawaii International Conference on System Sciences – 1999, IEEE 1999, pp. 1-9.

[Manso_1999] Manso, L.A.F., "**Um Ambiente para Planejamento de Sistemas de Geração e Transmissão Utilizando o Valor da Confiabilidade**", Tese de Doutoramento apresentada ao Instituto de Engenharia Eléctrica da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, MG, Brasil, Junho de 1999.

[Marangon Lima_1996] Marangon Lima, J.W., "Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3, Agosto de 1996, pp. 1409-1418.

[Marangon Lima_1998] Marangon Lima, J.W., Oliveira, E.J., "The Long-Term Impact of Transmission Pricing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 4, Novembro de 1998, pp. 1514-1520.

[Matos_1988] Matos, M.A.C.C., "**Ajuda à Decisão Multicritério – novas contribuições**", Dissertação de Doutoramento, FEUP / DEEC, Porto, 1988.

[Meliopoulos_1982] Meliopoulos, A.P., Webb, R.P., Bennon, R.J., Juves, J.A., "Optimal Long Range Transmission Planning with AC Load Flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 10, Outubro de 1982.

[Mello_1994] Mello, J.C.O., Pereira, M.V.F., Leite da Silva, A.M., "Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 3, Agosto de 1994, pp. 1318-1324.

[Mello_1997] Mello, J.C.O., Leite da Silva, A.M., Pereira, M.V.F., "Efficient Loss-Of-Load Cost Evaluation by Combined Pseudo-sequential and State Transition Simulation", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, No. 2, Março de 1997, pp. 147-154.

[Melo_1992] Melo, A.C.G., Pereira, M.V.F., Leite da Silva, A.M., "Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 2, Maio de 1992, pp. 469-476.

[Mensah-Bonsu_2002] Mensah-Bonsu, C., Jones, L.E., "Regional Transmission Organizations (RTOs): Effects on Electricity Markets, Operational Reliability and Transmission Planning *(Panel)*", IEEE Transactions on Power Systems, 2002, pp. 49-52.

[Merrill_1990] Merrill, H.M., Wood, A.J., "Risk and Uncertainty in Power System Planning", in Proceedings of the 10th Power Systems Computation Conference, Graz, Austria, 19 a 24 de Agosto de 1990.

[MIBEL_2001] "Protocolo de Colaboração entre as Administrações Espanhola e Portuguesa para a Criação do Mercado Ibérico de Electricidade", Realizado a 14 de Novembro de 2001, Madrid, Espanha.

[Ministério da Indústria e Energia_1995] "Bases da Concessão da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica", anexo ao Decreto-Lei nº 185/95 de 27 de Julho de 1995.

[Miranda_1987] Miranda, V., Matos, M., "Determinação de Diagramas de Carga Imprecisos Úteis ao Planeamento da Distribuição de Energia Eléctrica", IO, 1987, Coimbra.

[Miranda_1989] Miranda, V., Matos, M., "Distribution System Planning with Fuzzy Models and Techniques", CIRED, 1989, Brighton.

[Miranda_1990/A] Miranda, V., "Risco e Incerteza em Planeamento de Sistemas de Energia", FEUP-DEEC / INESC (Porto), 1990.

[Miranda_1990/B] Miranda, V., Matos, M., Saraiva, J.T., "Fuzzy Load Flow – New Algorithms Incorporating Uncertain Generation and Load Representation", in Proceedings of the 10th Power Systems Computations Conference, Butterworths, Londres, Inglaterra, 1990.

[Monticelli_1982] Monticelli, A., Santos Jr, A., Pereira, M.V.F., Cunha, S.H., Parker, B.J., Praça, J.C.G., "Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No. 10, Outubro de 1982, pp. 3919-3925.

[Morandé_1997] Morandé, F.G.L., Raineri, R.B., (Editores) "**(De)Regulation and Competition: The Electric Industry in Chile**", Ilades / Georgetown University, Santiago do Chile, Chile, 1997.

[Mori_2001] Mori, H., Sone, Y., "A Parallel Tabu Search Based Approach to Transmission Network Expansion Planning", in Proceedings of the PPT 2001, IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 10 a 13 de Setembro de 2001.

[Morozowski_1990] Morozowski, M., Melo, A.C.G., Pereira, M.V.F., Pinto, L.M.V.G., "Priority Evaluation and Ranking of Transmission System Projects – Computer Models and Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 3, Agosto de 1990, pp. 1017-1021.

[Murtagh_1981] Murtagh, B.A., "**Advanced Linear Programming: Computation an Pratice**", McGraw-Hill International Book Company, 1981.

[Oliveira_1995] Oliveira, G.C., Costa, A.P.C., Binato, S., "Large Scale Transmission Planning Using Optimisation and Heuristic Techniques", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 4, Novembro de 1995, pp. 1828-1834.

[Orths_2001] Orths, A., Styczynski, A.Z., "Game Theoretical Approach to Power Network Planning", in Proceedings of the PPT 2001, IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 10 a 13 de Setembro de 2001.

[Pamudji_1995] Pamudji, N., Kaye, R.J., Outhred, H.R., "Network Effects in a Competitive Electricity Industry: Non Linear and Linear Nodal Auctions Models", in Proceedings of the Stockholm Power Tech, SPT'95, Julho de 1995.

[Peças Lopes_2002] Peças Lopes, J.A., Matos, M.A., Saraiva, J.T., Silva, J.P., Ponce de Leão, M.T., "The Iberian Electricity Market – Merging Two Commercial Operation Models Into Integrated Market Structure", in Proceedings of the 3rd Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, MED POWER 2002, IEE, Atenas, Grécia, Novembro de 2002.

[Pereira_1985] Pereira, M.V.F., Pinto, L.M.V.G., Cunha, S.H.F., Oliveira, G.C., "A Decomposition Approach to Automated Generation / Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 11, Novembro de 1985, pp. 3074-3083.

[Pereira_1992] Pereira, M.V.F., Balu, N., "Composite Generation / Transmission Reliability Evaluation", in Proceedings of the IEEE, Vol. 80, No. 4, Abril de 1992, pp. 469-291.

[Pereira_1999] Pereira, J., Saraiva, J.T., Ponce de Leão, M.T., "Identification of Operation Strategies of Networks Using a Simulated Annealing Approach", in Proceedings of the IEEE Power Tech'99 Conference, Budapeste, Hungria, 29 de Agosto a 2 de Setembro de 1999.

[Pérez-Arriaga_1992] Pérez-Arriaga, I.J., "**Pricing of Transmission Services**", Working Paper IIT-92-030, Junho de 1992.

[Pérez-Arriaga_1995] Pérez-Arriaga, I.J., Rubio-Odériz, F.J., Puerta, J.F., Arceluz, J., Marín, J., "Marginal Pricing of Transmission Services: an Analysis of Cost Recovery",

IEEE/PES 1994 Summer Meeting, San Francisco, CA, Julho de 1994, pp. 24-28, e IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, Fevereiro de 1995, pp. 546-553.

[Pirlot_2000] Pirlot, M., "General Local Search Heuristics in Combinatorial Optimization: a Tutorial", in Belgian Journal of Operation Research, Statistics and Computer Science, Vol. 32, No. 1-2, 4 a 7 de Abril de 2000, pp. 7-67.

[Ponce de Leão_1995] Ponce de Leão, M.T., "**Planeamento de Redes de Distribuição com Produção Independente**", Dissertação de Doutoramento, FEUP / DEEC, Porto, 1995.

[Ponce de Leão_1999/A] Ponce de Leão, M.T., "Marginal Costs Computation Using Simulated Annealing", Paper BPT99-426-21, in Proceedings of the IEEE Power Tech'99 Conference, Budapeste, Hungria, Setembro de 1999.

[Ponce de Leão_1999/B] Ponce de Leão, M.T., Matos, M.A., "Multicriteria Distribution Network Planning Using Simulated Annealing", *International Transactions in Operational Research*, Vol. 6/4, Elsevier Science, 1999, pp. 337-391.

[Ponce de Leão_2000/A] Ponce de Leão, M.T., Saraiva, J.T., "A Simulated Annealing Approach to Evaluate Long Term Marginal Costs and Investment Decisions", 2000 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Seatle, USA, Julho de 2000, pp. 2284-2289.

[Ponce de Leão_2000/B] Ponce de Leão, M.T., Saraiva, J.T., "A Metaheuristic Approach to Evaluate Long Term Marginal Prices and the Impact of Uncertainties and Regulatory Decisions", in Proceedings of the 6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS, Funchal, Portugal, Setembro de 2000.

[Pool_Alberta_2001] "Analysis of Energy Market Dispatching – Market Development", Power Pool of Alberta, 20 de Dezembro de 2001.

[Proença_1997] Proença, L.M.B., "**Towards a Comprehensive Methodology for Power System Planning**", Doctoral Dissertation, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Novembro de 1997.

[Read_1997] Read, E.G., "Transmission Pricing in New Zealand", Utilities Policy, Vol. 6, No. 3, 1997, pp. 227-235.

[REN_1999] Relatório da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., "**Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 31 de Dezembro de 1998**", Lisboa, Julho de 1999.

[REN_2001] Relatório da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. "**Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2002 – 2007**", Volume 1 e 2, Lisboa, Novembro de 2001, disponível no site www.ren.pt.

[REN_2002] Relatório da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., "**Caracterização da Rede Nacional de Transporte em 31 de Dezembro de 2001**", Lisboa, Março de 2002.

[REN_2003] "**Caracterização da Rede Nacional de Transporte para Efeitos de Acesso à Rede em 31 de Dezembro de 2002**", Rede Eléctrica Nacional S.A., Lisboa, Março de 2003.

[REN_2004] "**Síntese Técnica – 2003**", REN – Rede Eléctrica Nacional S.A., Lisboa, 2004.

[Rivier_1990] Rivier M., Pérez-Arriaga I.J., Luengo G., "JUANAC: A Model for Computation of Spot Prices in Interconnected Power Systems", in Proceedings of the 10th PSCC Conference, Graz, Áustria, Agosto de 1990, pp. 254-261.

[Rivier_1993] Rivier, M., Pérez-Arriaga, I.J., "Computation and Decomposition of Prices for Transmission Pricing", in Proceedings of the 11th PSCC Conference, Avignon, 1993.

[Romero_1996] Romero, R., Gallego, R.A., Monticelli, A., "Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, Fevereiro de 1996, pp. 364-369.

[Rubio-Odériz_1999] Rubio-Odériz, F.J., "**Metodología de Asignación de Costes de la Red de Transporte en un Contexto de Regulación Abierta a la Competencia**", Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Departamento de Electrotecnia y Sistemas, Madrid, 1999.

[Rubio-Odériz_2000] Rubio-Odériz, F.J., Pérez-Arriaga, I.J., "Marginal Pricing of Transmission Services: a Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, Fevereiro de 2000, pp. 448-454.

[Rudnick_1995] Rudnick, H., Palma, R., Fernández, J.E., "Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, Maio de 1995, pp. 1125-1142.

[Rudnick_1996] Rudnick, H., Palma, R., Cura, E., Silva, C., "Economically Adapted Transmission Systems in Open Access Schemes – Application of Genetic Algorithms", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3, Agosto de 1996, pp. 1-8.

[Rudnick_1997] Rudnick, H., Varela, R., Hogan, W., "Evaluation of Alternatives for Power System Coordination and Pooling in a Competitive Environment", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, Maio de 1997, pp. 605-613.

[Santana_2002] Santana, J.J.E., "Regulação do Sector Eléctrico", I Jornadas de Engenharia Electrotécnica, Instituto Politécnico de Tomar, 2002.

[Saraiva_1992] Saraiva, J.P.T., "**Aplicação de Conjuntos Imprecisos na Modelização e Planeamento de Sistemas Eléctricos**", Dissertação de Doutoramento, FEUP / DEEC, Porto, Outubro de 1992.

[Saraiva_1994] Saraiva, J.T., Miranda, V., Pinto, L.M.V.G., "Impact On Some Planning Decisions From A Fuzzy Modelling Of Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 2, Maio de 1994, pp. 819-825.

[Saraiva_1996/A] Saraiva, J.T., Miranda, V., Pinto, L.M.V.G., "Generation / Transmission Power System Reliability Evaluation by Monte-Carlo Simulation Assuming a Fuzzy Load Description", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, Maio de 1996, pp. 690-695.

[Saraiva_1996/B] Saraiva, J.T., Miranda, V., "Identification of Hedging Policies in Generation / Transmission Systems", in Proceedings of the 12th Power Systems Computation Conference, Dresden, Agosto de 1996, pp. 779-785.

[Saraiva_1996/C] Saraiva, J.T., "A Fuzzy Approach to Power System Planning and Power Transactions in a Competitive Environment", in Proceedings of the 35th IEEE Conference on Decisions and Control, CDC'96, Kobe, Japão, Dezembro de 1996, pp. 2196-2201.

[Saraiva_1999/A] Saraiva, J.T., "Evaluation of the Impact of Load Uncertainties in Spot Prices Using Fuzzy Set Models", in Proceedings of the 13th PSCC Conference, Trondheim, Julho de 1999, pp. 265-271.

[Saraiva_1999/B] Saraiva, J.T., "Impact of Load Uncertainties in Spot Prices", in Proceedings of the IEEE Power Tech'99 Conference, Budapeste, Hungria, Agosto/Setembro de 1999.

[Saraiva_2001] Saraiva, J.T., Silva, J.L.P., Ponce de Leão, M.T., "Evaluation of the Marginal Based Remuneration – A Case Study Using the Portuguese Transmission Network", in Proceedings of the PPT 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, 10 – 13 de Setembro de 2001, Porto, Portugal.

[Saraiva_2002/A] Saraiva, J.T., Silva, J.L.P., Ponce de Leão, M.T., "**Mercados de Electricidade – Regulação e Tarifação do Uso das Redes**", FEUP Edições, Porto, 2002.

[Saraiva_2002/B] Saraiva, J.T., "Mercados da Electricidade – O Futuro do Sector Eléctrico", I Jornadas de Engenharia Electrotécnica, Instituto Politécnico de Tomar, 2002.

[Sawey_1977] Sawey, R.M., Zinn, C.D., "A Mathematical Model for Long Range Planning of Generation and Transmission in Electric Utility Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, No. 2, Março/Abril de 1977, pp. 657-666.

[Schlumberger_1999] Schlumberger, Y., Lebrevelec, C., Pasquale, M. De, "Power Systems Security Analysis – New Approaches Used at EDF", IEEE Summer Meeting, Edmonton, Canadá, Julho de 1999.

[Schweppe_1988] Schweppe, F.C., Caramanis, M.C., Tabors, R.D., Bohn, R.E., "**Spot Pricing of Electricity**", Kluwer Academic Publishers, 1988.

[Seifu_1989] Seifu, A., Salon, S., List, G., "Optimization of Transmission Line Planning Including Security Constraints", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 4, Outubro de 1989, pp. 1507-1513.

[Serna_1978] Serna, C., Duran, J., Camargo, A., "A Model for Expansion Planning of Transmission Systems – A Practical Application Example", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, No. 2, Março/Abril de 1978, pp. 610-615.

[Shirmohammadi_1989] Shirmohammadi, D., Gribik, P.R., Law, E.T.K., Malionowski, J.H., O'Donnell, R.E., "Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 4, Outubro de 1989, pp. 1405-1413.

[Shirmohammadi_1991] Shirmohammadi, D., Rajagopalan, C., Alward, E.R., Thomas, C.L., "Cost of Transmission Transactions: An Introduction", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 4, Novembro de 1991, pp. 1546-1560.

[Shirmohammadi_1996] Shirmohammadi, D., Filho, X.V., Gorenstin, B., Pereira, M.V.P., "Some Fundamental Technical Concepts About Cost Based Transmission Pricing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, Maio de 1996, pp. 1002-1008.

[Siddiqi_1995] Siddiqi, S.N., Baughman, M.L., "Value-based Transmission Planning and the Effects of Network Models", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 4, Novembro de 1995, pp. 1835-1842.

[Singh_1998] Singh, H., Hao, S., Papalexopoulos, A., "Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, Maio de 1998, pp. 672-680.

[Stephen_1977] Stephen, T.Y.L., Kenneth, L.H., Esteban, H., "Transmission Expansion by Branch-and-Bound Integer Programming with Optimal Cost – Capacity Curves", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 93, No. 5, Maio de 1977.

[Stephenson_2001] Stephenson, P., Paun, M., "Electricity Market Trading", Power Engineering Journal, Dezembro de 2001, pp. 277-288.

[Stewart_1997] Stewart, R., Parker, C., Loh, K., Popple, C., Stam, R., Green, M., "A Methodology for Cost Reflective Transmission Network Pricing in Austrália", Cigré Symposium Tours 1997, Communication 400-06, pp. 1-6.

[Tabors_1994] Tabors, R.D., "Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, Fevereiro de 1994, pp. 206-215.

[TransPower_1991] TransPower, "Transmission Pricing", Informe, 1991, New Zealand.

[Tsukamoto_1996] Tsukamoto, Y., Ivoda, Y., "Allocation of Fixed Transmission Cost of Wheeling Transactions by Cooperative Game Theory", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, Maio de 1996.

[UNIPEDE_1997] "Principles of Transmission Pricing", UNIPEDE Economics and Tariffs Study Committee 60.03.TARTRANS, UNIPEDE, Maio de 1997.

[Vidal_1993] Vidal, R.V.V., "**Applied Simulated Annealing**", Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, Springer Verlag, Berlim, 1993.

[Vieira Filho_1997] Vieira Filho, X., Melo, A.G.C., Mello, J.C.O., Granville, S., Gorestin, B., Pereira, M.V., "Incorporation of Stranded Investments in Efficient Transmission Pricing Schemes", Proceedings of CIGRÉ Symposium on Impact of Open Trading on Power Systems, Tours, França, Junho de 1997.

[Villasana_1985] Villasana, R., Garver, L.L., Salon, S.J., "Transmission Network Planning Using Linear Programming", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, No. 2, Fevereiro de 1985.

[Voropai_2001/A] Voropai, N.I., Ivanova, E.Y., "The Analysis of Many Preference Relations in Electric Power System Expansion Planning", in Proceedings of the PPT 2001, IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, Setembro de 2001.

[Voropai_2001/B] Voropai, N.I., Podkovalnikov, S.V., Trufanov, V.V., "Methodical Principles of Making Decisions on Electric Power System Expansion in Market Environment", in Proceedings of the PPT 2001, IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, Setembro de 2001.

[Voropai_2003] Voropai, N.I., Ivanova, E.Y., "Hierarchical Game Theorical Problem of Electric Power System Expansion Planning", in Proceedings of 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, Bolonha, Itália, Junho de 2003.

[Zadeh_1965] Zadeh, L.A., "Fuzzy Sets", Information and Control, No. 8, 1965.

[Zolezzi_2003] Zolezzi, J.M., Rudnick, H., "Consumers Coordination and Cooperation in Transmission Cost Allocation", in Proceedings of the 2003 IEEE Bolonha Power Tech Conference, 23 a 26 de Junho de 2003, Bolonha, Itália.

[Wenyuan_1993] Wenyuan, L., Billinton, R., "A Minimum Cost Assessment Method for Composite Generation and Transmission System Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 2, Maio de 1993, pp. 628-635.

[Wolak_1997] Wolak, F.A., "Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets: An International Comparison", Department of Economics Stanford University, 1997, http://www-leland.stanford.edu/~wolak.

[Wood_1996] Wood, A.J., Wollenberg, B.F., "**Power Generation, Operation and Control**", Wiley – Interscience Publication, John Wiley & Sons, Inc., 1996, 2ª edição.

[Youssef_1989] Youssef, H.K., Hackam, R., "New Transmission Planning Model", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 1, Fevereiro de 1989, pp. 9-18.

[Yu_1997] Yu, C.W., David, A.K., "Pricing Transmission Services in the Context of Industry Deregulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, Fevereiro de 1997, pp. 503-510.

ANEXOS

ANEXO A

METAHEURÍSTICAS – CONCEITOS GERAIS E *SIMULATED ANNEALING*

A.1 – Conceitos Gerais

Neste anexo apresentam-se as características gerais das seguintes metaheurísticas: *Simulated Annealing*, *Tabu Search* e Algoritmos Genéticos. Estas metaheurísticas integram princípios de funcionamento baseados em leis físicas e naturais e desenvolvem estratégias de pesquisa adequadas para resolver problemas de optimização de natureza combinatória considerando mecanismos para evitar a convergência para óptimos locais.

O planeamento da expansão e reforço das redes de transporte é um problema de grande complexidade e de natureza combinatória, envolvendo muita informação e estando sujeito a várias restrições. Para a sua resolução têm-se utilizado diversas metodologias, convencionais e heurísticas e, nos anos mais recentes, diversas metaheurísticas. Na metodologia desenvolvida no trabalho apresentado nesta Tese abordando o problema de expansão e reforço da rede de transporte, optou-se pela sua resolução através da metaheurística *Simulated Annealing*. A escolha desta metaheurística deve-se essencialmente à sua simplicidade e reduzido esforço computacional, comparativamente com as outras metaheurísticas, conseguindo-se obter resultados similares, [Pirlot_2000].

Pelas razões atrás referidas, a seguir apresenta-se com maior detalhe a metaheurística *Simulated Annealing*, assim como o respectivo algoritmo. Seguidamente e de forma resumida, apresentam-se também as metaheurísticas *Tabu Search* e Algoritmos Genéticos, pois estas são também bastante utilizadas em estudos de planeamento, como se pode confirmar pela literatura da especialidade.

A.2 – Metaheurística Simulated Annealing

A.2.1 – Introdução

A metaheurística *Simulated Annealing* foi aplicada pela primeira vez para resolver problemas de optimização por Kirkpatrick, Gelatt e Vecchi em 1983 [Kirkpatrick_1983]. Ao longo da última década, foi desenvolvida diversa literatura sobre a aplicação da

metaheurística *Simulated Annealing* em diferentes áreas de investigação, destacando-se os livros [Aarts_1990], [Azencott_1992], [Vidal_1993] e diversos artigos de D.S. Johnson em [Johnson_1989], [Johnson_1991] e [Johnson_1992]. No ano de 1996, R. Romero *e outros* em [Romero_1996] utilizaram a metaheurística *Simulated Annealing* para efectuar um planeamento estático de redes de transporte.

De realçar ainda o trabalho desenvolvido pela Unidade de Sistemas de Energia do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto que tem vindo a aplicar esta metaheurística no planeamento e exploração de redes de distribuição, tal como se pode verificar nas publicações [Ponce de Leão_1999/B] e [Pereira_1999].

A.2.2 – Estrutura do algoritmo da metaheurística Simulated Annealing

O algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* consiste numa estratégia de pesquisa local baseada no algoritmo de *Metropolis* que foi elaborado a partir de princípios básicos das leis físicas da termodinâmica, em que se pretende simular o arrefecimento de um metal depois de previamente aquecido até uma temperatura elevada. O algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* inclui dois mecanismos essenciais: uma estrutura de vizinhança e um mecanismo probabilístico de procura local. Para obter um bom desempenho do algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* deverão ser fixados adequadamente valores para os diversos parâmetros de controlo: temperatura máxima e mínima, factor de arrefecimento, comprimento do patamar e critério de paragem. Este último pode ser implementado considerando por exemplo, o número máximo de soluções piores bem como o número máximo de iterações do algoritmo.

Nos pontos seguintes serão detalhados estes mecanismos e parâmetros de controlo da metaheurística *Simulated Annealing*.

A.2.2.1 – Estrutura de Vizinhança e Mecanismo de Pesquisa Local

Uma estratégia de pesquisa local consiste em realizar um movimento de uma solução para outra numa vizinhança de acordo com algumas regras perfeitamente definidas. A sequência das soluções que se obtém define uma trajectória no espaço de soluções.

A Estrutura de Vizinhança para um espaço de soluções X é definida considerando que a cada solução $x \in X$ está associado um subconjunto $V(x) \subseteq X$ chamado de vizinhança de x, que inclui as soluções que podem ser obtidas a partir de x através de um movimento elementar,

mas em que $x \notin V(x)$, $\forall x \in X$. A construção de uma boa estrutura de vizinhança é bastante importante para a eficiência do algoritmo.

Considere-se um problema de minimização de uma função de avaliação $F(x)$ num espaço de soluções X finito. Uma estratégia de pesquisa local inicia-se a partir de uma solução arbitrária $x_n \in X$ e para cada passo n, é escolhida uma nova solução x_{n+1} na vizinhança $V(x_n)$ da solução corrente x_n. A escolha consiste em identificar a melhor solução $x_{n+1} \in V(x_n)$ que verifique $F(x_{n+1}) \leq F(x)$, $\forall x \in V(x_n)$. Esta solução x_{n+1} corresponderá então à próxima solução corrente. No entanto, se x_{n+1} não for pior que x_n, ou seja, $F(x_{n+1}) \leq F(x_n)$, a procura pára. Esta estratégia é usualmente designada de estratégia de descida, correspondendo-lhe o algoritmo apresentado na figura A.1.

```
INICIO
    i)  Seleccionar x1 ∈ X.
    ii) Processo iterativo (Passos: n= 1, 2, ..., n).
        xn – solução corrente.
        Encontrar a melhor solução x aleatoriamente na vizinhança xn, V(xn).
        Se (F(x) ≤F(xn)) então
            xn+1 ← x
            Se (F(x) <F^opt) então
                F^opt ← F(x)
            FimSe
        Senão Fim.
        FimSe
FIM.
```

Figura A.1 – Algoritmo da estratégia de descida.

A principal desvantagem deste algoritmo resulta da sua incapacidade em escapar a mínimos locais. Como mostra a figura A.2, todas as soluções na vizinhança $V(x_n)$ são piores que x_n, embora exista um mínimo global de F em x_m. Este mínimo global não pode ser alcançado através do algoritmo de descida atrás descrito se o processo for iniciado em x_a. Se o processo iterativo for iniciado em x_b será já possível convergir para x_m. Esta situação permite ainda realçar a dependência da solução final obtida em relação à solução inicial.

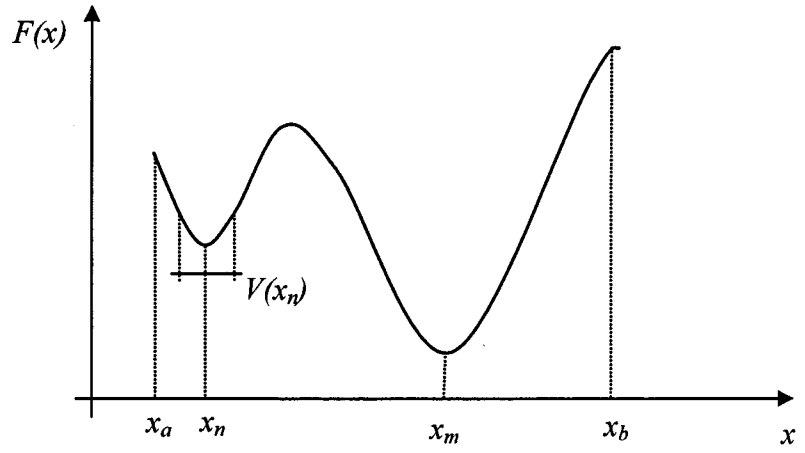


Figura A.2 – A solução de *F(x)* corresponde a um mínimo local.

Com a metaheurística *Simulated Annealing* pretende-se exactamente evitar que a solução de um problema corresponda a óptimos locais.

A metaheurística *Simulated Annealing* baseia-se numa analogia com sistemas termodinâmicos capazes de evoluir para um estado de energia mínima. Esta ideia encontra-se desenvolvida no trabalho de Kirkpatrick [Kirkpatrick_1983], que se baseou no Algoritmo de *Metropolis* apresentado em 1953. Este algoritmo é constituído por duas etapas. Na primeira etapa eleva-se a temperatura de um corpo até atingir o estado de energia máxima (por exemplo: fusão de um corpo metálico). Na etapa seguinte, o corpo é arrefecido lentamente duma forma sucessiva até atingir o estado de energia mínima (por exemplo: solidificação do corpo metálico).

Por analogia, generalizou-se o Algoritmo de *Metropolis* obtendo-se o algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing*. Constitui-se um espaço de soluções $X = \{x_1, x_2, ..., x_n\}$ do qual se extrai uma solução inicial x_i, que é avaliada pela função $F(x_i)$. No início do processo iterativo são aceites muitos movimentos para actualizar a solução, que é escolhida duma forma arbitrária na sua vizinhança $V(x_i)$. Seja x essa solução tal que $x \in V(x_i)$. Se $F(x) \leq F(x_i)$, x será a nova solução corrente. Caso contrário, é seleccionada uma das seguintes alternativas de acordo com uma lei probabilística: x será a solução corrente com uma probabilidade $p(n)$ ou x_i permanecerá como solução corrente com a probabilidade complementar $1 - p(n)$, sendo x eliminada. A probabilidade $p(n)$ decresce ao longo do processo iterativo. O algoritmo desenrola-se com valores de $F(x)$ cada vez menores e também com um espaço de soluções cada vez mais selectivo.

A.2.3 – Parâmetros de controlo do algoritmo da metaheurística Simulated Annealing

Para melhorar o funcionamento do algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* deverão ser fixados os valores de alguns parâmetros de controlo. Estes parâmetros correspondem à probabilidade de aceitação de piores soluções, definição da evolução da temperatura e critério de paragem.

Probabilidade de Aceitação p(n)

A fórmula de cálculo da probabilidade de aceitação, dada pela expressão (A.1), é obtida através da analogia com os sistemas termodinâmicos e corresponde à característica de distribuição de *Boltzman.*

$$p(n) = e^{\left(-\frac{\Delta F_n}{T(n)}\right)} \tag{A.1}$$

Nesta expressão:

$$\Delta F_n = F(x) - F(x_n) \tag{A.2}$$

$T(n)$ – Temperatura no patamar n;

$F(x)$ – Valor da Função de Avaliação para a solução x;

$F(x_n)$ – Valor da Função de Avaliação para a solução corrente x_n.

Escala de temperaturas T_k

No algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* a temperatura $T(n)$ diminui com o tempo simulando o processo de arrefecimento. Este procedimento tem o objectivo de tornar menos provável a aceitação de piores soluções, garantindo a realização de uma pesquisa mais fina em regiões mais prometedoras. Uma escala de temperaturas T em função do número de patamares n do algoritmo é apresentada na figura A.3. Esta escala é usualmente designada de geométrica.

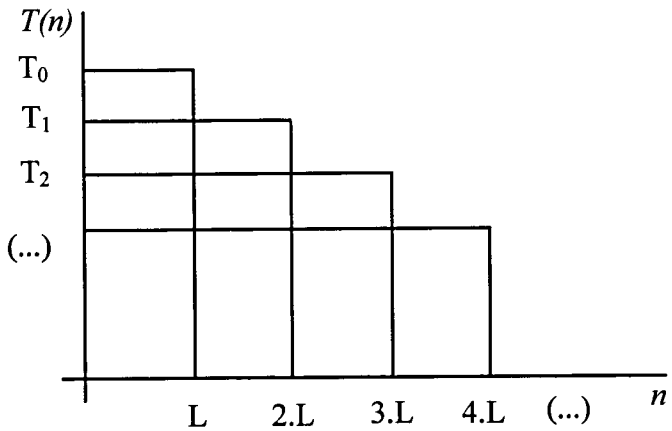


Figura A.3 – Escala de temperaturas $T(n)$.

O algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* é iniciado com uma temperatura inicial elevada T_0, a qual se mantém constante durante L iterações consecutivas. Em seguida, e após cada sequência de L iterações, a temperatura é reduzida através da multiplicação da temperatura corrente por um factor de arrefecimento α, com valores compreendidos entre [0;1], de acordo com (A.3).

$$T(k.L) = T_k = \alpha T_0 \tag{A.3}$$

Para definir a escala de temperaturas deverão portanto ser fixados os valores da temperatura inicial T_0, do factor de arrefecimento α e do comprimento do patamar L.

Critérios de paragem

Os critérios de paragem são variados e podem corresponder, por exemplo, aos seguintes:

- Critério de paragem 1: Se a Função de Avaliação F não for melhorada durante um número máximo de iterações pré-especificado, o algoritmo termina;
- Critério de paragem 2: Se o número de iterações do algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* atingir um valor máximo especificado, o algoritmo termina;
- Critério de paragem 3: Se a temperatura do processo atingir um valor mínimo pré-especificado, o algoritmo termina;
- Critério de paragem 4: Se a Função de Avaliação F não melhorou mais do que ε [%] ao longo do último patamar de comprimento L, o algoritmo termina.

A.2.4 – Algoritmo da metaheurística Simulated Annealing

Na figura A.4 apresenta-se o algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* de uma forma mais detalhada. Numa fase inicial fixam-se os parâmetros de controlo respeitantes à escala da temperatura e critérios de paragem a utilizar. Seguidamente, seleccionam-se sucessivamente novas soluções através de uma estrutura de vizinhança em torno da solução corrente. Para uma temperatura elevada a probabilidade de aceitar piores soluções é mais elevada. À medida que a temperatura diminui essa probabilidade diminui, pelo que ficará reforçada a pesquisa numa zona de boas soluções.

INICIO

i) Fixar os parâmetros de controlo:
   Temperatura inicial, T_0 (valor máximo);
   Temperatura final, T_f (valor mínimo);
   Factor de arrefecimento, $\alpha \in [0;1]$;

Comprimento do patamar L;
Número máximo de soluções piores, $W_{máx}$;
Número máximo de iterações, $N_{máx}$;
Inicializar:
$n \leftarrow 0$; (contador do número de iterações)
$w \leftarrow 0$; (contador de piores soluções consecutivas)
$T \leftarrow T_0$;

ii) Seleccionar uma solução inicial x_i, $x_i \in X$;
iii) Avaliar a solução x_i através da Função de Avaliação F, $F(x_i)$;
iv) Guardar como solução corrente e solução óptima:
$F^{cor} \leftarrow F(x_i)$
$x^{cor} \leftarrow x_i$

$F^{opt} \leftarrow F(x_i)$
$x^{opt} \leftarrow x_i$
v) Sortear x na vizinhança de x^{cor}, $x \in V(x^{cor})$;
$n \leftarrow n+1$;
vi) Avaliar a solução x, $F(x)$;
vii) Se ($F(x) \leq F^{cor}$) então
$F^{cor} \leftarrow F(x)$
$x^{cor} \leftarrow x$
Se ($F(x) < F^{opt}$) então
$F^{opt} \leftarrow F(x)$
$x^{opt} \leftarrow x$
$w \leftarrow 0$;
FimSe
Senão
$w \leftarrow w+1$;
Sortear um número $p \in [0;1]$;
Calcular a probabilidade de aceitação $p(n)$ pela expressão (A.1);
Se ($p \leq p(n)$) então
$F^{cor} \leftarrow F(x)$
$x^{cor} \leftarrow x$
Senão Eliminar solução x;
FimSe
FimSe
viii) Se ($L \leq L_{máx}$) então Voltar ao passo v);
Senão Actualizar o valor da temperatura T através da expressão (A.3) e Voltar ao passo v);
FimSe
ix) Se ($w \leq W_{máx}$) então Voltar ao passo v);
Senão Fim;
x) Se ($T \leq T^f$) então Voltar ao passo v);
Senão Fim;
FimSe
xi) Se ($n \leq N_{máx}$) então Voltar ao passo v);
Senão Fim;
FimSe

FIM.

Figura A.4 – Algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing*.

A.2.5 – Regulação dos parâmetros

Com o objectivo de melhorar a eficiência do funcionamento do algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing* apresentam-se a seguir alguns procedimentos que podem ser executados de modo a verificar o andamento do algoritmo, assim como, possibilitar a alteração de alguns dos parâmetros de controlo.

Gráfico típico

O gráfico de F_n^{opt} em função do número de iterações n apresentado na figura A.5 corresponde à configuração típica do gráfico F_n^{opt} quando se utiliza uma escala de temperaturas geométrica como a representada na figura A.3.

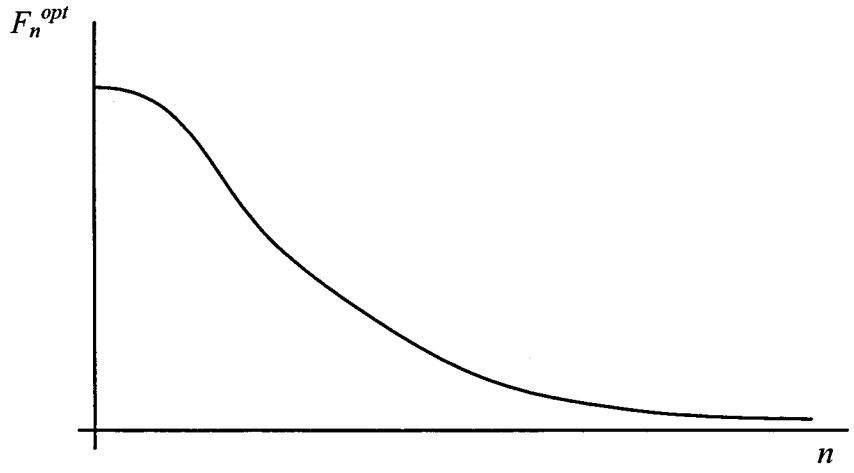


Figura A.5 – Evolução típica de F_n^{opt} com escala de arrefecimento geométrica.

O gráfico F_n^{opt} só é obtido após a execução do algoritmo da metaheurística *Simulated Annealing*, permitindo efectuar uma avaliação posterior do seu comportamento, que deverá ser o mais semelhante possível relativamente à evolução típica apresentada na figura A.5. Uma boa escolha dos parâmetros referidos levará a obter essa evolução gráfica típica, que apresenta um período inicial não demasiadamente longo e durante o qual ocorre um melhoramento significativo da função F_n^{opt}. Esse gráfico inclui também um período final não demasiadamente longo, mas no qual é aconselhável esperar por um sinal claro de que nenhum melhoramento substancial da função F_n^{opt} será obtido antes de activar o critério de paragem.

Temperatura inicial

A temperatura inicial T_0 da escala de arrefecimento é determinada de modo que a probabilidade de aceitação inicial p_0 possa permitir aceitar qualquer solução do espaço de soluções. Logo, a fixação do valor de T_0 depende do valor a atribuído a p_0.

Os estudos realizados e a experiência adquirida com a utilização da metaheurística *Simulated Annealing* leva a concluir-se que o processo mais comum de determinar T_0 é através do método de tentativa e erro, ou seja, conhecido o valor pretendido para p_0, executa-se a metaheurística *Simulated Annealing* para um valor de T_0 provisório. Em seguida, calcula-se p_0 e adapta-se o valor de T_0 de forma a aproximar p_0 do valor pretendido. Reinicia-se novamente a metaheurística *Simulated Annealing* e calcula-se de novo p_0, alterando-se o valor de T_0 de forma a aproximar p_0 do valor pretendido. Este processo repete-se até se encontrar o valor de T_0 que forneça um valor de p_0 bastante próximo do valor pretendido.

O valor a fixar para p_0 deverá ser bastante elevado, próximo de 1, de modo que inicialmente qualquer solução do espaço de soluções possa ser escolhida. Estudos efectuados para um caso particular, como referido em [Pirlot_2000], concluíram que a partir de valores de $p_0 = 0.4$ não havia melhoramentos na qualidade da solução final, enquanto que o peso computacional crescia substancialmente.

Em termos conclusivos verifica-se que a escolha dos parâmetros T_0 e p_0 depende do tipo de problema a resolver, havendo sempre a necessidade de efectuar um trabalho preliminar cuidadoso antes de executar o algoritmo. Isto porque o método de tentativa e erro não produz valores robustos. Por esta razão, sugere-se que sejam utilizados métodos específicos e cálculos computacionais baseados em valores desejados para p_0 e em algumas características do problema relacionadas, por exemplo, com a dimensão da vizinhança.

Comprimento do patamar L e factor de arrefecimento α

O comprimento do patamar L e o factor de arrefecimento α estão correlacionados, porque aumentar o valor de L ou de α aumenta o número de iterações da metaheurística *Simulated Annealing*, mas também melhora a solução final. Por exemplo, duplicando L ou tomando a raiz quadrada de α, duplica-se o número de iterações da metaheurística *Simulated Annealing*. Isto significa que aumenta o tempo de execução computacional mas, em contrapartida, será possível obter um melhor valor para F^{opt}. No entanto, estas observações só são válidas para um certo domínio de variação de L e de α porque, a partir de um certo ponto, os melhoramentos de F^{opt} são muito reduzidos.

Portanto, há que optar entre uma única execução da metaheurística *Simulated Annealing* com um tempo de funcionamento longo através da escolha de valores elevados para L ou α, ou várias execuções da metaheurística *Simulated Annealing* (iniciando-se desejavelmente com diferentes soluções iniciais) com tempos de funcionamento mais curtos através da escolha de valores menores para L e para α. Qualquer dos processos pode ou não

permitir obter bons resultados, dependendo do tipo de problema. Por isso, é aconselhável a existência de um compromisso entre o tempo de cálculo e o respectivo comprimento do patamar L.

Para a escolha dos parâmetros L e α é conveniente efectuar um estudo preliminar através da execução do algoritmo para diferentes valores destes parâmetros. Através do conhecimento do comportamento típico do algoritmo e de uma observação qualitativa consegue-se normalmente obter valores aceitáveis para L e α.

A.2.6 – Melhoramentos da metaheurística Simulated Annealing

Para além dos melhoramentos que se podem obter com uma escolha adequada dos valores a fixar para os parâmetros de controlo, também se podem efectuar modificações na função de avaliação, na estrutura de vizinhança e na escala de temperaturas.

Uma forma de obter melhores resultados com a metaheurística *Simulated Annealing* consiste em construir uma função de avaliação F que integre termos correspondentes a penalidades que serão apenas utilizados se a restrição correspondente não for satisfeita. Como se compreende, as soluções impraticáveis incluídas no espaço de soluções podem à partida ser excluídas através do desenvolvimento de um algoritmo especializado. No entanto, a metaheurística *Simulated Annealing* poderá ainda aceitar soluções que, embora estando próximas de satisfazer as restrições atrás referidas são aceitáveis na prática. Esta estratégia pode corresponder afinal à implementação de restrições "*soft*" originando soluções que tenham ainda assim alguma aplicabilidade.

Quanto à estrutura de vizinhança, a utilização de restrições ou de um algoritmo especializado pode também eliminar a utilização de soluções vizinhas impraticáveis. No entanto, a utilização destes mecanismos pode, em certos casos, tornar-se inviável devido ao tempo computacional requerido. Outra possibilidade consiste em permitir a realização de movimentos através de soluções vizinhas de modo a encontrar outra solução que seja vizinha da anterior. Este mecanismo corresponde afinal a sortear duas soluções vizinhas de forma consecutiva gerando uma estrutura de vizinhança diferente.

A literatura da especialidade refere a utilização de diferentes escalas de temperatura, tais como a escala geométrica, a escala logarítmica e escalas adaptativas. Na escala de temperatura geométrica a temperatura decresce linearmente através de um factor $\alpha \in [0;1]$, conforme se apresentou no ponto ***A.2.3*** pela expressão (A.3).

A escala de temperatura logarítmica pode utilizar uma expressão como a apresentada em (A.4), que permite determinar a temperatura para um patamar k. Nesta expressão, C corresponde a uma constante real.

$$T_k = \frac{C}{1+\log(k)} \tag{A.4}$$

As escalas adaptativas consistem em monitorizar a dinâmica da evolução da temperatura de modo a permitir tomar decisões relativamente à sua variação tendo em conta a intensidade de procura pretendida num determinado patamar.

Em termos computacionais as escalas geométrica e logarítmica são mais fáceis de aplicar e exigem menor esforço de cálculo. As escalas adaptativas podem ser mais eficazes exigindo, no entanto, um maior esforço computacional.

A.3 – Metaheurística Tabu Search

A metaheurística *Tabu Search* corresponde a uma estratégia de pesquisa que apresenta um mecanismo específico para evitar a convergência para óptimos locais. Para isso, é criada uma Lista *Tabu* (LT) de modo a impedir que o algoritmo entre em situações cíclicas ou para evitar a realização de movimentos idênticos.

A Lista *Tabu* funciona como uma memória, constituída pelos movimentos ocorridos nas últimas t iterações (em que t é utilizado como um parâmetro de controlo), que será utilizada nas iterações seguintes do algoritmo. Os elementos da LT só serão dela removidos ou novamente seleccionados se for satisfeito um determinado critério de aspiração, como por exemplo, permitir melhorar as performances do sistema.

Define-se uma estrutura de vizinhança V que, por uma questão de eficiência na pesquisa, pode ser dividida em várias subvizinhanças V' de menor dimensão. Estas subvizinhanças V' são constituídas por soluções, seleccionadas arbitrariamente, na vizinhança V. Para seleccionar a solução vizinha na vizinhança de uma solução corrente será especificado um determinado tipo de movimento a realizar.

Duma forma geral o algoritmo da metaheurística *Tabu Search* desenvolve-se seguindo os passos apresentados na figura A.6, no qual e sem perder essa generalidade se considerou um problema de minimização.

INICIO

i) Seleccionar uma solução inicial $x_n \in X$;

ii) Avaliar x_n através de uma Função de Avaliação F, $F(x_n)$;

iii) Inicializar como solução óptima:

$F^{cor}, F^{opt} \leftarrow F(x_n)$

$x^{cor}, x^{opt} \leftarrow x_n$

iv) A *Lista Tabu* (LT) é colocada vazia;

v) Para todas as soluções x obtidas através do movimento especificado para a vizinhança de x_n, $x \in V(x_n)$;

Avaliar x, $F(x)$;

Se ($F(x) < F^{cor}$) e (($x \notin$ LT) ou ($x \in$ LT e verifica os Critérios de Aspiração)) então

$F^{cor} \leftarrow F(x)$

$x^{cor} \leftarrow x$

FimSe

$x_{n+1} \leftarrow x^{cor}$

vi) Se ($F^{cor} < F^{opt}$) então

$F^{opt} \leftarrow F^{cor}$

$x^{opt} \leftarrow x^{cor}$

A solução x_{n+1} é incluída na LT, se a LT estiver cheia a solução só entrará na lista se a primeira solução sair;

Senão

$x_n \leftarrow x_{n+1}$;

Voltar ao passo v);

FimSe

Se Verificar o critério de paragem então Fim;

Senão

$x_n \leftarrow x_{n+1}$;

Voltar ao passo v);

FimSe

FIM.

Figura A.6 – Algoritmo da metaheurística *Tabu Search.*

Neste algoritmo, alguns parâmetros de controlo podem ser definidos pelo operador, tais com a dimensão da LT e o critério de paragem que, usualmente consiste em especificar o número máximo de iterações a realizar.

O algoritmo da metaheurística *Tabu Search* duma forma mais elaborada pode conter mecanismos especializados que permitem melhorar a sua eficiência. Esses mecanismos são incluídos durante o desenvolvimento do algoritmo em três fases: fase de Expansão, fase de Intensificação e fase de Diversificação. Na fase de Expansão são sucessivamente identificadas e avaliadas soluções na vizinhança da solução corrente até que se obtenha uma melhor solução. A fase de Intensificação consiste em realizar procedimentos que evitem a convergência para óptimos locais, tal como realizar movimentos não apenas para soluções que melhorem a função de avaliação F, mas também efectuar movimentos para soluções piores. A

fase de Diversificação tem como finalidade procurar soluções noutras regiões do espaço de soluções que ainda não foram exploradas.

A.4 – Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos reproduzem mecanismos da Natureza que consistem na selecção natural, de tal modo que "o indivíduo mais apto de uma população tenha maior probabilidade de sobrevivência e de reprodução". O Algoritmo Genético combina uma estratégia de sobrevivência dos indivíduos mais aptos com operadores genéticos de modo a formar um mecanismo de pesquisa robusto e garantindo a variedade da população dos indivíduos em cada geração.

Neste sentido, desenvolveu-se um algoritmo em que as inter-relações genéticas que se verificam numa determinada população de soluções utilizam operadores genéticos, tais como selecção, cruzamento e mutação que exploram a vizinhança dessa população, evitam a convergência para óptimos locais e geram novas soluções que irão constituir uma nova população.

Os Algoritmos Genéticos apresentam os seguintes passos fundamentais:

i) *Codificação*

As diferentes variáveis que caracterizam a solução do problema e que condicionam o valor da função de avaliação estão codificadas de forma binária. O *código genético* obtido corresponde a uma sequência de algarismos 1 e 0 que representam, no seu conjunto, cada elemento da população.

No Algoritmo Genético cada solução é codificada como um *cromossoma* ou *indivíduo* que é constituído por vários *genes*, em que cada *gene* apresenta um determinado valor designado de *alelo*. A figura A.7 apresenta um exemplo simples de um *indivíduo*;

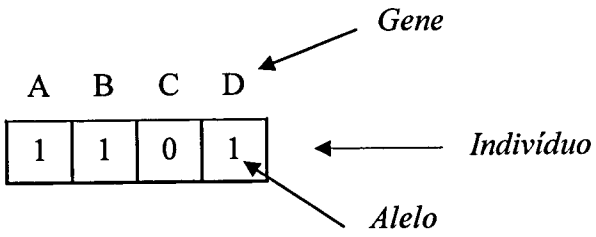


Figura A.7 – Constituição de um *Indivíduo* ou *Cromossoma*.

ii) *População inicial*

O processo iterativo do Algoritmo Genético começa com a identificação de uma População Inicial constituída por um conjunto de *indivíduos* obtida a partir do espaço de soluções do problema.

A população inicial é usualmente escolhida duma forma arbitrária mas atendendo a um critério de viabilidade dessas soluções iniciais de modo a melhorar significativamente a velocidade de convergência;

iii) *Adaptação*

A adaptação de cada indivíduo da população é avaliada através de uma função de adaptação;

iv) *Selecção*

A função de adaptação permite classificar os indivíduos de uma população de modo a seleccionar os elementos que passam à população ou geração seguinte. Nesta fase podem ser utilizadas diversas estratégias como a Selecção Elitista ou o Torneio Estocástico;

v) *Cruzamento*

Este passo utiliza a informação genética previamente preparada. A população obtida no final do processo de selecção é alvo de um processo de cruzamento. Uma parte do código genético de um indivíduo é trocada com o de outro indivíduo, dando origem a dois novos indivíduos. Os novos membros mantêm muitas das características essenciais dos seus progenitores pretendendo-se combinar diferentes genes na procura de melhores soluções.

O exemplo mais comum de cruzamento é "o cruzamento de duas posições" em que se realiza a troca de dois genes num par de indivíduos. A figura A.8 apresenta um cruzamento desse tipo, que é realizado com os genes correspondentes à quarta e à quinta posições dos indivíduos;

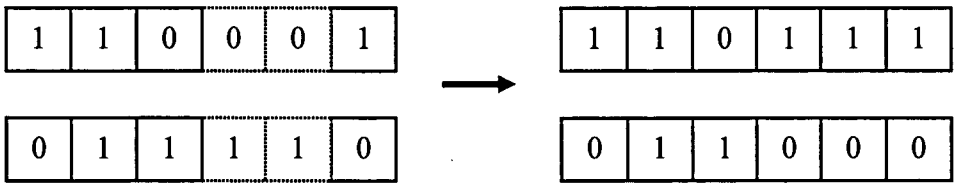


Figura A.8 – Cruzamento do tipo "duas posições".

vi) *Mutação*

Tal como na Natureza, a mutação adiciona diversidade genética à população existente com a vantagem de que podem vir a ser consideradas novas alternativas radicais em relação às que estavam a ser analisadas. Para este efeito, e habitualmente com pequena probabilidade, partes do código genético de alguns indivíduos são aleatoriamente alterados. Este mecanismo, diferente do cruzamento, possibilita a criação de códigos genéticos que não se podem obter a partir da combinação de códigos dos indivíduos já existentes.

Na sua forma mais simples, consiste num processo em que existe uma pequena probabilidade de ocorrerem aleatoriamente modificações nos genes de um indivíduo. A figura A.9 apresenta um exemplo de mutação do gene correspondente à quarta posição;



Figura A.9 – Mutação de um *indivíduo*.

vii) *Nova população*

No final do processo de mutação é criada uma nova população que substituirá a população ou geração anterior. Os indivíduos desta nova população são avaliados utilizando a função de adaptação para, nomeadamente, se avaliar um critério de paragem do processo iterativo. Se esse critério não for ainda verificado retorna-se ao passo iv). O critério de paragem pode corresponder à execução de um número pré-especificado de iterações sem que a função de adaptação dos indivíduos de uma dada população seja melhorada ou à especificação de um número máximo de iterações a realizar.

Assumindo-se que se pretende resolver um problema de minimização e sendo X o espaço de soluções do problema, a figura A.10 apresenta o algoritmo básico correspondente a um Algoritmo Genético.

INICIO

i) Seleccionar uma População Inicial constituída por N indivíduos $X^{(1)} = \{x_1^{(1)}, ..., x_N^{(1)}\} \subseteq X$;

ii) Avaliar os N indivíduos da População Inicial através de uma Função de Adaptação F, $F(x_i^{(1)})$, para $i = 1, ..., N$;

iii) Guardar como sendo a solução óptima e solução corrente:

$F^{cor}, F^{opt} \leftarrow \min \{ F(x_i^{(1)}), i=1, ..., N\}$

$x^{cor}, x^{opt} \leftarrow arg \min \{ F(x_i^{(1)}), i=1, ..., N\}$

iv) Na iteração n obter uma Nova População $X^{(n+1)}$ através da realização dos seguintes mecanismos sobre a População Corrente $X^{(n)}$;

a) Selecção;
b) Cruzamento;
c) Mutação;

v) Para os $j = 1, ..., N$ indivíduos da Nova População $X^{(n+1)}$:

Se $(F(x_j^{(n+1)}) < F^{opt})$ então

$F^{opt} \leftarrow F(x_j^{(n+1)})$

$x^{opt} \leftarrow x_j^{(n+1)})$

FimSe

vi) Se $((n+1) < N_s^{máx})$ então Voltar ao passo iv);

Senão Fim;

FimSe

FIM.

Figura A.10 – Algoritmo básico correspondente a um Algoritmo Genético.

Neste algoritmo *arg* retoma o elemento x associado a um valor de $F(x)$.

Na implementação de um Algoritmo Genético é essencial proceder à escolha adequada de alguns parâmetros de controlo, tais como a dimensão da população, a probabilidade de cruzamento, a probabilidade de mutação e o número máximo de iterações $N_s^{máx}$, de modo a melhorar a eficiência da metaheurística. O mesmo se passa com a construção de algoritmos especializados para realizar os mecanismos de cruzamento e de mutação.

ANEXO B

CONCEITOS BÁSICOS SOBRE CONJUNTOS DIFUSOS

B.1 – Introdução

No planeamento dos sectores de produção, transporte e distribuição, existem vários factores que influenciam decisivamente a actividade de planeamento, muitos dos quais não são controláveis pelas entidades responsáveis pelo planeamento ou estão afectados por incertezas, que se devem considerar num processo de planeamento.

Em 1965, L.A. Zadeh [Zadeh_1965] formulou as bases da Teoria dos Conjuntos Difusos ("*Fuzzy Set Theory*"), a qual integra um conjunto de conceitos, operadores, regras e princípios, que constituem, sob diversos aspectos uma extensão de diversos domínios e teorias matemáticas clássicas. Esta teoria tornou-se útil para a resolução de problemas que envolvem incertezas na informação relativa a alguns dados, como são os casos dos problemas de planeamento. Neste caso, as incertezas a representar pelos conjuntos difusos podem dever-se a dados incompletos ou a fenómenos insuficientemente caracterizados ou a informação de natureza subjectiva contida em proposições da linguagem natural.

B.2 – Conceitos e definições

Conjunto Difuso

Um conjunto difuso $\tilde{A}$ é caracterizado por uma função de pertença $\mu_{\tilde{A}}(x)$ que associa a cada elemento $x \in X$ um grau de pertença definido no intervalo contínuo [0;1], no caso de conjuntos difusos normalizados. A expressão (B.1) representa um conjunto difuso $\tilde{A}$ através de um conjunto de pares ordenados e a expressão (B.2) representa a respectiva função de pertença como uma aplicação de X no intervalo [0;1].

$$\tilde{A} = \{(x, \mu_{\tilde{A}}(x)),\ x \in X\} \tag{B.1}$$

$$\mu_{\tilde{A}} : x \in X \rightarrow [0;1] \tag{B.2}$$

Nos conjuntos difusos normalizados, a transição entre situações extremas de não pertença e de pertença é realizada gradualmente entre os valores 0 e 1, enquanto que na teoria

dos conjuntos clássica esta transição é realizada abruptamente através do conjunto de valores {0,1} utilizando a lógica de *Boole*.

O conjunto "números reais próximos de 1", corresponde a um exemplo de um conjunto difuso porque consiste numa avaliação subjectiva realizada por uma determinada pessoa. Por esta razão, a esta proposição da linguagem natural poderão ser associadas várias funções de pertença $\mu_{\tilde{A}}(x)$, as quais convertem um dado valor x num outro valor compreendido no intervalo [0;1]. Na figura B.1 apresentam-se duas funções de pertença possíveis para esse conjunto difuso $\tilde{A}$.

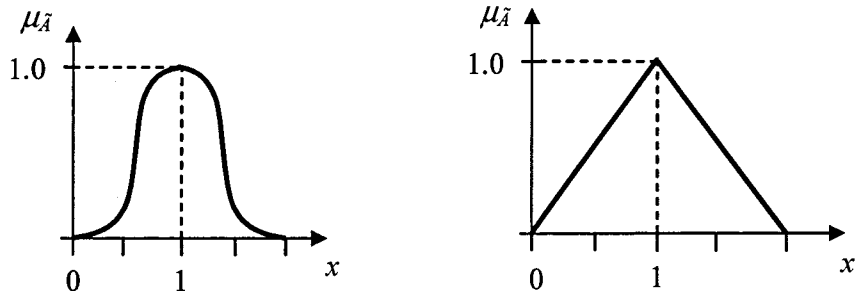


Figura B.1 – Representação de funções de pertença do conjunto difuso $\tilde{A}$.

Corte de nível α

O corte de nível α de um conjunto difuso $\tilde{A}$, designado de A_α, é definido como o conjunto de valores do domínio da função de pertença para os quais o valor de pertença é superior ou igual a α, ou seja, para $x \in X$, A_α corresponde a um conjunto rígido obtido a partir de $\tilde{A}$ para $\alpha \in [0;1]$ tal que:

$$A_\alpha = \{x \in X: \mu_{\tilde{A}}(x) \geq \alpha\} \tag{B.3}$$

Por exemplo, para a função de pertença $\mu_{\tilde{A}}(x)$ apresentada na figura B.2, o corte de nível $\alpha = 0.0$ é o intervalo [1, 5], o corte de nível $\alpha = 0.5$ é o intervalo [1.5, 4.5] e o corte de nível $\alpha = 1.0$ é o intervalo [2, 4].

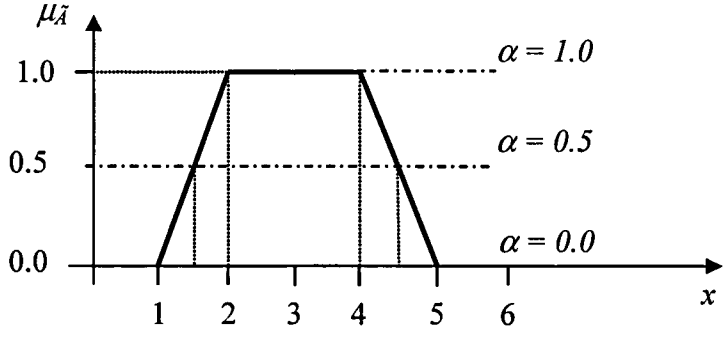


Figura B.2 – Cortes de nível α.

Número difuso

Um número difuso é um conjunto difuso definido em ***R***, convexo e normalizado e cuja função de pertença é contínua, pelo menos, por segmentos.

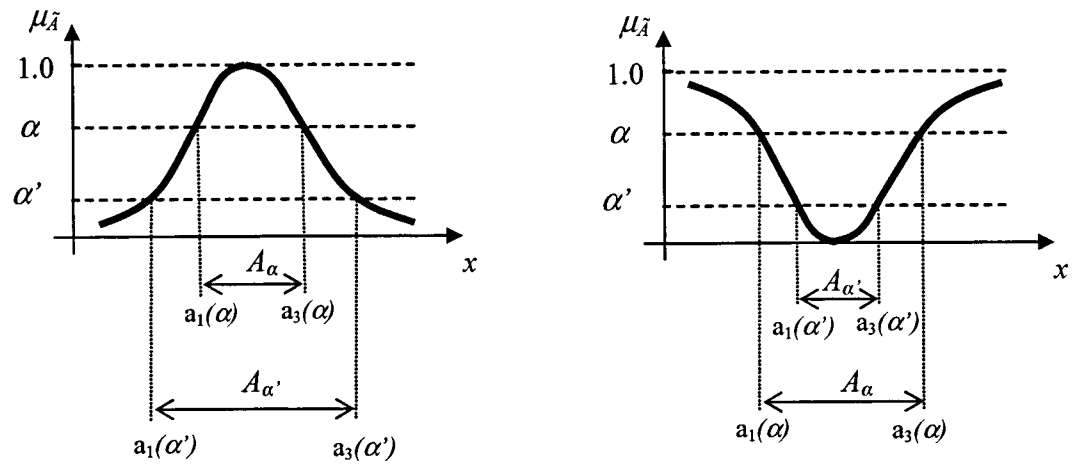
Os números difusos podem ser representados por intervalos definidos para cada corte de nível α, da seguinte forma $A_\alpha = [a_1(\alpha), a_3(\alpha)]$.

Um número difuso é normalizado quando existe pelo menos um número real x tal que o valor da função de pertença nesse ponto é 1, ou seja, o valor máximo da função de pertença que caracteriza o conjunto difuso em ***R*** é 1.

A convexidade dum conjunto difuso é verificada se, dados dois cortes de níveis α e α', em que $A_\alpha = [a_1(\alpha), a_3(\alpha)]$ e $A_{\alpha'} = [a_1(\alpha'), a_3(\alpha')]$, a condição (B.4) for satisfeita.

$$\alpha' < \alpha \Rightarrow [a_1(\alpha') \leq a_1(\alpha),\ a_3(\alpha') \geq a_3(\alpha)] \tag{B.4}$$

A figura B.3 *a)* apresenta um conjunto difuso $\tilde{A}$ convexo normalizado, enquanto a figura B.3 *b)* apresenta um conjunto difuso normalizado não convexo. Nestas condições, o conjunto difuso representado na figura B.3 *a)* é um número difuso.



a) *b)*

Figura B.3 – Função de pertença do conjunto difuso $\tilde{A}$ representando as situações: *a)* conjunto difuso convexo e normalizado, *b)* conjunto difuso normalizado e não convexo.

Os números difusos podem ter diferentes formas, das quais as mais comuns em aplicações computacionais são as triangulares e as trapezoidais.

Um número difuso triangular é definido através da expressão (B.5), sendo representado conforme se indica na figura B.4. Por sua vez, e de forma simbólica, pode ser representado pela expressão (B.6).

$$A_\alpha = [a_1 + \alpha.(a_2 - a_1);\ a_4 + \alpha.(a_3 - a_4)] \wedge a_2 = a_3 \tag{B.5}$$

$$\tilde{A} = [a_1, a_2{=}a_3, a_4] \quad \text{(B.6)}$$

Um número difuso trapezoidal é definido pela expressão (B.7) e pode ser representado conforme se apresenta na figura B.5. Este tipo de números difusos pode ser utilizado para modelizar a incerteza associada aos valores que uma determinada grandeza poderá assumir relativamente a um intervalo. Para os valores que se situam no intervalo $[a_2;a_3]$ o valor da função de pertença é 1.0, o que quer dizer que a concretização desses valores é possível apresentando uma credibilidade máxima. Para valores que se situam nos intervalos $]a_1;a_2[$ e $]a_3;a_4[$ a concretização desses valores é ainda possível mas a sua credibilidade é menor. Também, duma forma simbólica um número trapezoidal pode ser representado pela expressão (B.8).

$$A_\alpha = [a_1 + \alpha.(a_2 - a_1);\ a_4 + \alpha.(a_3 - a_4)] \quad \text{(B.7)}$$

$$\tilde{A} = [a_1, a_2, a_3, a_4] \quad \text{(B.8)}$$

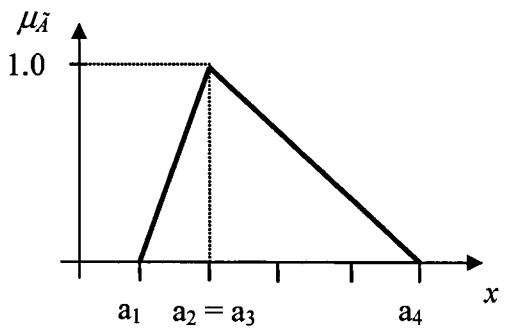


Figura B.4 – Número difuso triangular.

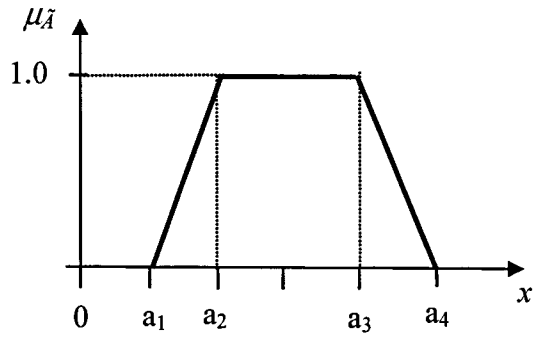


Figura B.5 – Número difuso trapezoidal.

B.3 – Princípio da Extensão

O Princípio da Extensão é um dos mais importantes da Teoria dos Conjuntos Difusos porque permite estender a esta Teoria diversas operações e funções matemáticas utilizadas com números determinísticos.

Princípio da Extensão:

Seja X o produto cartesiano dos universos $X_1, \ldots, X_r$ e sejam $\tilde{A}_1, \ldots, \tilde{A}_r$, r conjuntos difusos definidos, respectivamente, em $X_1, \ldots, X_r$. Um conjunto difuso $\tilde{O}$ em Y é definido por (B.9) e a sua função de pertença é dada pela expressão (B.10).

$$\tilde{O} \equiv \left\{\left(y, \mu_{\tilde{O}}(y)\right):\ y = f(x_1,\ldots,x_r), (x_1,\ldots,x_r) \in X\right\} \quad \text{(B.9)}$$

$$\mu_{\tilde{O}}(y)=\begin{cases}\sup\limits_{y=f(x_1,\ldots,x_r)} \min\{\mu_{\tilde{A}_1}(x_1),\ldots,\mu_{\tilde{A}_r}(x_r)\} \\ 0.0 \quad \text{se } f^{-1}(y)=\varnothing\end{cases} \tag{B.10}$$

B.4 – Teorema de Extensão de uma operação crescente ou decrescente aos conjuntos difusos

A operação binária contínua φ é definida de $\boldsymbol{R}^2$ em $\boldsymbol{R}$. Esta operação diz-se crescente ou decrescente se e só se verificar, respectivamente, a condição (B.11) ou (B.12), para todo o par ordenado (x_1,x_2) e (y_1,y_2) em $\boldsymbol{R}^2$.

$$(x_1 > x_2) \wedge (y_1 > y_2) \Rightarrow \varphi(x_1,x_2) > \varphi(y_1,y_2) \tag{B.11}$$

$$(x_1 < x_2) \wedge (y_1 < y_2) \Rightarrow \varphi(x_1,x_2) < \varphi(y_1,y_2) \tag{B.12}$$

A extensão da operação φ, crescente ou decrescente, aos números difusos é realizada através da utilização do Princípio da Extensão, que resulta então no teorema que a seguir se enuncia e que foi demonstrado em [Dubois_1979] e [Dubois_1980].

Teorema: Sejam $\tilde{A}_1$ e $\tilde{A}_2$ dois números difusos cujas funções de pertença são sobrejectivas e definidas em [0;1]. Seja φ uma operação binária contínua e crescente ou decrescente. Então, a extensão $\varphi(\tilde{A}_1,\tilde{A}_2)$ é ainda um número difuso cuja a função de pertença é sobrejectiva e definida de $\boldsymbol{R}$ em [0;1].

A função de pertença do número difuso $\varphi(\tilde{A}_1,\tilde{A}_2)$ pode ser obtida através da expressão (B.13) resultante da aplicação do Princípio da Extensão.

$$\mu_{\varphi(\tilde{A}_1,\tilde{A}_2)}(z)=\begin{cases}\sup\limits_{z=\varphi(x;y)} \min\{\mu_{\tilde{A}_1}(x),\mu_{\tilde{A}_2}(y)\} \\ 0.0 \quad \text{se } \varphi^{-1}(z)=\varnothing\end{cases} \tag{B.13}$$

A operação binária φ goza das propriedades a seguir enunciadas:

- Comutativa;
- Associativa;
- Distributiva em relação à reunião de conjuntos difusos, (B.14);

$$\varphi(\tilde{A}_1, \tilde{A}_2 \cup \tilde{A}_3) = \varphi(\tilde{A}_1,\tilde{A}_2) \cup \varphi(\tilde{A}_1,\tilde{A}_3) \tag{B.14}$$

B.5 – Operações de Reunião, Intersecção e Complementar sobre conjuntos difusos

As operações com conjuntos difusos são efectuadas através de relações definidas entre as respectivas funções de pertença. Assim, são definidas as operações de Reunião, Intersecção e Complementação de conjuntos difusos. Em seguida apresenta-se uma forma possível de definir as operações de Reunião, Intersecção e Complementação. A literatura da especialidade descreve diversas outras definições destas operações, com utilidade em diversas aplicações particulares.

Sejam os conjuntos difusos $\tilde{A}$ e $\tilde{O}$ aos quais estão associadas as funções de pertença $\mu_{\tilde{A}}$ e $\mu_{\tilde{O}}$. Para estes dois conjuntos difusos são definidas as funções de pertença dos conjuntos $\tilde{A} \cup \tilde{O}$, $\tilde{A} \cap \tilde{O}$ e $C\tilde{A}$, a seguir indicadas.

- Reunião:

$$\tilde{A} \cup \tilde{O} = \{(x, \mu_{\tilde{A} \cup \tilde{O}}(x)),\ x \in X\} \tag{B.15}$$

$$\mu_{\tilde{A} \cup \tilde{O}}(x) = máx\ \{\mu_{\tilde{A}}(x); \mu_{\tilde{O}}(x)\} \tag{B.16}$$

- Intersecção:

$$\tilde{A} \cap \tilde{O} = \{(x, \mu_{\tilde{A} \cap \tilde{O}}(x)),\ x \in X\} \tag{B.17}$$

$$\mu_{\tilde{A} \cap \tilde{O}}(x) = min\ \{\mu_{\tilde{A}}(x); \mu_{\tilde{O}}(x)\} \tag{B.18}$$

- Complementar

$$\mu_{C\tilde{A}} = 1.0 - \mu_{\tilde{A}} \tag{B.19}$$

B.6 – Operações aritméticas sobre números difusos

Neste ponto apresentam-se as definições de diversas operações aritméticas unárias e binárias, assim como algumas das suas propriedades relativas a números difusos. Para a realização destas operações considerem-se dois números difusos $\tilde{A}$ e $\tilde{O}$ com as respectivas funções de pertença $\mu_{\tilde{A}}(x)$ e $\mu_{\tilde{O}}(x)$ definidas para um domínio de valores de $x \in \boldsymbol{R}$.

B.6.1 – Operações unárias

Utilizando a formulação do Princípio da Extensão apresentado em B.3 para $r = 1$ pode-se realizar a respectiva extensão às operações unárias que a seguir são enunciadas.

Produto de um número difuso por um escalar real

Seja um escalar $\sigma \in \boldsymbol{R}$. O produto de σ por um número difuso $\tilde{A}$ é dado pela expressão (B.20).

$$\mu_{\sigma.\tilde{A}}(x) = \mu_{\tilde{A}}(\sigma.x) \tag{B.20}$$

Esta operação goza da seguinte propriedade:

- Distributiva em relação à adição de números difusos, (B.21).

$$\sigma \,.\, (\tilde{A} \oplus \tilde{O}) = (\sigma \,.\, \tilde{A}) \oplus (\sigma \,.\, \tilde{O}) \tag{B.21}$$

Inverso de um número difuso

$$\mu_{\frac{1}{\tilde{A}}}(x) = \mu_{\tilde{A}}\left(\frac{1}{x}\right), \qquad \forall x \in \boldsymbol{R}/\{0.0\} \tag{B.22}$$

Valor absoluto de um número difuso

$$\mu_{|\tilde{A}|} = \begin{cases} máx\{\mu_{\tilde{A}}(x); \mu_{\tilde{A}}(-x)\} & \text{se} \quad x \geq 0.0 \\ 0.0 & \text{se} \quad x < 0.0 \end{cases} \tag{B.23}$$

O número difuso resultante do valor absoluto de $\tilde{A}$ é não negativo.

B.6.2 – Operações binárias

O Princípio da Extensão formulado para $r = 2$ é aplicado aos conjuntos difusos utilizados nas operações binárias.

B.6.2.1 – Adição

Sendo a operação binária adição uma operação crescente, então $\varphi(\tilde{A},\tilde{O}) = \tilde{A} \oplus \tilde{O}$. Assim, a adição de dois números difusos $\tilde{A}$ e $\tilde{O}$ é também um número difuso cuja função de pertença é dada pela expressão (B.24).

$$\mu_{\tilde{A}\oplus\tilde{O}}(z) = \sup_{z=x+y} \min\{\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{O}}(y)\} \tag{B.24}$$

A operação aritmética da adição de números difusos goza das propriedades seguintes: comutativa, associativa e o número determinístico 0 é o seu elemento neutro. No entanto, esta operação não possui estrutura de grupo porque não existe nenhum número difuso que, adicionado a um outro número difuso, resulte no valor 0. Verifica-se ainda a propriedade dada pela expressão (B.25).

$$-(\tilde{A} \oplus \tilde{O}) = (-\tilde{A}) \oplus (-\tilde{O}) \tag{B.25}$$

B.6.2.2 – Subtracção

A operação binária subtracção não é uma operação crescente nem decrescente. No entanto, a operação de subtracção pode ser redefinida utilizando a expressão (B.26) que, por aplicação do Princípio da Extensão, permite obter sucessivamente as expressões (B.27), (B.28) e (B.29).

$$(\tilde{A} \ominus \tilde{O}) = \tilde{A} \oplus (-\tilde{O}) \tag{B.26}$$

$$\mu_{\tilde{A} \ominus \tilde{O}}(z) = \sup_{z=x-y} \min\left\{\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{O}}(y)\right\} \tag{B.27}$$

$$\mu_{\tilde{A} \ominus \tilde{O}}(z) = \sup_{z=x+y} \min\left\{\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{O}}(-y)\right\} \tag{B.28}$$

$$\mu_{\tilde{A} \ominus \tilde{O}}(z) = \sup_{z=x+y} \min\left\{\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{-\tilde{O}}(y)\right\} \tag{B.29}$$

B.6.2.3 – Produto

A operação aritmética produto de dois números difusos é uma operação crescente quando ambos os números são não negativos e é decrescente quando são não positivos. Em qualquer dos casos, a aplicação do teorema relativo às operações crescente ou decrescente permite obter como resultado do produto de dois números difusos também um número difuso, cuja função de pertença, por aplicação do Princípio da Extensão, é dada pela expressão (B.30). Desta forma, o produto de dois números difusos, quando ambos são positivos ou ambos são negativos, tem como resultado um número difuso positivo.

$$\mu_{\tilde{A} \otimes \tilde{O}}(z) = \sup_{z=x \cdot y} \min\left\{\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{O}}(y)\right\} \tag{B.30}$$

No entanto, para o caso do produto de dois números difusos em que um deles é não positivo e o outro é não negativo, esta operação não é crescente nem decrescente. Nesta situação, a operação produto poderá ser redefinida através da expressão (B.31).

$$\tilde{A} \otimes \tilde{O} = -((-\tilde{A}) \otimes \tilde{O}) \tag{B.31}$$

A operação binária produto apresenta as propriedades seguintes:

- Comutativa;

- Associativa;
- O número determinístico 1 é o Elemento Neutro;
- $-(\tilde{A} \otimes \tilde{O}) = (-\tilde{A}) \otimes \tilde{O}$ (B.32)
- Não possui estrutura de grupo porque não existe nenhum número difuso que, multiplicado por um outro número difuso, permita obter 1;
- Distributiva do produto em relação à adição. Esta propriedade corresponde ao teorema enunciado em seguida, tendo sido demonstrada em [Dubois_1979]. No entanto, esta propriedade não é válida se os conjuntos difusos $\tilde{B}$ e $\tilde{D}$ tiverem sinais contrários.

  Teorema: Seja $\tilde{A}$ um número difuso não negativo ou não positivo. Sejam $\tilde{B}$ e $\tilde{D}$ números difusos, ambos não positivos ou ambos não negativos. Nestas condições verifica-se a expressão (B.33).

$$\tilde{A} \otimes (\tilde{B} \oplus \tilde{D}) = (\tilde{A} \otimes \tilde{B}) \oplus (\tilde{A} \otimes \tilde{D}) \quad \text{(B.33)}$$

B.6.2.4 – Quociente entre dois números difusos

A operação binária quociente não é uma operação crescente nem decrescente. Por isso, esta operação deverá ser redefinida por intermédio da expressão (B.34). A aplicação do Princípio da Extensão permite obter sucessivamente as expressões (B.35), (B.36) e (B.37).

$$\tilde{A}\,\Phi\,\tilde{O} = \tilde{A} \otimes \tilde{O}^{-1} \quad \text{(B.34)}$$

$$\mu_{\tilde{A}\Phi\tilde{O}}(z) = \sup_{z=x/y} \min\left\{\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{O}}(y)\right\} \quad \text{(B.35)}$$

$$\mu_{\tilde{A}\Phi\tilde{O}}(z) = \sup_{z=x\cdot y} \min\left\{\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{O}}\left(\frac{1}{y}\right)\right\} \quad \text{(B.36)}$$

$$\mu_{\tilde{A}\Phi\tilde{O}}(z) = \sup_{z=x\cdot y} \min\left\{\mu_{\tilde{A}}(x), \mu_{\tilde{O}^{-1}}(y)\right\} \quad \text{(B.37)}$$

B.7 – Operações aritméticas estendidas aos números difusos trapezoidais

A extensão das operações aritméticas ao caso particular dos números difusos trapezoidais revela-se de bastante interesse, visto que esta forma de representação se mostra simples e eficiente na sua utilização em cálculos computacionais. Este interesse é análogo em relação aos números difusos triangulares.

Para a realização destas operações considerem-se dois números difusos $\tilde{A}$ e $\tilde{O}$ com a sua representação trapezoidal dada respectivamente pelas expressões (B.38) e (B.39).

$$\tilde{A} = [a_1, a_2, a_3, a_4] \quad \text{(B.38)}$$

$$\tilde{O} = [o_1, o_2, o_3, o_4] \tag{B.39}$$

Deve referir-se que nas operações de cálculo do inverso de um número difuso trapezoidal, do produto entre dois números difusos trapezoidais e ainda no quociente entre dois números difusos trapezoidais se verifica que a função de pertença resultante apresenta termos não lineares, pelo que o número difuso resultante não apresenta forma trapezoidal. O exemplo seguinte ilustra a existência dessas não linearidades para o caso do produto de dois números difusos trapezoidais.

Exemplo: Sejam dois números difusos $\tilde{A}$ e $\tilde{O}$ representados por,

$\tilde{A} = [0.5, 1.5, 2.5, 3.5]$

$\tilde{O} = [2, 3, 4, 5]$.

O produto destes dois números difusos é efectuado da seguinte forma para um corte de nível α:

$A_\alpha = [(1.5 - 0.5).\alpha + 0.5, (2.5 - 3.5).\alpha + 3.5] = [\alpha + 0.5, -\alpha + 3.5]$

$O_\alpha = [(3 - 2).\alpha + 2, (4 - 5).\alpha + 5] = [\alpha + 2, -\alpha + 5]$

A multiplicação para cada nível α é dada por:

$A_\alpha \times O_\alpha = [\alpha + 0.5, -\alpha + 3.5] \times [\alpha + 2, -\alpha + 5] =$

$= [(\alpha + 0.5) . (\alpha + 2), (-\alpha + 3.5) . (-\alpha + 5)] =$

$= [\alpha^2 + 2.5\alpha + 1, \alpha^2 - 8.5\alpha + 17.5], \alpha \in]0,1[$

Logo, para os cortes de nível $\alpha = 0$ e $\alpha = 1$, tem-se respectivamente:

$A_0 \times O_0 = [1, 17.5]$

$A_1 \times O_1 = [4.5, 10]$

Por isso, com alguma aproximação o produto destes dois números difusos pode ser dado pelo número difuso:

$\tilde{A} \otimes \tilde{O} \approx [1, 4.5, 10, 17.5]$

Na realidade, o resultado da multiplicação destes dois números difusos, representado pela expressão $A_\alpha \times O_\alpha$ descrita atrás, apresenta uma concavidade no seu ramo esquerdo e uma convexidade no ramo direito, conforme se apresenta na figura B.6.

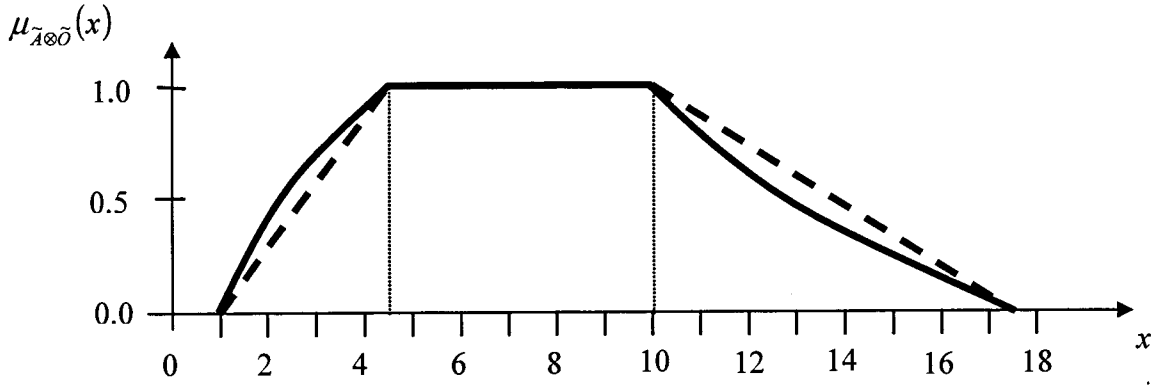


Figura B.6 – Representação gráfica da função de pertença do produto de dois números difusos $\tilde{A} \otimes \tilde{O}$ (a traço contínuo) e a respectiva aproximação trapezoidal (a tracejado).

Após diversas verificações pode-se considerar que, para as operações cujos resultados incluem as não linearidades referidas, a realização de aproximações de modo a obter a sua forma trapezoidal se revela, em geral, suficiente.

Na tabela B.1 apresentam-se as expressões a adoptar para realizar as operações aritméticas sobre números difusos na forma trapezoidal.

Tabela B.1 – Operações aritméticas sobre números difusos trapezoidais.

Produto por um escalar $\sigma \in \boldsymbol{R}$	- σ é um escalar não negativo $\sigma \,.\, \tilde{A} = [\sigma.a_1, \sigma.a_2, \sigma.a_3, \sigma.a_4]$ (B.40) - σ é um escalar não positivo $\sigma \,.\, \tilde{A} = [\sigma.a_4, \sigma.a_3, \sigma.a_2, \sigma.a_1]$ (B.41)
Inverso	$\tilde{A}^{-1} \equiv \left[\frac{1}{a_4}, \frac{1}{a_3}, \frac{1}{a_2}, \frac{1}{a_1}\right]$, $\tilde{A}$ pode ser positivo ou negativo (B.42)
Adição	$\tilde{A} \oplus \tilde{O} = [a_1 + o_1, a_2 + o_2, a_3 + o_3, a_4 + o_4]$ (B.43)
Subtracção	$\tilde{A} \ominus \tilde{O} = [a_1 - o_4, a_2 - o_3, a_3 - o_2, a_4 - o_1]$ (B.44)
Produto	- Entre dois números difusos não negativos $\tilde{A} \otimes \tilde{O} \equiv [a_1 \,.\, o_1, a_2 \,.\, o_2, a_3 \,.\, o_3, a_4 \,.\, o_4]$ (B.45) - Entre dois números difusos não positivos $\tilde{A} \otimes \tilde{O} \equiv [a_4 \,.\, o_4, a_3 \,.\, o_3, a_2 \,.\, o_2, a_1 \,.\, o_1]$ (B.46) - Entre dois números difusos: $\tilde{A}$ não positivo e $\tilde{O}$ não negativo. $\tilde{A} \otimes \tilde{O} \equiv [a_1 \,.\, o_4, a_2 \,.\, o_3, a_3 \,.\, o_2, a_4 \,.\, o_1]$ (B.47)
Quociente	- Entre dois números difusos: $\tilde{A}$ não negativo e $\tilde{O}$ positivo. $\tilde{A} \Phi \tilde{O} \equiv \left[\frac{a_1}{o_4}, \frac{a_2}{o_3}, \frac{a_3}{o_2}, \frac{a_4}{o_1}\right]$ (B.48)

Tabela B.1 – Operações aritméticas sobre números difusos trapezoidais.

- Entre dois números difusos: $\tilde{A}$ não negativo e $\tilde{O}$ negativo.

$$\tilde{A}\Phi\tilde{O} \equiv \left[\frac{a_4}{o_4}, \frac{a_3}{o_3}, \frac{a_2}{o_2}, \frac{a_1}{o_1}\right] \quad \text{(B.49)}$$

- Entre dois números difusos: $\tilde{A}$ não positivo e $\tilde{O}$ positivo.

$$\tilde{A}\Phi\tilde{O} \equiv \left[\frac{a_1}{o_1}, \frac{a_2}{o_2}, \frac{a_3}{o_3}, \frac{a_4}{o_4}\right] \quad \text{(B.50)}$$

- Entre dois números difusos: $\tilde{A}$ não positivo e $\tilde{O}$ negativo.

$$\tilde{A}\Phi\tilde{O} \equiv \left[\frac{a_4}{o_1}, \frac{a_3}{o_2}, \frac{a_2}{o_3}, \frac{a_1}{o_4}\right] \quad \text{(B.51)}$$

B.8 – Desfuzificação

A desfuzificação consiste em converter um número difuso num número real. Tal procedimento pode ser efectuado de diferentes formas, sendo as mais utilizadas o *Removal*, o Valor Central e o Centro de Massa.

B.8.1 – Removal

O valor do *Removal* de um número difuso é determinado pela média aritmética apresentada pela expressão (B.52), em que as áreas *A1* e *(A1 + A2)* são as apresentadas na figura B.7 para um determinado número difuso trapezoidal $\tilde{A}$ = [a, b, c, d].

$$\mathrm{Re}\,m(k) = \frac{A1 + (A1 + A2)}{2} \quad \text{(B.52)}$$

A área *A1* está delimitada por uma recta vertical que passa pela abcissa *k*, pelo ramo esquerdo do número difuso e pelo valor máximo (valor 1.0) e mínimo (valor 0.0) da função de pertença do número difuso. A área *A2* corresponde à área delimitada pela função de pertença do número difuso.

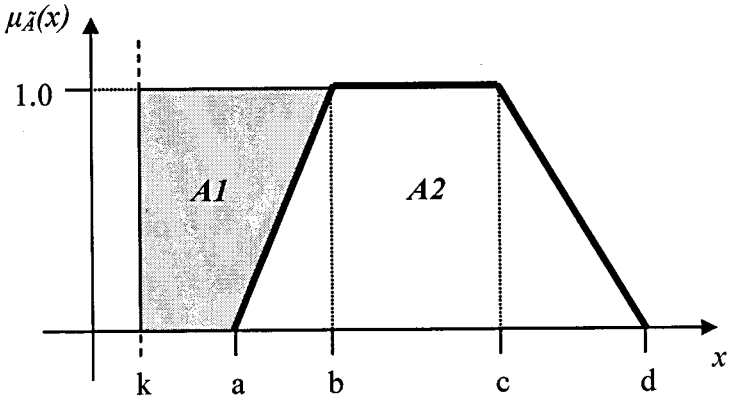


Figura B.7 – Definição das áreas para o cálculo do *Removal* (k).

Para os números difusos trapezoidais o *Removal* para um determinado k é calculado pela expressão (B.53).

$$\mathrm{Re}\, m(k) = -k + \frac{a+b+c+d}{4} \tag{B.53}$$

B.8.2 – Valor Central

O *Valor Central* de um número difuso é definido como o valor médio do corte de nível $\alpha = 1.0$.

Assim, o cálculo do *Valor Central* do número difuso trapezoidal apresentado na figura B.7 é dado pela expressão (B.54).

$$Valor\ Central = \frac{b+c}{2} \tag{B.54}$$

B.8.3 – Centro de Massa

O *Centro de Massa* de um conjunto difuso $\tilde{A}$, definido como um conjunto de pares ordenados constituídos, cada um deles, por um elemento x do universo em análise e pelo respectivo grau de pertença, é dado por (B.55). Tratando-se de uma função de pertença contínua por segmentos, o *Centro de Massa* é definido por (B.56).

$$CM(\tilde{A}) = \frac{\sum x \cdot \mu_{\tilde{A}}(x)}{\sum \mu_{\tilde{A}}(x)} \tag{B.55}$$

$$CM(\tilde{A}) = \frac{\int x \cdot \mu_{\tilde{A}}(x) \cdot dx}{\int \mu_{\tilde{A}}(x) \cdot dx} \tag{B.56}$$

B.9 – Comparação de números difusos

Segundo [Kaufman_1988], a comparação de números difusos pode ser efectuada utilizando de forma sucessiva três critérios: *Removal*, Valor Central e Amplitude. A utilização somente de um destes critérios não é, em geral, suficiente para distinguir dois números difusos, pelo que será necessário aplicar estes critérios de forma hierárquica. Em qualquer caso, a sua aplicação não garante a obtenção de uma ordenação estrita de números difusos, isto é, podem subsistir situações em empate.

Nos pontos anteriores foram já definidos o *Removal* e o Valor Central. Por sua vez, a Amplitude de um número difuso é calculada efectuando a diferença entre os valores extremos do corte de nível $\alpha = 0$.

Assim, para o caso de um número difuso trapezoidal $\tilde{A} = [a, b, c, d]$, o valor da Amplitude é dado pela expressão (B.57).

$$Amplitude = d - a \tag{B.57}$$

De notar que esta não é a única forma de efectuar uma comparação entre números difusos. O conceito de Centro de Massa apresentado anteriormente pode também ser utilizado com este objectivo. A ausência de uma metodologia única para efectuar esta comparação revela, afinal, que não existe uma ordenação estrita e completamente objectiva de números difusos.

ANEXO C

AVALIAÇÃO DA FIABILIDADE
MÉTODO DE SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

C.1 – Introdução

Nos últimos anos têm-se desenvolvido trabalhos de grande interesse, relativos à aplicação do Método de Simulação de Monte Carlo e a técnicas de melhoramento da sua eficiência. Desses trabalhos destacam-se [Pereira_1992] e [Allan_2000] pela sua abrangência na discussão deste assunto e pela sua adequação aos desenvolvimentos recentes dos SE.

A avaliação da fiabilidade do sistema conjunto de produção/transporte pode ser efectuada através de duas metodologias bastante divulgadas: o Método de Enumeração de Estados e o Método de Simulação de Monte Carlo.

Em [Pereira_1992] refere-se que o Método de Simulação de Monte Carlo é mais atractivo para ser aplicado em SE de grande dimensão pela sua maior rapidez de execução, uma vez que é utilizado um processo de amostragem, em vez de um processo exaustivo como no Método de Enumeração de Estados. No Método de Simulação de Monte Carlo existem diferentes versões da estratégia de sorteio do estado dos componentes, tais como Simulação Cronológica, Simulação Não Cronológica e Pseudo-Cronológica. A simulação Cronológica, conforme o próprio nome indica, sorteia os estados do SE numa sequência cronológica, sendo por isso adequada para calcular índices de fiabilidade que dependem do tempo, como por exemplo a EENS (*Expected Energy Not Supplied*). No entanto, é mais morosa tornando-se quase impraticável para grandes SE devido ao elevado esforço computacional. A simulação Não Cronológica sorteia os estados do SE duma forma aleatória e não cronológica, sendo somente utilizada para o cálculo de índices de fiabilidade que não dependem do tempo, como é o caso da EPNS (*Expected Power Not Supplied*). É uma simulação bastante rápida que pode ser aplicada a SE de grande dimensão. A simulação Pseudo-Cronológica consiste numa associação das duas simulações anteriores, garantindo a flexibilidade e eficácia da simulação cronológica com uma redução do esforço computacional. No entanto, a rapidez de execução não atinge a eficiência da simulação não cronológica, mas tal pode ser melhorado através da utilização de técnicas de transição de estados, [Leite da Silva_2000].

C.2 – Índices de fiabilidade

C.2.1 – Cálculo dos índices de fiabilidade

O cálculo dos índices de fiabilidade consiste em avaliar o valor esperado de uma dada função F, utilizando a expressão (C.1).

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \cdot P(x) \tag{C.1}$$

Nesta expressão:

x – Vector que representa o estado do sistema, em que x contém o estado de todos os componentes desse sistema (geradores, linhas, transformadores e cargas);

X – Espaço de estados do sistema, que corresponde ao conjunto de todos os estados possíveis x do sistema resultantes das combinações dos estados dos seus componentes;

$F(x)$ – Função que permite avaliar a adequação do estado x do sistema;

$P(x)$ – Probabilidade de residência do sistema no estado x.

No Método de Simulação de Monte Carlo o valor esperado da função $F(x)$ é estimado utilizando a expressão (C.2).

$$\widetilde{E}(F) = \frac{1}{N_x} \sum_{j=1}^{Nx} F(x_j) \tag{C.2}$$

Nesta expressão:

$\widetilde{E}(F)$ – Estimativa do valor esperado da função F;

N_x – Número de estados que integram uma amostra de X;

x_j – Vector de estado do sistema, com $j=1, ..., N_x$;

$F(x_j)$ – Função de avaliação do vector de estado x_j.

A incerteza que afecta o valor estimado $\widetilde{E}(F)$ pode ser avaliada pela *variância da amostra de valores estimados* $V(\widetilde{E}(F))$, que se relaciona com a variância da população através da expressão (C.3).

$$V(\widetilde{E}(F)) = \frac{V(F)}{N_x} \tag{C.3}$$

Nesta expressão:

$V(F)$ – *Variância da função* F calculada pela expressão (C.4).

$$V(F) = \frac{1}{N_x - 1} \cdot \sum_{j=1}^{N_x} \left[\left(F(x_j) - \widetilde{E}(F) \right)^2 \right] \tag{C.4}$$

O *coeficiente de variação* β calculado pela expressão (C.5), permite aferir a qualidade do valor estimado tendo em conta uma amostra com N_x estados. Substituindo (C.3) em (C.5) obtém-se finalmente (C.6).

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\widetilde{E}(F))}}{\widetilde{E}(F)} \tag{C.5}$$

$$\beta = \frac{\sqrt{V(F)}}{\sqrt{N_x} \cdot \widetilde{E}(F)} \tag{C.6}$$

Esta expressão permite avaliar qual o número N_x de estados a analisar para obter o coeficiente de incerteza pretendido. Por outro lado, permite verificar que poderá ser diminuído o esforço computacional, isto é, o valor de N_x, se forem adoptadas técnicas adequadas de redução da variância.

C.2.2 – Tipos de índices de fiabilidade

Na análise da fiabilidade do sistema composto produção/transporte têm-se utilizado diversos índices de fiabilidade. Usualmente estes índices de fiabilidade resultam da análise de uma determinada grandeza obtida a partir dos estados de avaria do sistema. Algumas das grandezas mais utilizadas são PNS e a ENS, para as quais se estimam valores como EPNS, EENS e LOLC (*Lost Of Load Cost*).

Para vários estados do sistema, a determinação da grandeza PNS permite obter uma estimativa do índice de fiabilidade EPNS em [MW]. A determinação da EPNS não necessita do conhecimento da evolução cronológica da vida dos componentes do sistema, sendo suficiente o sorteio aleatório do estado do sistema (disponibilidade ou avaria). Este índice de fiabilidade pode ser avaliado tanto pelo Método de Enumeração de Estados como pelo Método de Simulação de Monte Carlo. No entanto, atendendo à rapidez de cálculo, em SE de grande dimensão é aconselhável utilizar a Simulação de Monte Carlo Não Cronológica.

Relativamente ao índice de fiabilidade EENS em [kWh], o seu cálculo necessita do conhecimento da evolução cronológica do estado dos componentes do sistema. Por isso, as

versões Cronológica ou Pseudo-Cronológica do Método de Simulação de Monte Carlo são as adequadas para a determinação da EENS. Refira-se que o cálculo do valor anual deste índice pode ser efectuado atendendo ao conhecimento da duração de cada estado do sistema e à respectiva sequência cronológica pelo que, para cada período anual, será calculada uma estimativa do índice EENS em [kWh/ano].

Conforme se refere em [Leite da Silva_2000], pode ser também utilizada a versão Não Cronológica do Método de Simulação de Monte Carlo para calcular uma estimativa do índice EENS. Para este efeito deverá ser utilizada uma função de indicação dada pela expressão (C.7), cujo valor esperado se pretende avaliar.

$$F_{EENS}(x_k) = \begin{cases} 0 & \text{se} \quad x_k \in X_{disponibilidade} \\ \Delta PNS_k \cdot T & \text{se} \quad x_k \in X_{avaria} \end{cases} \tag{C.7}$$

Nesta expressão, $X = X_{avaria} \cup X_{disponibilidade}$ corresponde ao espaço de estados do sistema constituído por estados de avaria e de disponibilidade, ΔPNS_k corresponde ao valor da PNS obtido para o estado de avaria x_k, $T = 8760$ *horas* e o produto $\Delta PNS_k.T$ corresponde ao valor anual da *EENS* relativo ao estado x_k. Desta forma, consegue-se uma maior rapidez na estimativa do valor da *ENS*, uma vez que se utiliza uma amostragem de tipo não cronológico.

Ultimamente tem sido utilizado por alguns autores o índice de fiabilidade LOLC (*Lost Of Load Cost*) em [€/ano]. A vantagem na utilização deste índice de fiabilidade advém da sua interpretação como um "custo da fiabilidade", podendo desta forma ser integrado, por exemplo, na função objectivo de minimização de custos de um problema de optimização. No entanto, este índice depende do custo unitário de interrupção de energia para cada tipo de consumidor (doméstico, comercial e industrial) usualmente dado em [€/kWh] e do valor da ENS relativa a cada interrupção. Tal facto cria dificuldades na utilização do índice LOLC, porque a definição do valor do custo unitário da interrupção necessita da realização de estudos específicos que avaliem os impactos causados pelas interrupções em cada um dos tipos de consumidores, para além de que a fixação do custo unitário da interrupção depende de outros factores, tais como a sua duração, frequência, instante de ocorrência, valor da PNS e área geográfica. Este índice de fiabilidade foi utilizado por [Leite da Silva_2000] bem como por [Manso_1999] no âmbito de um problema de planeamento da rede de transporte.

C.3 – Método de Enumeração de Estados

Neste método todos os vectores de estado $x \in X$ são avaliados para obter o *valor esperado E(F)*, [Pereira_1992] e [Mello_1994]. O respectivo algoritmo desenvolve-se através dos seguintes passos:

Passo 1: Seleccionar ou enumerar um estado $x \in X$;

Passo 2: Calcular o valor da função de avaliação $F(x)$ e multiplicar esse valor pela sua probabilidade de ocorrência $P(x)$;

$$F(x) \,.\, P(x) \tag{C.8}$$

Passo 3: O somatório dos produtos (C.8) para os diversos estados analisados permite obter o *valor esperado* da função de avaliação correspondendo, portanto, à expressão (C.1).

Este método fornece valores exactos dos índices de fiabilidade do sistema porque avalia todos os estados do sistema. No entanto, sendo um método exaustivo, torna-se impraticável a sua aplicação a grandes sistemas. Por exemplo, se uma rede de transporte possuir 40 ramos e se cada ramo for representado por dois estados (disponibilidade/avaria), verifica-se que se terão de avaliar 2^{40} estados.

C.4 – Método de Simulação de Monte Carlo

O Método de Simulação de Monte Carlo consiste essencialmente em sortear de forma aleatória estados de residência do sistema. Assim, conhecidas as probabilidades de ocorrência do estado de avaria ou de funcionamento dos componentes do sistema, através de um sorteio que utiliza um conjunto de números aleatórios pertencentes ao intervalo [0;1], verifica-se se um determinado componente está em funcionamento ou em avaria. A forma de realização deste sorteio origina as diferentes versões do Método de Simulação de Monte Carlo. Se o sorteio for completamente aleatório a versão designa-se de Não Cronológica e se o sorteio for aleatório mas atendendo à duração de cada estado a versão é designada de Cronológica. Existe ainda uma versão Pseudo-Cronológica em que se obtém um estado de avaria através da versão Não Cronológica e, partindo deste estado de avaria, utiliza-se a versão Cronológica para encontrar um estado de funcionamento.

Nos pontos seguintes apresentam-se cada uma destas versões do Método de Simulação de Monte Carlo.

C.4.1 – Simulação Não Cronológica

O algoritmo da versão Não Cronológica do Método de Simulação de Monte Carlo, encontra-se descrito em [Mello_1994] e desenvolve-se através dos passos a seguir referidos.

Seja um sistema S constituído por xc_1, ..., xc_n componentes em que, para cada componente, é conhecida a respectiva probabilidade de avaria, $P_a(xc_i)$, $i = 1, ..., n$. Define-se também um conjunto de números pseudo-aleatórios, designados por ps tal que se verifica $ps \in [0;1]$.

Passo 1: Para cada componente xc_i do sistema, com $i = 1, ..., n$, sortear um número pseudo-aleatório ps, para aleatoriamente definir o estado desse componente.

Se ($ps < P_a(xc_i)$) então componente em Avaria;

Senão componente em Funcionamento;

FimSe;

Passo 2: Avaliar o estado x_j do sistema através da função F, $F(x_j)$;

Passo 3: Para $j=1, ..., N_x$ estados do sistema determinar:

i) O valor estimado $\widetilde{E}(F)$ pela expressão (C.2);

ii) A variância $V(F)$ pela expressão (C.4);

iii)O coeficiente de variação β pelas expressões (C.5) ou (C.6).

Passo 4: Verificar a convergência do algoritmo:

Se ($\beta > \beta^{esp}$) então Voltar ao Passo 1;

Senão Ir para o Passo 5;

FimSe;

Passo 5: Resultados: índice de fiabilidade $\widetilde{E}(F)$;

Fim do Algoritmo.

C.4.2 – Simulação Cronológica

O algoritmo da versão Cronológica do Método de Simulação de Monte Carlo desenvolve-se com base na duração do estado de cada um dos componentes do sistema. Desta forma, pode-se definir uma sequência cronológica de estados do sistema, [Pereira_1992] e [Mello_1994].

Seja um sistema S constituído por xc_1, ..., xc_n componentes, em que para cada componente são conhecidas as respectivas taxa de avaria, λ_i e taxa de reparação μ_i, para $i = 1, ..., n$.

Define-se também um conjunto de números pseudo-aleatórios, $ps \in [0;1]$.

Passo 1: Partindo, por exemplo, de uma situação inicial em que todos os componentes xc_1, ..., xc_n se encontram em funcionamento, sorteia-se para cada componente xc_i um número pseudo-aleatório ps e determina-se o respectivo tempo de funcionamento, tf_i, utilizando a expressão (C.9).

$$tf_i = -\frac{1}{\lambda_i} \cdot \ln[ps] \tag{C.9}$$

Inicializar o contador do tempo total $T = 0$ [h];

Passo 2: Determinar qual o componente xc_i que apresenta menor tempo de funcionamento.

$$t_x = \min\{tf_i,\ \ i = 1,...,n\} \tag{C.10}$$

O tempo total é actualizado para $T = t_x$;

Passo 3: Avaliar a função F para o estado do sistema, F_x, e multiplicar pelo tempo de duração do estado t_x, obtendo-se a expressão (C.11);

$$F_x \,.\, t_x \tag{C.11}$$

Passo 4: Para o componente detectado no passo 3 sortear um número pseudo-aleatório ps e determinar o respectivo tempo de reparação tr_i pela expressão (C.12);

$$tr_i = -\frac{1}{\mu_i} \cdot \ln[ps] \tag{C.12}$$

Passo 5: Determinar qual o componente que apresenta menor tempo (de funcionamento ou de reparação).

$$t_x = \min\{tf_i, tr_i,\ \ i = 1,...,n\} \tag{C.13}$$

Actualizar o tempo total T através da expressão (C.14);

$$T = T + t_x \tag{C.14}$$

Passo 6: Avaliar a função F para o estado do sistema, F_x e obter o produto pela expressão (C.11);

Passo 7: Se $t_x = tf_i$ então o componente atingiu um estado de avaria. Então, deverá realizar-se o cálculo do respectivo tempo de reparação tr_i pela expressão (C.12). Caso $t_x = tr_i$, então o componente regressou ao estado de funcionamento. Neste caso, deve-se calcular o respectivo tempo de funcionamento tf_i pela expressão (C.9);

Passo 8: A sequência de passos referidos prossegue até T perfazer um ano (T = 8760 horas). Admitindo que F_x representa a potência cortada no estado x, calcula-se o valor anual da energia não fornecida pela expressão (C.15). No entanto, se F representar uma

grandeza genérica qualquer, o seu valor esperado referente a um ano de simulação é obtido dividindo o valor obtido por (C.15) por 8760 horas;

$$F_{ano} = \sum_{x=1}^{N_x} F_x \cdot t_x \qquad \text{(C.15)}$$

Passo 9: A sequência cronológica pode ainda desenvolver-se por vários anos e para cada ano decorrido determinam-se o valor esperado de F_{ano}, a variância e avalia-se a convergência da estimativa corrente.

i) O valor esperado de F_{ano} pode então ser calculado através da expressão (C.16).

$$\widetilde{E}(F_{ano}) = \frac{1}{NA} \cdot \sum_{ano=1}^{NA} F_{ano} \qquad \text{(C.16)}$$

Nesta expressão NA corresponde ao número de anos da sequência cronológica.

ii) A variância $V(F_{ano})$ é dada pela expressão (C.4);

iii)O coeficiente de variação β é dado pelas expressões (C.5) ou (C.6).

Passo 10: Verificar a convergência do algoritmo:

Se ($\beta > \beta^{esp}$) então Prosseguir a sequência cronológica;

Senão Ir para o Passo 10;

FimSe;

Passo 11: Resultados: índice de fiabilidade $\widetilde{E}(F_{ano})$;

Fim do Algoritmo.

C.4.3 – Simulação Pseudo-Cronológica

A Simulação Pseudo-Cronológica consiste num processo de associação da versão Não Cronológica com a versão Cronológica, conforme se refere em [Mello_1994]. Na última década desenvolveram-se duas formas diferentes de implementar o algoritmo da versão Pseudo-Cronológica, designadas respectivamente de Simulação Pseudo-Cronológica Normal [Mello_1994] e [Mello_1997] e de Simulação Pseudo-Cronológica Markoviana [Mello_1997] e [Leite da Silva_2000]. Estas duas implementações serão descritas a seguir. Em relação a ambas é conveniente definir desde já o conceito de interrupção do sistema.

C.4.3.1 – Interrupção do sistema

Define-se interrupção do sistema como uma sequência de estados de avaria, admitindo-se que num SE cada estado de avaria é caracterizado pelo facto de existir potência não fornecida não nula (PNS≠0). Para determinar uma interrupção utiliza-se primeiramente a Simulação Não Cronológica até se seleccionar um estado de avaria. A seguir utiliza-se a Simulação Cronológica para determinar os estados de avaria subsequentes ao estado de avaria seleccionado, ou seja, é utilizada uma simulação designada *Para a Frente*, que consiste em obter estados de avaria cronologicamente avançando no tempo até identificar um estado em que a potência não fornecida é nula. De seguida, a partir do estado de avaria seleccionado é utilizada uma simulação *Para Trás*, que consiste em obter os estados de avaria cronologicamente retrocedendo no tempo até encontrar um estado em que a potência não fornecida é nula. A sequência de estados de avaria encontrados através das simulações *Para a Frente* e *Para Trás*, a partir do estado de avaria seleccionado, constituem uma interrupção do sistema. Cada interrupção do sistema é caracterizada pela respectiva duração e pelo valor da grandeza a avaliar que em SE pode corresponder, por exemplo, à PNS.

C.4.3.2 – Simulação Pseudo-Cronológica Normal

Para a Simulação Pseudo-Cronológica Normal é definida previamente uma sequência cronológica para vários anos de funcionamento. Em seguida, utilizando a Simulação Não Cronológica são sorteados aleatoriamente estados do sistema sorteando o ano e o tempo t em que ocorrem na sequência cronológica. Assim, quando um desses estados for de avaria procede-se ao cálculo de uma interrupção utilizando a simulação *Para a Frente* e a simulação *Para Trás* que acompanham a sequência cronológica previamente definida na vizinhança desse estado de avaria.

Genericamente os passos do algoritmo da Simulação Pseudo-Cronológica Normal são os seguintes:

Passo 1: Gerar uma sequência cronológica de estados do sistema para vários anos de funcionamento;

Passo 2: Sortear aleatoriamente um estado x_i do sistema. Tal consiste em sortear um dos anos da sequência cronológica e o tempo t em que esse estado ocorre;

Passo 3: Avaliar o estado x_i do sistema através de uma função F, $F(x_i)$.

Se x_i estado de Sucesso então regressar ao Passo 2;

Senão x_i estado de avaria e prosseguir para o Passo 4;

FimSe;

Passo 4: A partir deste estado de avaria inicial x_0 com duração D_0, definir uma Interrupção I do sistema e calcular a respectiva duração D e a grandeza a avaliar da seguinte forma:

i) Executar a simulação *Para a Frente* seguindo a sequência cronológica na vizinhança desse estado de avaria avançando no tempo a partir de t. Nesta sequência, obter os estados de avaria x_{fi} até encontrar um estado de sucesso, as respectivas durações D_{fi} e os valores da função F, $F(x_{fi})$, para cada um desses estados;

ii) Executar a simulação *Para Trás* de forma semelhante à simulação *Para a Frente* mas retrocedendo o tempo a partir de t. Obter os estados de avaria x_{bi} e as respectivas durações D_{bi} e valores da função F, $F(x_{bi})$, para cada um desses estados;

iii) Obter a interrupção I do sistema constituída pelo estado de avaria inicial e pelos estados de avaria identificados nas simulações *Para a Frente* e *Para Trás*. Esta interrupção pode ser caracterizada pela duração D_I resultante da soma das durações desses estados de avaria, (C.17), pelo valor da grandeza a avaliar F_I dado pela soma das grandezas nesses estados de avaria, (C.18), ou pela soma dos produtos da duração de cada estado pela respectiva grandeza, (C.19);

$$D_I = D_0 + \sum_i D_{fi} + \sum_i D_{bi} \tag{C.17}$$

$$F_I = F(x_0) + \sum_i F(x_{fi}) + \sum_i F(x_{bi}) \tag{C.18}$$

$$F_I = F(x_0) \cdot D_0 + \sum_i F(x_{fi}) \cdot D_{fi} + \sum_i F(x_{bi}) \cdot D_{bi} \tag{C.19}$$

Passo 5: Caracterizada a Interrupção I do sistema, procede-se ao cálculo do valor esperado, da variância e procede-se à avaliação da convergência do algoritmo.

i) O valor esperado de F_I é dado pela expressão (C.20).

$$\widetilde{E}(F_I) = \frac{1}{NI} \cdot \sum_{i=1}^{NI} F_{Ii} \tag{C.20}$$

Nesta expressão NI corresponde ao número de Interrupções do sistema que foram simuladas;

ii) A variância $V(F_I)$ é dada pela expressão (C.4);

iii) O coeficiente de variação β é dado pelas expressões (C.5) ou (C.6).

Passo 6: Verificar a convergência do algoritmo:

Se ($\beta > \beta^{esp}$) então Voltar ao Passo 2;

Senão Ir para o Passo 7;

FimSe;

Passo 7: Resultados: índice de fiabilidade $\widetilde{E}(F_I)$;

Fim do Algoritmo.

C.4.3.3 – Simulação Pseudo-Cronológica Markoviana

A implementação da Simulação Pseudo-Cronológica Markoviana realizada por [Mello_1997] concluiu que esta estratégia de simulação é mais fácil de executar e é mais rápida. Tal facto deve-se à utilização de técnicas de Markov para realizar a transição de estados, em detrimento da realização exaustiva da sequência cronológica.

C.4.3.3.1 – Duração total de uma interrupção

Assumindo-se que os componentes do sistema seguem um Modelo de Markov, apresentam distribuições exponenciais e são estatisticamente independentes, pode-se determinar o valor esperado da duração total de uma interrupção D_I, $E(D_I)$, somando todos os valores esperados das durações D^i dos estados de avaria pertencentes a essa interrupção, como apresenta a expressão (C.21).

$$E(D_I) = \sum_{i \in I} E(D^i) \tag{C.21}$$

O valor esperado da duração de cada estado de avaria pertencente a uma interrupção I é determinado através da expressão (C.22).

$$E(D^i) = \frac{8760}{\sum_k \lambda_k} \tag{C.22}$$

Nesta expressão:

λ_k – Taxa de transição, em ocorrências por ano, entre o estado x^i e qualquer outro estado a ele ligado.

C.4.3.3.2 – Simulações Para a Frente *e* Para Trás *duma interrupção*

i) *Simulação* Para a Frente

Após determinar aleatoriamente um estado de avaria do sistema, na simulação *Para a Frente* procede-se à identificação sucessiva dos estados de avaria posteriores até encontrar um estado de sucesso. Utilizando o conceito de frequências de partida de um determinado estado de avaria x^s do sistema, tem-se que a frequência de partida do estado x^s do sistema para o

estado x^j, entre os quais a única diferença decorre da alteração do estado do componente k (por exemplo, dá-se a transição de $xc_k=a$ para $xc_k=b$, com uma taxa de transição de λ_{ab}), é determinada pela expressão (C.23).

$$f_{sj} = P(x^s) \cdot \lambda_{sj} = P(x^s) \cdot \lambda_{ab} \tag{C.23}$$

A frequência de partida do estado x^s é dada por (C.24).

$$f_s^{saída} = P(x^s) \cdot \sum_{j=1}^{M} \lambda_{sj} = P(x^s) \cdot \lambda_s^{saída} \tag{C.24}$$

Nesta expressão:

$P(x^s)$ – Probabilidade de permanência no estado x^s;

λ_{sj} – Taxa de transição entre o estado x^s e qualquer estado x^j que lhe está ligado;

M – Número de estados do sistema para onde se pode transitar depois de sair do estado x^s.

A probabilidade de transição P_{sj}, entre os estados x^s e x^j é calculada através do quociente entre as frequências f_{sj} e $f_s^{saída}$, como se apresenta em (C.25).

$$P_{sj} = \frac{f_{sj}}{f_s^{saída}} = \frac{\lambda_{sj}}{\sum_{j=1}^{M} \lambda_{sj}} = \frac{\lambda_{ab}}{\lambda_s^{saída}} \tag{C.25}$$

Esta expressão permite construir as funções de distribuição de probabilidades associadas às transições entre os estados do sistema que formarão a sequência da simulação *Para a Frente*.

ii) Simulação Para Trás

Esta simulação determina a sequência de estados de avaria que antecedem o estado de avaria seleccionado até se encontrar um estado de sucesso. Admitindo que os componentes do sistema podem ter mais do que dois estados, o desenvolvimento desta simulação é mais complexo. Assim, para um sistema constituído por componentes com m estados (como poderá ser o caso dos geradores e das cargas), em que um desses componentes representado por x_k contém n_k estados, verifica-se que cada estado do sistema não pode transitar para mais do que $M = \sum_{k=1}^{m} (n_k - 1)$ outros estados.

A probabilidade de transição P_{is} é definida como sendo a probabilidade do sistema atingir o estado x^s vindo do estado x^i, e pode ser determinada como o quociente entre a

frequência de transição entre os dois estados f_{is} e a frequência de chegada ao estado x^s vindo de qualquer outro estado f_s^{entra}, (C.26).

$$P_{is} = \frac{f_{is}}{f_s^{entra}} = \frac{P(x^i) \cdot \lambda_{is}}{\sum_{i=1}^{M} P(x^i) \cdot \lambda_{is}} \tag{C.26}$$

Dividindo ambos os termos deste quociente pela probabilidade de permanência no estado x^s, $P(x^s)$, e considerando $r_{is} = \frac{P(x^i)}{P(x^s)}$, a expressão de cálculo de P_{is} pode ser rescrita por (C.27).

$$P_{is} = \frac{r_{is} \cdot \lambda_{is}}{\sum_{i=1}^{M} (r_{is} \cdot \lambda_{is})} \tag{C.27}$$

Os estados do sistema x^s e x^i somente diferem do estado de um dos seus componentes. Sendo xc_k esse componente, o seu estado altera-se de $xc_k=a$ para $xc_k=b$, com uma taxa de transição de λ_{ab}. Nestas condições obtêm-se, as expressões (C.28) e (C.29).

$$r_{is} = \frac{P(xc_k = a)}{P(xc_k = b)} \tag{C.28}$$

$$\lambda_{is} = \lambda_{ab} \tag{C.29}$$

Na prática, muitos componentes podem ser representados pelo modelo de residência em dois estados. Nesta situação, as expressões anteriores tornam-se mais simples, obtendo-se nomeadamente a expressão (C.30).

$$r_{is} = \frac{P(xc_k = sucesso)}{P(xc_k = avaria)} = \frac{\frac{\mu}{\lambda+\mu}}{\frac{\lambda}{\lambda+\mu}} = \frac{\mu}{\lambda} \tag{C.30}$$

Sendo $\lambda_{is} = \lambda$ tem-se $r_{is} \,.\, \lambda_{is} = \mu$. Desta forma, a probabilidade de transição de estados nesta simulação é similar à simulação *Para a Frente*, ou seja, tem-se $r_{is} \,.\, \lambda_{is} = \lambda_{si}$. Nestas condições, a expressão de P_{is} é dada por (C.31).

$$P_{is} = \frac{\lambda_{si}}{\sum_{i=1}^{M} \lambda_{si}} = \frac{\lambda_{ab}}{\lambda_s^{saída}} \tag{C.31}$$

C.4.3.3.3 – Algoritmo da Simulação Pseudo-Cronológica Markoviana

Os passos do algoritmo de implementação da Simulação Pseudo-Cronológica Markoviana são os seguintes:

Passo 1: Através da Simulação Não Cronológica seleccionar aleatoriamente um vector de estado $x \in X$ que representa o estado do sistema;

Passo 2: Avaliar o estado do sistema x, $F(x)$ e verificar qual o estado do sistema:

Se x for um estado de sucesso então Voltar ao Passo 1;

Senão x é um estado de avaria então Ir para o Passo 3;

FimSe;

Passo 3: Obter uma interrupção I do sistema constituída pelos estados de avaria obtidos a partir do estado de avaria inicial x_0 de duração D_0 seleccionado no Passo 2, através das simulações *Para a Frente* e *Para Trás*:

i) Executar a simulação *Para a Frente*, ou seja, sucessivamente avaliar os estados posteriores até atingir um estado de sucesso, da seguinte forma:

i.1) Determinar as probabilidades de transição de estado P_{sj} de cada componente do sistema através da expressão (C.25);

i.2) Sortear um número pseudo-aleatório $ps \in [0;1]$ e verificar qual o componente que transita de estado, obtendo-se um novo estado do sistema x_{fi};

i.3) Avaliar o estado do sistema x_{fi}, $F(x_{fi})$ e determinar a respectiva duração D_{fi} através da expressão (C.22);

i.4) Os passos i.1) a i.3) são executados sucessivamente até se chegar a um estado de sucesso;

ii) Executar a simulação *Para Trás*, ou seja, a partir do estado de avaria seleccionado, avaliar sucessivamente os estados anteriores até atingir um estado de sucesso. O procedimento é realizado da seguinte forma:

ii.1) Determinar as probabilidades de transição de estado P_{is} de cada componente do sistema através da expressão (C.27);

ii.2) Sortear um número pseudo-aleatório $ps \in [0;1]$ e verificar qual o componente que transita de estado, obtendo-se um novo estado do sistema x_{bi};

ii.3) Avaliar o estado do sistema x_{bi}, $F(x_{bi})$ e determinar a respectiva duração D_{bi} através da expressão (C.22);

ii.4) Os passos ii.1) a ii.3) são executados sucessivamente até encontrar um estado de sucesso;

iii) A interrupção I do sistema é caracterizada pela respectiva duração D_I resultante da soma das durações do estado de avaria inicial e das durações dos estados de avaria obtidos pelas simulações *Para a Frente* e *Para Trás*, (C.17), pelo valor da grandeza a avaliar F_I dado pela soma das grandezas obtidas para cada estado, (C.18), ou pela soma dos produtos da duração pela respectiva grandeza, (C.19);

Passo 4: Caracterizada a interrupção I do sistema procede-se ao cálculo do valor esperado, da variância e é avaliada a convergência do algoritmo.

i) O valor esperado de F_I é dado pela expressão (C.20);

ii) A variância $V(F_I)$ é dada pela expressão (C.4);

iii) O coeficiente de variação β é dado pelas expressões (C.5) ou (C.6);

Passo 5: Verificar a convergência do algoritmo:

Se ($\beta > \beta^{esp}$) então Voltar ao Passo 1;

Senão Ir para o Passo 6;

FimSe;

Passo 6: Resultados: índice de fiabilidade $\widetilde{E}(F_I)$;

Fim do Algoritmo.

ANEXO D

DADOS DOS EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

ANEXO D.1 – REDE DE 6 NÓS

A rede eléctrica de 6 nós apresentada na figura D.1 tem sido utilizada em diversa literatura relativa ao planeamento da expansão de redes de transporte de energia eléctrica.

Inicialmente, o SE é constituído pelos nós 1 a 5, pelas linhas de transporte representadas a traço contínuo e pelos grupos G_1 e G_3.

O plano de expansão do SE inclui o investimento num novo nó de produção (nó 6) e em novas linhas (a traço descontínuo) que ligarão o nó 6 aos nós 2, 4 e 5.

Em relação à rede apresentada na literatura da especialidade foram ainda acrescentados mais alguns dados, como por exemplo, tempos médios de funcionamento e de reparação dos componentes e os custos de investimento em várias linhas.

D.1.1 – Topologia da rede de 6 nós

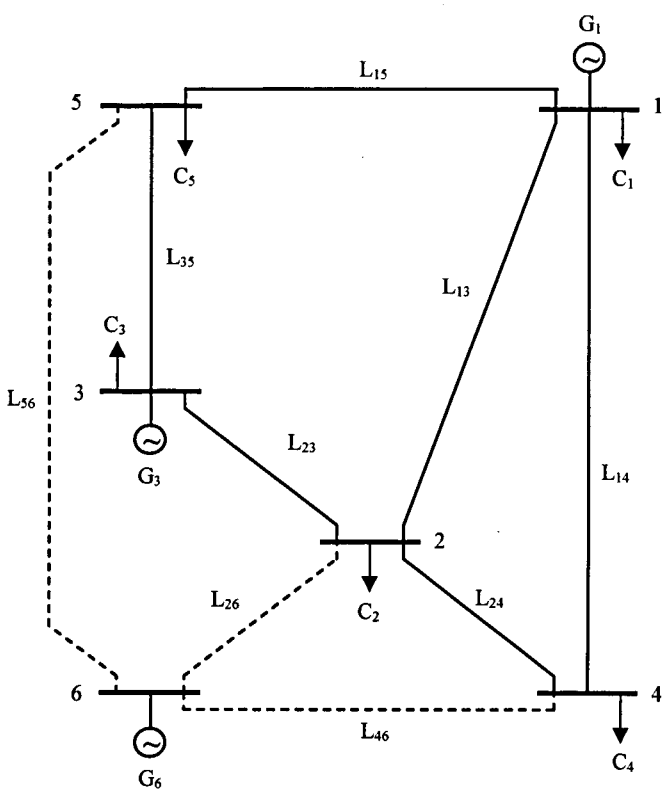


Figura D.1 – Rede eléctrica de 6 nós.

D.1.2 – Dados da rede de 6 nós

As tabelas seguintes apresentam os valores das características técnicas dos componentes da rede de 6 nós considerando uma Potência de Base $P_b = 100$ [MVA].

Tabela D.1.1 – Características dos ramos (rede de 6 nós).

Linha	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]	L [km]	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
L_{12}	0.1	0.4	100	40	38087	11
L_{14}	0.15	0.6	80	60	29050	10
L_{15}	0.05	0.2	100	20	38087	11
L_{23}	0.05	0.2	100	20	38087	11
L_{24}	0.1	0.4	100	40	38087	11
L_{35}	0.05	0.2	100	20	38087	11
L_{26}	0.08	0.3	100	30	38087	11
L_{56}	0.1476	0.6	78	60	29050	10
L_{46}	0.08	0.3	100	30	38087	11

Tabela D.1.2 – Características dos geradores (rede de 6 nós).

Produção G_k	Identificação do Gerador	$Pg^{máx}$ [MW]	Cg [c€/kWh]	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
G_1	1	50.0	5.0	1600	40
	2	50.0	5.0	1600	40
	3	50.0	5.0	1600	40
G_3	1	60.0	5.0	1500	25
	2	100.0	8.0	1500	35
	3	100.0	8.0	1500	35
	4	100.0	8.0	1500	35
G_6	1	150.0	5.0	1600	40
	2	150.0	5.0	1600	40
	3	150.0	8.0	1600	40
	4	150.0	8.0	1600	40

Tabela D.1.3 – Valores das potências de carga por nó (rede de 6 nós).

Carga Nó k	Pc_k [MW]
C_1	80.0
C_2	240.0
C_3	40.0
C_4	160.0
C_5	240.0
C_6	0.0

O custo de investimento para qualquer dos ramos existentes bem como para os ramos incluídos nos planos de expansão é dado pela expressão (D.1), que apresenta uma parcela fixa e uma parcela variável em função da capacidade de transmissão P do ramo. Utilizando esta expressão, a tabela D.1.4 apresenta os valores do investimento.

$$CI(P) = 0.009 + 0.003 \, . \, P \quad [10^6 €/km] \tag{D.1}$$

Tabela D.1.4 – Custo anual das instalações da rede (rede de 6 nós).

Ramo	P [MW]	L [km]	CI [10^6 €/ano]
L_{12}	100	40	12.36
L_{14}	80	60	14.94
L_{15}	100	20	6.18
L_{23}	100	20	6.18
L_{24}	100	40	12.36
L_{35}	100	20	6.18
L_{26}	100	30	9.27
L_{56}	78	60	14.58
L_{46}	100	30	9.27

O custo da energia não fornecida especificado foi de $C_{ENS} = 300$ [c€/kWh].

ANEXO D.2 – REDE DE 24 NÓS – MODIFIED IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM (MRTS)

Os dados do sistema MRTS baseiam-se nos do sistema IEEE-RTS [IEEE RTS_1979] que apresenta 24 nós, 38 ramos, 32 geradores e 17 cargas. Em relação ao sistema original foram efectuadas as seguintes alterações: duplicação da capacidade de produção e aumento da potência de carga em cada nó do sistema de 80 [%]. Estas alterações foram sugeridas em diversas publicações, como por exemplo em [Pereira_1992], no sentido de aproximar o sistema de transporte dos seus limites e, assim, aumentar o impacto de saídas de serviço de linhas de transmissão nos resultados obtidos em simulações de Monte Carlo. Considerou-se um valor de Potência de Base $P_b = 100$ [MVA].

D.2.1 – Topologia da rede de 24 nós

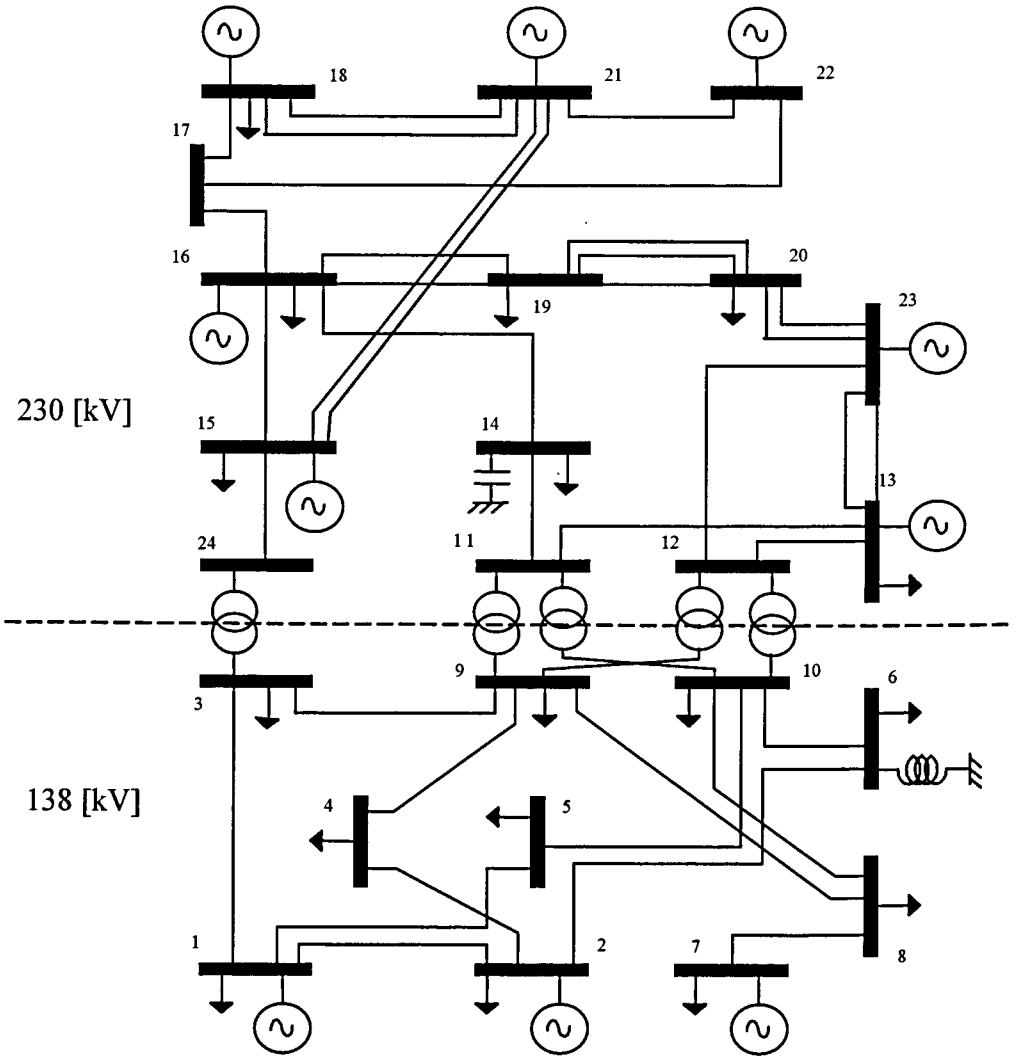


Figura D.2 – Rede eléctrica de 24 nós (Rede de Teste IEEE MRTS).

D.2.2 – Dados da rede de 24 nós

As características técnicas dos ramos, geradores e potências de carga apresentam-se respectivamente nas tabelas D.2.1, D.2.2 e D.2.3.

Tabela D.2.1 – Características dos ramos (rede de 24 nós).

Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
1	2	0.0026	0.0139	175.0	36500.0	16.0
1	3	0.0546	0.2112	175.0	17176.5	10.0
1	5	0.0218	0.0845	175.0	26545.5	10.0
2	4	0.0328	0.1267	175.0	22461.5	10.0
2	6	0.0497	0.1920	175.0	18250.0	10.0
3	9	0.0308	0.1190	175.0	23052.6	10.0
3	24	0.0023	0.0839	400.0	438000.0	768.0
4	9	0.0268	0.1037	175.0	24333.3	10.0
5	10	0.0228	0.0883	175.0	25764.7	10.0
6	10	0.0139	0.0605	175.0	26545.5	35.0
7	8	0.0159	0.0614	175.0	29200.0	10.0
8	9	0.0427	0.1651	175.0	19909.1	10.0
8	10	0.0427	0.1651	175.0	19909.1	10.0
9	11	0.0023	0.0839	400.0	438000.0	768.0
9	12	0.0023	0.0839	400.0	438000.0	768.0
10	11	0.0023	0.0839	400.0	438000.0	768.0
10	12	0.0023	0.0839	400.0	438000.0	768.0
11	13	0.0061	0.0476	500.0	21900.0	11.0
11	14	0.0054	0.0418	500.0	22461.5	11.0
12	13	0.0061	0.0476	500.0	21900.0	11.0
12	23	0.0124	0.0966	500.0	16846.2	11.0
13	23	0.0111	0.0865	500.0	17877.5	11.0
14	16	0.0050	0.0389	500.0	23052.6	11.0
15	16	0.0022	0.0173	500.0	26545.5	11.0
15	21	0.0063	0.0490	500.0	21365.9	11.0
15	21	0.0063	0.0490	500.0	21365.9	11.0
15	24	0.0067	0.0519	500.0	21365.9	11.0
16	17	0.0033	0.0259	500.0	25058.6	11.0
16	19	0.0030	0.0231	500.0	25764.7	11.0
17	18	0.0018	0.0144	500.0	27375.0	11.0
17	22	0.0135	0.1053	500.0	16222.2	11.0
18	21	0.0033	0.0259	500.0	25028.6	11.0
18	21	0.0033	0.0259	500.0	25028.6	11.0
19	20	0.0051	0.0396	500.0	23052.6	11.0
19	20	0.0051	0.0396	500.0	23052.6	11.0
20	23	0.0028	0.0216	500.0	25764.7	11.0
20	23	0.0028	0.0216	500.0	25764.7	11.0
21	22	0.0087	0.0678	500.0	19466.7	11.0

Tabela D.2.2 – Características dos geradores (rede de 24 nós).						
Número do nó k	Número de geradores por nó	Número do gerador g	$Pg^{máx}$ [MW]	Cg [c€/kWh]	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
1	1	1	40.0	3.0	450.0	50.0
1	2	2	40.0	3.0	450.0	50.0
1	3	3	152.0	4.0	1960.0	40.0
1	4	4	152.0	4.0	1960.0	40.0
2	1	5	40.0	3.0	450.0	50.0
2	2	6	40.0	3.0	450.0	50.0
2	3	7	152.0	4.0	1960.0	40.0
2	4	8	152.0	4.0	1960.0	40.0
7	1	9	200.0	5.0	1200.0	50.0
7	2	10	200.0	5.0	1200.0	50.0
7	3	11	200.0	5.0	1200.0	50.0
13	1	12	394.0	6.0	950.0	50.0
13	2	13	394.0	6.0	950.0	50.0
13	3	14	394.0	6.0	950.0	50.0
15	1	15	24.0	2.0	2940.0	60.0
15	2	16	24.0	2.0	2940.0	60.0
15	3	17	24.0	2.0	2940.0	60.0
15	4	18	24.0	2.0	2940.0	60.0
15	5	19	24.0	2.0	2940.0	60.0
15	6	20	310.0	6.0	960.0	40.0
16	1	21	310.0	5.5	960.0	40.0
18	1	22	800.0	9.0	1100.0	150.0
21	1	23	800.0	8.0	1100.0	150.0
22	1	24	100.0	2.0	1980.0	20.0
22	2	25	100.0	2.0	1980.0	20.0
22	3	26	100.0	2.0	1980.0	20.0
22	4	27	100.0	2.0	1980.0	20.0
22	5	28	100.0	2.0	1980.0	20.0
22	6	29	100.0	2.0	1980.0	20.0
23	1	30	310.0	5.0	960.0	40.0
23	2	31	310.0	5.0	960.0	40.0
23	3	32	700.0	7.0	1150.0	100.0

Tabela D.2.3 – Valores das potências de carga (rede de 24 nós).	
Número do nó k	Pc_k [MW]
1	194.4
2	174.6
3	324.0
4	133.8
5	127.8
6	244.8
7	225.0
8	307.8
9	315.0
10	351.0
11	0.0
12	0.0

Tabela D.2.3 – Valores das potências de carga (rede de 24 nós).	
Número do nó k	Pc_k [MW]
13	477.0
14	349.2
15	570.6
16	180.0
17	0.0
18	599.4
19	325.8
20	230.4
21	0.0
22	0.0
23	0.0
24	0.0

ANEXO D.3 – REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA (RNT)

A rede de transporte de energia eléctrica utilizada como exemplo de aplicação baseado num caso real corresponde à Rede Nacional de Transporte (RNT) do SE Português cuja empresa concessionária é a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A..

Este anexo encontra-se dividido em três partes. Na primeira parte apresenta-se uma estimativa dos índices de fiabilidade dos componentes da RNT. Na segunda parte apresentam-se os dados da RNT referentes ao ano de 1998 que se encontram caracterizados no documento [REN_1999]. Estes dados foram utilizados para realizar um exemplo de aplicação que utiliza a MMCP para calcular os PMCP nodais e a RMCP que poderia ser atribuída à REN S.A. no ano de 1998. Na terceira parte apresentam-se os dados da RNT referentes ao ano de 2001 e que se encontram caracterizados no documento [REN_2002], assim como as obras a construir na RNT para o período de 2002 a 2007. Estes dados serão por sua vez utilizados no exemplo de aplicação referente à MMLP.

D.3.1 – Topologia da RNT

Na figura D.3 apresenta-se a topologia da RNT em Portugal no final de 2001.

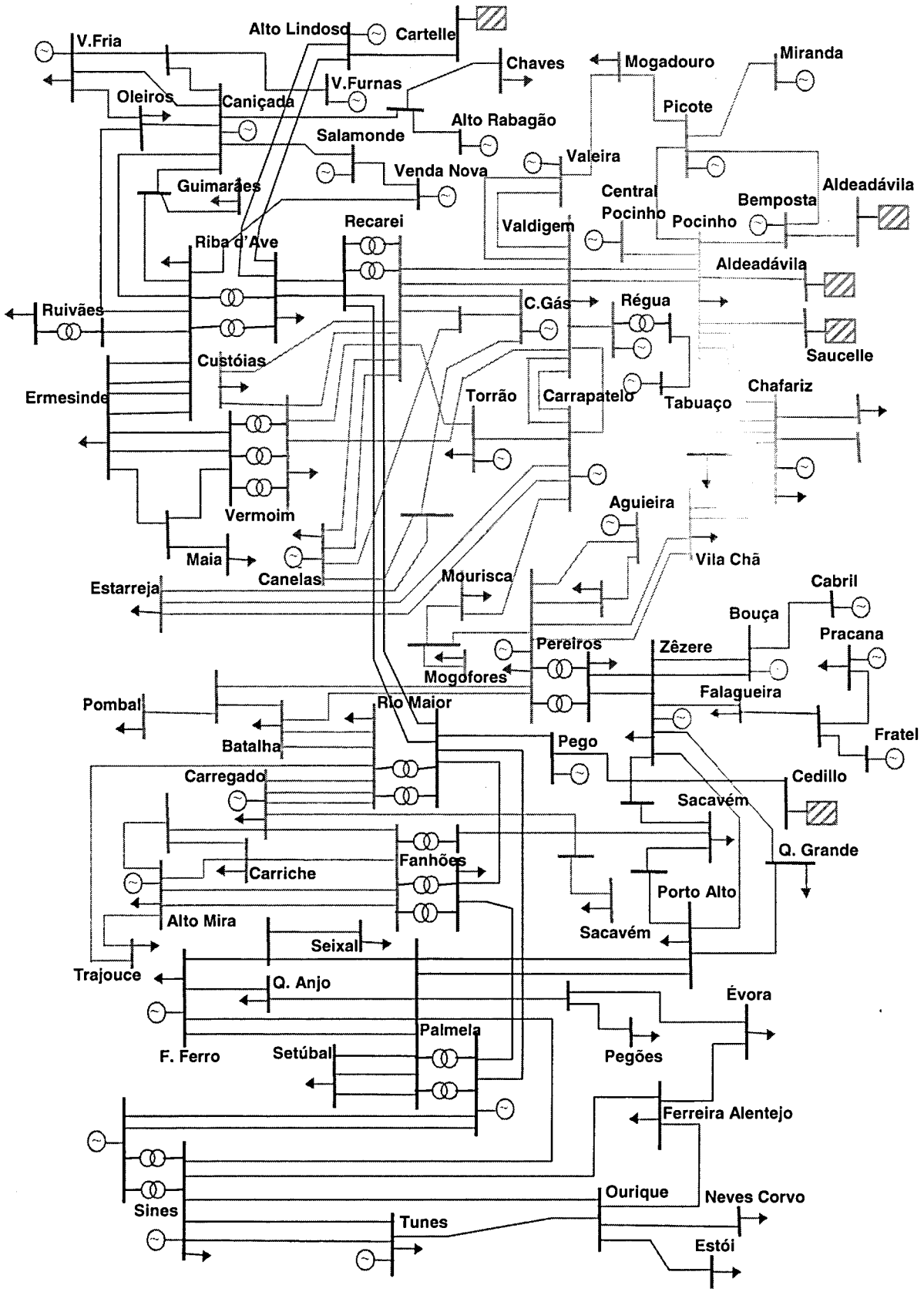


Figura D.3 – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) no final de 2001.

D.3.2 – Estimativa dos índices de fiabilidade

A estimativa dos índices de fiabilidade dos componentes da RNT foi realizada através da comparação com os componentes de outras redes e de alguns dados técnicos dos componentes da RNT.

De salientar que a estimativa dos índices de fiabilidade dos componentes da RNT sendo realizada por comparação com outras redes e com alguma aproximação pelo conhecimento de alguns dados técnicos desses componentes, conduzirá a resultados diferentes dos que seriam obtidos se fossem conhecidos os dados reais de fiabilidade dos componentes. No entanto, optou-se por esta metodologia devido à grande dificuldade em obter os dados de fiabilidade dos componentes da RNT.

A rede eléctrica a partir da qual se obtiveram os índices de fiabilidade por comparação é a rede de 24 nós e 38 linhas referida no ponto ***D.2*** deste anexo e caracterizada em [IEEE RTS_1979]. Neste artigo é explicado com algum detalhe como se obtiveram os índices de fiabilidade dos componentes.

Os dados técnicos da RNT são retirados dos relatórios técnicos disponíveis, [REN_1999], [ERSE_1999] e do site da internet www.ren.pt.

D.3.2.1 – Índices de fiabilidade das linhas eléctricas

Taxas de Avaria:

As taxas de avaria das linhas eléctricas são obtidas por comparação e aproximação com o indicado no artigo [IEEE RTS_1979], a partir do qual se estimaram as expressões seguintes:

- Linhas de 150 [kV]:

$$\lambda = 0.32 \times L + 0.22 \tag{D.2}$$

- Linhas de 220 [kV]:

$$\lambda = 0.21 \times L + 0.29 \tag{D.3}$$

- Linhas de 400 [kV]:

$$\lambda = 0.14 \times L + 0.35 \tag{D.4}$$

Nestas expressões:

λ - Taxa de avaria, em [1/ano];

L – Comprimento da linha tendo por base o valor de 100 quilómetros.

Com as expressões referidas atrás e com o conhecimento do nível de tensão e do comprimento da linha serão calculadas as taxas de avaria das linhas. A partir delas determina-se o Tempo Médio de Funcionamento *MTTF* pela expressão (D.5).

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \tag{D.5}$$

Tempos Médios de Reparação:

Os Tempos Médios de Reparação, *MTTR*, também são obtidos por comparação e aproximação com o referido no artigo [IEEE RTS_1979], pelo que se consideraram os valores apresentados na tabela D.3.1.

Tabela D.3.1 – Tempos Médios de Reparação.	
Nível de Tensão da Linha [kV]	*MTTR* [h]
150	10
220	11
400	15
Cabos	30

D.3.2.2 – Índices de fiabilidade dos transformadores de potência

Supondo que os componentes de todas as Subestações, em particular os transformadores e autotransformadores de potência, se encontram sob condições atmosféricas semelhantes e apresentam a mesma redundância, recorrendo ao artigo [IEEE RTS_1979] consideraram-se para esses componentes os seguintes valores de índices de fiabilidade:

Taxa de avaria: $\lambda = 0.02$ [1/ano];

Tempo Médio de Reparação: $MTTR = 768$ [h].

D.3.2.3 – Índices de fiabilidade dos sistemas produtores

Por comparação com o referido no artigo do [IEEE RTS_1979] e utilizando os dados técnicos sobre os sistemas produtores estimaram-se os valores dos Tempos Médios de Funcionamento (MTTF) e dos Tempos Médios de Reparação (MTTR). Estes valores foram estimados em função do tipo de sistema produtor (hídrico ou térmico), do tipo de combustível

utilizado (carvão, fuelóleo, gasóleo ou gás natural) e do número de grupos geradores em cada sistema produtor.

D.3.3 – Dados da RNT – ano de 1998

Os dados técnicos dos componentes da RNT (linhas eléctricas, subestações e produtores) relativos ao ano de 1998, retirados do documento [REN_1999] ou estimados de acordo com o referido no ponto anterior, são os que se apresentam nas tabelas D.3.2 a D.3.6. Os valores "por unidade, [pu]" da resistência e reactância das linhas eléctricas e transformadores foram calculados utilizando uma Potência de Base $P_b = 100$ [MVA].

Os cenários de exploração produção/carga da RNT para horas de ponta, cheias e vazio são apresentados respectivamente nas tabelas D.3.7, D.3.8 e D.3.9. Nestas tabelas são também identificados os nós da RNT Portuguesa.

D.3.3.1 – Linhas eléctricas

A tabela D.3.2 apresenta as características das linhas da RNT. Assim, para cada linha é apresentada a seguinte informação: identificação numérica, localização entre os nós *i* e *j*, o tipo de linha diferenciado pelo nível de tensão, a respectiva resistência e reactância em valores [pu], os limites térmicos para o Verão e Inverno, o comprimento da linha, a taxa de avarias, o tempo médio de funcionamento e o tempo médio de reparação.

Tabela D.3.2 – Características das Linhas da RNT (final de 1998).

Nº	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*L* [km]	λ [1/ano]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
1	1	7	Linha de 400 [kV]	0.0009	0.0105	1036.0	1330.0	1.1	0.35	25028.6	15.0
2	1	5	"	0.0011	0.0106	1150.0	1480.0	59.1	0.43	20372.1	15.0
3	1	5	"	0.0011	0.0107	1150.0	1480.0	59.6	0.43	20372.1	15.0
4	2	8	"	0.0013	0.0108	1150.0	1480.0	68.1	0.45	19466.7	15.0
5	2	9	"	0.0018	0.0109	1150.0	1480.0	96.0	0.49	17877.5	15.0
6	2	9	"	0.0018	0.0202	1150.0	1480.0	96.2	0.49	17877.5	15.0
7	3	10	"	0.0013	0.0144	1150.0	1480.0	64.3	0.44	19909.1	15.0
8	3	6	"	0.0016	0.0169	1150.0	1480.0	81.3	0.47	18638.3	15.0
9	4	6	"	0.0039	0.0445	1150.0	1480.0	213.7	0.66	13272.7	15.0
10	4	6	"	0.0041	0.0464	1150.0	1480.0	223.4	0.67	13074.6	15.0
11	5	4	"	0.0005	0.0062	1150.0	1480.0	29.4	0.39	22461.5	15.0
12	5	4	"	0.0006	0.0072	1150.0	1480.0	34.1	0.40	21900.0	15.0
13	6	8	"	0.001	0.0111	1150.0	1480.0	53.0	0.43	20372.1	15.0
14	6	2	"	0.0016	0.0184	1150.0	1480.0	88.2	0.48	18250.0	15.0

Tabela D.3.2 – Características das Linhas da RNT (final de 1998).

Nº	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*L* [km]	λ [1/ano]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
15	11	23	Linha de 220 [kV]	0.0049	0.0266	200.0	295.0	30.4	0.35	25028.6	11.0
16	11	46	"	0.0006	0.0031	200.0	295.0	30.2	0.35	25028.6	11.0
17	46	23	"	0.0043	0.0233	200.0	295.0	7.7	0.31	28258.1	11.0
18	12	35	"	0.0012	0.0065	200.0	295.0	7.8	0.31	28258.1	11.0
19	12	36	"	0.0015	0.0079	200.0	295.0	9.0	0.31	28258.1	11.0
20	13	28	"	0.0065	0.0349	200.0	295.0	39.9	0.37	23675.7	11.0
21	13	28	"	0.0079	0.0437	200.0	295.0	49.1	0.39	22461.5	11.0
22	14	37	"	0.0046	0.0255	200.0	295.0	28.2	0.35	25028.6	11.0
23	14	25	"	0.0099	0.0544	200.0	295.0	61.1	0.42	20857.1	11.0
24	15	39	"	0.0078	0.0427	200.0	295.0	49.3	0.39	22461.5	11.0
25	15	39	"	0.0078	0.0396	200.0	295.0	49.2	0.39	22461.5	11.0
26	15	22	"	0.0109	0.0593	200.0	295.0	67.8	0.43	20372.1	11.0
27	15	29	"	0.0021	0.011	200.0	295.0	12.8	0.32	27375.0	11.0
28	16	19	"	0.004	0.022	200.0	295.0	25.4	0.34	25764.7	11.0
29	16	47	"	0.0048	0.0254	200.0	295.0	31.0	0.35	25028.6	11.0
30	47	40	"	0.0001	0.0006	316.0	316.0	0.8	0.29	30206.9	11.0
31	16	28	"	0.0064	0.0348	200.0	295.0	39.7	0.37	23675.7	11.0
32	16	28	"	0.0062	0.0314	200.0	295.0	38.6	0.37	23675.7	11.0
33	16	28	"	0.0062	0.0314	200.0	295.0	38.6	0.37	23675.7	11.0
34	16	48	"	0.0049	0.0266	200.0	295.0	38.5	0.37	23675.7	11.0
35	48	12	"	0.0012	0.0067	200.0	295.0	2.8	0.30	29200.0	11.0
36	17	25	"	0.0002	0.0009	200.0	295.0	1.0	0.29	30206.9	11.0
37	18	34	"	0.0056	0.0309	200.0	295.0	34.5	0.36	24333.3	11.0
38	18	49	"	0.0016	0.0223	200.0	295.0	5.9	0.30	29200.0	11.0
39	49	34	"	0.004	0.058	200.0	295.0	5.9	0.30	29200.0	11.0
40	19	12	"	0.0029	0.0159	200.0	295.0	18.4	0.33	26545.5	11.0
41	19	35	"	0.0032	0.0169	200.0	295.0	19.5	0.33	26545.5	11.0
42	19	12	"	0.0029	0.0153	200.0	295.0	18.3	0.33	26545.5	11.0
43	20	24	"	0.0024	0.0133	200.0	295.0	14.9	0.32	27375.0	11.0
44	21	32	"	0.0117	0.0652	200.0	295.0	74.1	0.45	19466.7	11.0
45	22	50	"	0.0035	0.019	200.0	295.0	2.5	0.30	29200.0	11.0
46	50	23	"	0.0052	0.0285	200.0	295.0	54.9	0.41	21365.9	11.0
47	23	13	"	0.0108	0.0585	200.0	295.0	66.8	0.43	20372.1	11.0
48	23	52	"	0.0078	0.0427	200.0	295.0	76.1	0.45	19466.7	11.0
49	52	13	"	0.0043	0.0237	200.0	295.0	3.6	0.30	29200.0	11.0
50	24	21	"	0.0033	0.0184	200.0	295.0	20.9	0.33	26545.5	11.0
51	24	14	"	0.0031	0.017	200.0	295.0	19.1	0.33	26545.5	11.0
52	24	25	"	0.012	0.0662	200.0	295.0	74.4	0.45	19466.7	11.0
53	25	38	"	0.0064	0.0356	200.0	295.0	39.5	0.37	23675.7	11.0
54	25	18	"	0.01	0.055	200.0	295.0	61.9	0.42	20857.1	11.0
55	25	18	"	0.01	0.055	200.0	295.0	61.8	0.42	20857.1	11.0
56	25	41	"	0.0049	0.0273	200.0	295.0	30.4	0.35	25028.6	11.0
57	25	31	"	0.0094	0.0518	200.0	295.0	58.2	0.41	21365.9	11.0
58	25	31	"	0.0039	0.0397	200.0	295.0	56.4	0.41	21365.9	11.0
59	26	42	"	0.0034	0.017	200.0	295.0	21.4	0.34	25764.7	11.0
60	26	42	"	0.0034	0.017	200.0	295.0	27.4	0.35	25028.6	11.0
61	26	43	"	0.0044	0.0238	200.0	295.0	29.3	0.35	25028.6	11.0

Tabela D.3.2 – Características das Linhas da RNT (final de 1998).

Nº	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*L* [km]	λ [1/ano]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
62	26	51	"	0.0004	0.0057	949.0	1221.0	10.4	0.31	28258.1	11.0
63	51	42	"	0.0007	0.0088	949.0	1221.0	0.8	0.29	30206.9	11.0
64	26	33	"	0.0032	0.0166	200.0	295.0	20.2	0.33	26545.5	11.0
65	26	33	"	0.003	0.0159	200.0	295.0	18.6	0.33	26545.5	11.0
66	27	31	"	0.0003	0.0018	200.0	295.0	2.1	0.29	30206.9	11.0
67	28	36	"	0.0126	0.0699	200.0	295.0	79.4	0.46	19043.5	11.0
68	29	26	"	0.0033	0.0176	200.0	295.0	20.8	0.33	26545.5	11.0
69	30	53	"	0.0005	0.0065	949.0	1221.0	18.4	0.33	26545.5	11.0
70	53	42	"	0.0002	0.0033	949.0	1221.0	0.8	0.29	30206.9	11.0
71	30	26	"	0.0004	0.0056	949.0	1221.0	10.4	0.31	28258.1	11.0
72	31	15	"	0.003	0.0281	200.0	295.0	32.8	0.36	24333.3	11.0
73	31	15	"	0.0052	0.0266	200.0	295.0	32.9	0.36	24333.3	11.0
74	31	15	"	0.0052	0.0266	200.0	295.0	32.9	0.36	24333.3	11.0
75	31	26	"	0.0108	0.0554	200.0	295.0	65.0	0.43	20372.1	11.0
76	31	26	"	0.0108	0.0554	200.0	295.0	65.7	0.43	20372.1	11.0
77	31	33	"	0.0116	0.0644	200.0	295.0	73.2	0.45	19466.7	11.0
78	32	31	"	0.0052	0.0268	200.0	295.0	32.6	0.36	24333.3	11.0
79	32	31	"	0.0052	0.0268	200.0	295.0	32.6	0.36	24333.3	11.0
80	33	43	"	0.0013	0.0083	200.0	295.0	10.4	0.31	28258.1	11.0
81	34	23	"	0.011	0.0609	200.0	295.0	68.4	0.43	20372.1	11.0
82	34	23	"	0.011	0.0608	200.0	295.0	68.3	0.43	20372.1	11.0
83	50	44	"	0.0004	0.0023	200.0	295.0	2.6	0.29	30206.9	11.0
84	52	45	"	0.0006	0.0031	200.0	295.0	3.6	0.30	29200.0	11.0
85	51	30	"	0.0	0.0004	949.0	1221.0	0.8	0.29	30206.9	11.0
86	53	39	"	0.005	0.0269	200.0	295.0	31.7	0.36	24333.3	11.0
87	48	35	"	0.0004	0.0025	200.0	295.0	2.8	0.30	29200.0	11.0
88	54	92	Linha de 150 [kV]	0.0008	0.002904	104.0	153.0	1.6	0.23	38087.0	10.0
89	92	57	"	0.0182	0.062296	104.0	153.0	35.0	0.33	26545.5	10.0
90	55	73	"	0.0205	0.0695	104.0	153.0	36.6	0.34	25764.7	10.0
91	55	73	"	0.0205	0.0695	104.0	153.0	36.6	0.34	25764.7	10.0
92	56	55	"	0.0059	0.0199	104.0	153.0	10.5	0.25	35040.0	10.0
93	57	66	"	0.0186	0.0606	104.0	153.0	33.2	0.33	26545.5	10.0
94	57	93	"	0.0012	0.004169	104.0	153.0	7.3	0.24	36500.0	10.0
95	93	74	"	0.0242	0.083531	104.0	153.0	7.3	0.24	36500.0	10.0
96	57	62	"	0.0156	0.0535	104.0	153.0	26.7	0.31	28258.1	10.0
97	57	94	"	0.0156	0.050677	104.0	153.0	3.7	0.23	38087.0	10.0
98	94	66	"	0.003	0.009923	104.0	153.0	3.7	0.23	38087.0	10.0
99	57	74	"	0.0287	0.0985	104.0	153.0	46.7	0.37	23675.7	10.0
100	58	67	"	0.0046	0.0239	136.0	201.0	13.3	0.26	33692.3	10.0
101	59	75	"	0.0041	0.0211	136.0	201.0	11.8	0.26	33692.3	10.0
102	60	76	"	0.0214	0.1135	136.0	201.0	61.3	0.42	20857.1	10.0
103	60	63	"	0.0249	0.0826	104.0	153.0	44.5	0.36	24333.3	10.0
104	61	95	"	0.0021	0.006869	104.0	153.0	7.8	0.25	35040.0	10.0
105	95	77	"	0.0023	0.007731	104.0	153.0	3.1	0.23	38087.0	10.0
106	62	74	"	0.0132	0.0451	104.0	201.0	23.6	0.30	29200.0	10.0
107	63	78	"	0.0206	0.0663	276.0	201.0	73.8	0.46	19043.5	10.0
108	63	79	"	0.0124	0.0417	104.0	201.0	22.0	0.29	30206.9	10.0

Tabela D.3.2 – Características das Linhas da RNT (final de 1998).

Nº	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Tipo	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*L* [km]	λ [1/ano]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
109	63	80	"	0.0345	0.1144	104.0	201.0	61.6	0.42	20857.1	10.0
110	64	59	"	0.008	0.0402	136.0	201.0	23.0	0.29	30206.9	10.0
111	64	59	"	0.008	0.0402	136.0	201.0	23.0	0.29	30206.9	10.0
112	64	96	"	0.0104	0.034992	104.0	153.0	96.7	0.53	16528.3	10.0
113	96	76	"	0.0443	0.149708	104.0	153.0	6.9	0.24	36500.0	10.0
114	64	97	"	0.0066	0.03376	136.0	201.0	24.2	0.30	29200.0	10.0
115	97	81	"	0.0017	0.00844	136.0	201.0	5.2	0.24	36500.0	10.0
116	64	75	"	0.0042	0.0218	136.0	201.0	12.0	0.26	33692.3	10.0
117	64	69	"	0.0493	0.1636	104.0	153.0	90.0	0.51	17176.5	10.0
118	64	82	"	0.0023	0.008	104.0	153.0	4.2	0.23	38087.0	10.0
119	64	82	"	0.0023	0.0078	104.0	153.0	4.1	0.23	38087.0	10.0
120	64	82	"	0.0014	0.0074	136.0	201.0	4.0	0.23	38087.0	10.0
121	65	64	"	0.0201	0.0687	104.0	153.0	36.6	0.34	25764.7	10.0
122	65	64	"	0.02	0.0681	104.0	153.0	36.3	0.34	25764.7	10.0
123	66	83	"	0.0189	0.05	104.0	153.0	28.5	0.31	28258.1	10.0
124	66	83	"	0.0191	0.0507	104.0	153.0	27.4	0.31	28258.1	10.0
125	66	83	"	0.0145	0.0492	104.0	153.0	27.4	0.31	28258.1	10.0
126	66	83	"	0.0188	0.0628	104.0	153.0	33.2	0.33	26545.5	10.0
127	66	62	"	0.0167	0.0559	104.0	153.0	35.2	0.33	26545.5	10.0
128	66	84	"	0.0029	0.0095	104.0	153.0	5.1	0.24	36500.0	10.0
129	67	65	"	0.0177	0.061	104.0	153.0	34.0	0.33	26545.5	10.0
130	68	57	"	0.0097	0.0255	92.0	133.0	13.9	0.27	32444.4	10.0
131	69	60	"	0.0327	0.1103	104.0	153.0	58.5	0.41	21365.9	10.0
132	69	63	"	0.011	0.0554	366.0	468.0	63.4	0.42	20857.1	10.0
133	69	80	"	0.0648	0.203	104.0	153.0	116.2	0.60	14600.0	10.0
134	69	80	"	0.0648	0.203	104.0	153.0	116.2	0.60	14600.0	10.0
135	70	85	"	0.0095	0.0321	104.0	153.0	16.9	0.27	32444.4	10.0
136	71	98	"	0.0013	0.00692	136.0	201.0	2.2	0.23	38087.0	10.0
137	98	83	"	0.0019	0.01038	136.0	201.0	9.5	0.25	35040.0	10.0
138	71	83	"	0.0052	0.0178	104.0	153.0	9.5	0.25	35040.0	10.0
139	71	83	"	0.0052	0.0178	104.0	153.0	9.5	0.25	35040.0	10.0
140	72	66	"	0.0363	0.0977	92.0	133.0	58.5	0.41	21365.9	10.0
141	72	68	"	0.0056	0.0147	92.0	133.0	8.0	0.25	35040.0	10.0
142	73	67	"	0.0609	0.2025	104.0	153.0	111.6	0.58	15103.4	10.0
143	73	77	"	0.0294	0.0984	104.0	153.0	53.7	0.39	22461.5	10.0
144	73	65	"	0.052	0.1636	104.0	153.0	93.1	0.52	16846.2	10.0
145	73	99	"	0.0109	0.034442	104.0	153.0	16.9	0.27	32444.4	10.0
146	99	65	"	0.0411	0.129158	104.0	153.0	93.1	0.52	16846.2	10.0
147	73	86	"	0.0399	0.135	104.0	153.0	71.1	0.45	19466.7	10.0
148	73	86	"	0.0398	0.134	104.0	153.0	70.7	0.45	19466.7	10.0
149	92	87	"	0.0205	0.0703	138.0	176.0	36.6	0.34	25764.7	10.0
150	94	88	"	0.0021	0.0069	104.0	153.0	3.7	0.23	38087.0	10.0
151	93	89	"	0.0041	0.0139	104.0	153.0	7.3	0.24	36500.0	10.0
152	95	90	"	0.0017	0.0059	104.0	153.0	3.1	0.23	38087.0	10.0
153	96	91	"	0.0038	0.0129	104.0	153.0	6.9	0.24	36500.0	10.0
154	97	59	"	0.0018	0.0094	136.0	201.0	5.2	0.24	36500.0	10.0
155	98	100	"	0.0012	0.0041	104.0	153.0	2.2	0.23	38087.0	10.0

D.3.3.2 – Subestações

A tabela D.3.3 apresenta as características das subestações da RNT existentes no ano de 1998. A informação indicada para cada subestação é a seguinte: identificação numérica, a localização entre os nós *i* e *j*, o tipo caracterizado pela transformação realizada, o número de transformadores, a resistência e reactância total em valores [pu], a capacidade máxima de transmissão, a taxa de avarias, o tempo médio de funcionamento e o tempo médio de reparação.

Tabela D.3.3 – Características das Subestações da RNT (final de 1998).

Nº	Ramo		Tipo	Nº de Transf.	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW]	λ [1/ano]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
	nó *i*	nó *j*								
156	73	102	Subestação 150/60 [kV]	3	0.035147	0.001569	189.0	0.02	438000.0	768.0
157	67	103	Subestação 150/30 [kV]	1	0.016059	0.000759	333.0	0.02	438000.0	768.0
158	40	104	Subestação 220/60 [kV]	1	0.1518	0.0029	170.0	0.02	438000.0	768.0
159	83	105	Subestação 150/60 [kV]	5	0.022096	0.000807	402.0	0.02	438000.0	768.0
160	86	106	Subestação 150/60 [kV]	4	0.029491	0.000843	300.0	0.02	438000.0	768.0
161	60	107	Subestação 150/60 [kV]	4	0.032592	0.001343	150.0	0.02	438000.0	768.0
162	23	86	Subestação 220/150 [kV]	2	0.029375	0.000974	240.0	0.02	438000.0	768.0
163	86	108	Subestação 150/60 [kV]	1	0.1059	0.0031	63.0	0.02	438000.0	768.0
164	23	109	Subestação 220/60 [kV]	2	0.053768	0.001899	246.0	0.02	438000.0	768.0
165	25	110	Subestação 220/60 [kV]	1	0.0953	0.0035	90.0	0.02	438000.0	768.0
166	33	71	Subestação 220/150 [kV]	3	0.020929	0.000648	390.0	0.02	438000.0	768.0
167	33	111	Subestação 220/60 [kV]	5	0.020192	0.000755	600.0	0.02	438000.0	768.0
168	65	112	Subestação 150/60 [kV]	2	0.047325	0.002273	126.0	0.02	438000.0	768.0
169	34	113	Subestação 220/60 [kV]	4	0.037181	0.001174	189.0	0.02	438000.0	768.0
170	12	114	Subestação 220/60 [kV]	4	0.025131	0.000954	480.0	0.02	438000.0	768.0
171	39	115	Subestação 220/60 [kV]	3	0.03941	0.001021	378.0	0.02	438000.0	768.0
172	80	116	Subestação 150/60 [kV]	4	0.026587	0.000808	315.0	0.02	438000.0	768.0
173	13	117	Subestação 220/60 [kV]	3	0.034864	0.001154	366.0	0.02	438000.0	768.0
174	59	118	Subestação 150/60 [kV]	3	0.040684	0.001141	378.0	0.02	438000.0	768.0
175	6	28	Subestação 400/220 [kV]	2	0.062574	0.0009	900.0	0.02	438000.0	768.0
176	28	119	Subestação 220/60 [kV]	2	0.060256	0.001714	252.0	0.02	438000.0	768.0
177	2	64	Subestação 400/150 [kV]	2	0.0639	0.0009	900.0	0.02	438000.0	768.0
178	16	120	Subestação 220/60 [kV]	3	0.034732	0.001095	360.0	0.02	438000.0	768.0
179	69	121	Subestação 150/60 [kV]	2	0.057675	0.00185	240.0	0.02	438000.0	768.0
180	9	69	Subestação 400/150 [kV]	2	0.0621	0.0009	720.0	0.02	438000.0	768.0
181	31	122	Subestação 220/60 [kV]	2	0.056401	0.0017	252.0	0.02	438000.0	768.0
182	5	66	Subestação 400/150 [kV]	2	0.0803	0.0011	720.0	0.02	438000.0	768.0
183	5	123	Subestação 400/60 [kV]	2	0.081	0.0016	340.0	0.02	438000.0	768.0
184	66	124	Subestação 150/60 [kV]	2	0.058321	0.001825	240.0	0.02	438000.0	768.0
185	22	125	Subestação 220/60 [kV]	2	0.036821	0.001215	309.0	0.02	438000.0	768.0
186	42	126	Subestação 220/60 [kV]	4	0.028977	0.000736	486.0	0.02	438000.0	768.0
187	8	127	Subestação 400//60 [kV]	2	0.079962	0.001473	340.0	0.02	438000.0	768.0
188	8	19	Subestação 400/220 [kV]	2	0.059636	0.0009	900.0	0.02	438000.0	768.0
189	19	58	Subestação 220/150 [kV]	1	0.0635	0.002	126.0	0.02	438000.0	768.0
190	88	128	Subestação 150/60 [kV]	4	0.12	0.0037	126.0	0.02	438000.0	768.0
191	44	129	Subestação 220/60 [kV]	1	0.1219	0.0036	120.0	0.02	438000.0	768.0

Tabela D.3.3 – Características das Subestações da RNT (final de 1998).										
Nº	**Ramo**		**Tipo**	**Nº de Transf.**	r_{ij} **[pu]**	x_{ij} **[pu]**	$P_{ij}^{máx}$ **[MW]**	λ **[1/ano]**	***MTTF* [h]**	***MTTR* [h]**
	nó *i*	**nó *j***								
192	45	130	Subestação 220/60 [kV]	2	0.057634	0.001989	126.0	0.02	438000.0	768.0
193	74	131	Subestação 150/60 [kV]	2	0.0594	0.00195	252.0	0.02	438000.0	768.0
194	43	132	Subestação 220/60 [kV]	2	0.059264	0.001448	252.0	0.02	438000.0	768.0
195	35	133	Subestação 220/60 [kV]	4	0.029539	0.000847	536.0	0.02	438000.0	768.0
196	36	134	Subestação 220/60 [kV]	2	0.039187	0.001085	422.0	0.02	438000.0	768.0
197	4	26	Subestação 400/220 [kV]	2	0.058724	0.0009	900.0	0.02	438000.0	768.0
198	76	135	Subestação 150/60 [kV]	2	0.05441	0.002541	126.0	0.02	438000.0	768.0
199	90	136	Subestação 150/60 [kV]	1	0.0947	0.0045	63.0	0.02	438000.0	768.0
200	29	137	Subestação 220/60 [kV]	1	0.121	0.0033	126.0	0.02	438000.0	768.0
201	87	138	Subestação 150/60 [kV]	1	0.099	0.0043	63.0	0.02	438000.0	768.0
202	78	139	Subestação 150/60 [kV]	2	0.059973	0.001556	252.0	0.02	438000.0	768.0
203	77	140	Subestação 150/60 [kV]	1	0.1219	0.0055	63.0	0.02	438000.0	768.0
204	62	141	Subestação 150/60 [kV]	2	0.06325	0.00145	252.0	0.02	438000.0	768.0
205	84	101	Subestação 150/130 [kV]	1	0.069	0.0021	150.0	0.02	438000.0	768.0
206	27	85	Subestação 220/150 [kV]	1	0.0524	0.0021	75.0	0.02	438000.0	768.0
207	21	142	Subestação 220/60 [kV]	1	0.1219	0.0036	63.0	0.02	438000.0	768.0
208	18	143	Subestação 220/60 [kV]	2	0.058515	0.002175	126.0	0.02	438000.0	768.0

D.3.3.3 – Sistema Produtor

Nas tabelas D.3.4, D.3.5 e D.3.6 apresentam-se as características do sistema produtor Português divido respectivamente pelas Centrais Termoeléctricas do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), Centrais Hidroeléctricas do SEP e outros fornecimentos provenientes das interligações com a rede Espanhola ou de mini-hídricas.

A tabela D.3.4 respeitante às Centrais Termoeléctricas do SEP apresenta a seguinte informação para cada central: identificação, tipo de central em função do combustível utilizado, local e nó de injecção de potência na RNT, custo unitário da energia produzida, valor da potência máxima produzida, número de grupos e respectiva potência instalada, o tempo médio de funcionamento e o tempo médio de reparação.

Tabela D.3.4 – Características das Centrais Temoeléctricas do SEP (final de 1998).									
Identificação da Central	**Combustível**	**Injecção de Potência na RNT**		Cg **[€/kWh]**	$P_g^{máx}$ **[MW]**	**Nº de Grupos**	***MTTF* [h]**	***MTTR* [h]**
		Local	**Nó**					
Tapada do Outeiro	Fuelóleo	Ermesinde Vermoim	105 111	0.0224 0.0224	47.0	1 x 47.0	2940.0	60.0
Carregado	Fuelóleo	Carregado	16	0.02195	710.0	6 x 125.0	1200.0	50.0
Tunes	Gasóleo	Tunes	80		197.0	1 x 16.3 2 x 83.3	450.0	50.0
Alto Mira	Gasóleo	Alto Mira	12		132.0	6 x 22.5	450.0	50.0
Barreiro	Fuelóleo	Fernão Ferro	118	0.0156	56.0	2 x 32.9	2940.0	60.0

Tabela D.3.4 – Características das Centrais Temoeléctricas do SEP (final de 1998).

Identificação da Central	Combustível	Injecção de Potência na RNT Local	Nó	Cg [€/kWh]	$P_g^{máx}$ [MW]	Nº de Grupos	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
Setúbal	Fuelóleo	Palmela	2	0.0143	946.0	4 x 250.0	950.0	50.0
Sines	Carvão	Sines	9, 69	0.0142	1192.0	4 x 300.0	1150.0	100.0
Pego	Carvão	Pego	3	0.0176	584.0	2 x 300.0	1150.0	100.0
Tapada do Outeiro (Turbogás)	Ciclo Combinado (gás natural)	Turbogás	30	0.0234	990.0	3 x 330.0	1250.0	150.0

Por sua vez, as tabelas D.3.5 e D.3.6 apresentam as características respeitantes às Centrais Hidroeléctricas do SEP e outros fornecimentos, respectivamente. Nestas tabelas consta a seguinte informação por cada centro produtor: identificação, curso de água onde se localiza, tipo de aproveitamento (de albufeira, fio de água ou misto), local e nó de injecção de potência na RNT, custo unitário da energia produzida, potência máxima produzida, número de grupos e respectiva potência instalada, o tempo médio de funcionamento e o tempo médio de reparação.

Tabela D.3.5 – Características das Centrais Hidroeléctricas do SEP (final de 1998).

Identificação da Central	Curso de Água	Tipo de Aproveitamento	Injecção de Potência na RNT Local	Nó	Cg [€/kWh]	$P_g^{máx}$ [MW]	Nº de Grupos	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
Alto Lindoso	Lima	Albufeira	Alto Lindoso	1	0.0005	630.0	2 x 315	1500.0	80.0
Touvedo	Lima	Albufeira	Touvedo		0.0005	22.0	1 x 22.0	1000.0	20.0
Alto Rabagão	Rabagão	Albufeira	Rabagão	54	0.0005	68.0	2 x 34.0	1500.0	25.0
Venda Nova	Rabagão	Albufeira	Venda Nova	72	0.0005	90.0	3 x 30.0	1600.0	25.0
Paradela	Cávado	Albufeira	Venda Nova	72	0.0005	54.0	2 x 27.0	1500.0	25.0
Salamonde	Cávado	Albufeira	Salamonde	68	0.0005	42.0	2 x 21.0	1500.0	20.0
Vilarinho das Furnas	Homem	Albufeira	V. Furnas	89	0.0005	125.0	2 x 62.5	1500.0	40.0
Caniçada	Cávado	Albufeira	Caniçada	57	0.0005	62.0	2 x 31.0	1500.0	25.0
Miranda	Douro	Fio de Água	Miranda	20	0.0005	369.0	6 x 61.5	1980.0	40.0
Picote	Douro	Fio de Água	Picote	24	0.0005	195.0	3 x 65.0	1600.0	40.0
Bemposta	Douro	Fio de Água	Bemposta	14	0.0005	240.0	3 x 80.0	1600.0	45.0
Pocinho	Douro	Fio de Água	Pocinho	17, 25, 110	0.0005	186.0	3 x 62.0	1600.0	40.0
Valeira	Douro	Fio de Água	Valeira	32	0.0005	240.0	3 x 72.0	1600.0	42.0
Vilar-Tabuaço	Távora	Albufeira	Tabuaço	70	0.0005	58.0	2 x 29.0	1500.0	25.0
Régua	Douro	Fio de Água	Régua	27	0.0005	180.0	3 x 60.0	1600.0	40.0
Carrapatelo	Douro	Fio de Água	Carrapatelo	15	0.0005	201.0	3 x 67.0	1600.0	41.0
Torrão	Tâmega	Albufeira	Torrão	29	0.0005	140.0	2 x 70.0	1500.0	42.0
Crestuma-Lever	Douro	Fio de Água	Canelas	42, 126	0.0005	117.0	3 x 39.0	1600.0	30.0
Caldeirão	Caldeirão	Albufeira			0.0005	40.0	1 x 40.0	1000.0	30.0
Aguieira	Mondego	Albufeira	Aguieira	11	0.0005	336.0	3 x 112.0	1600.0	60.0
Raiva	Mondego	Albufeira			0.0005	24.0	2 x 12.0	1500.0	15.0
Cabril	Zêzere	Albufeira	Cabril	56	0.0005	108.0	2 x 54.0	1500.0	35.0
Bouça	Zêzere	Albufeira	Bouça	55	0.0005	44.0	2 x 22.0	1500.0	20.0
Castelo de Bode	Zêzere	Albufeira	Zêzere	73, 102	0.0005	159.0	3 x 53.0	1600.0	35.0

Tabela D.3.5 – Características das Centrais Hidroeléctricas do SEP (final de 1998).									
Identificação da Central	**Curso de Água**	**Tipo de Aproveitamento**	**Injecção de Potência na RNT** Local	Nó	***Cg*** **[€/kWh]**	$P_g^{máx}$ **[MW]**	**Nº de Grupos**	***MTTF*** **[h]**	***MTTR*** **[h]**
Pracana	Ocreza	Albufeira	Pracana	136	0.0005	41.0	3 x 14.0	1600.0	15.0
Fratel	Tejo	Fio de Água	Fratel	61	0.0005	132.0	3 x 44.0	1600.0	32.0

Tabela D.3.6 – Outros fornecimentos à REN (final de 1998).									
Identificação da Central	**Curso de Água**	**Tipo de Aproveitamento**	**Injecção de Potência na RNT** Local	Nó	***Cg*** **[€/kWh]**	$P_g^{máx}$ **[MW]**	**Nº de Grupos**	***MTTF*** **[h]**	***MTTR*** **[h]**
Europa (Espanha)			Cartelle	7	0.0005			1600.0	40.0
Europa (Espanha)			Cedillo	10	0.0005			1600.0	40.0
Europa (Espanha)			Aldeadávila	37 38	0.0005			1600.0	40.0
Europa (Espanha)			Saucelle	41	0.0005			1600.0	40.0
Mini-hídricas			Ruivães	101	0.0005			1000.0	10.0
Mini-hídricas, Raiva ou Aguieira			Pereiros	109	0.0005			1000.0	10.0
Serra da Estrela	Alva	Misto	Vila Chã	113	0.0005			1980.0	10.0
Mini-hídricas, Régua ou eólica			Valdigem	122	0.0005			1000.0	10.0
Mini-hídricas			Riba d'Ave	123	0.0005			1000.0	10.0
Mini-hídricas			Guimarães	128	0.0005			1000.0	10.0
Mini-hídricas			Vila Fria	131	0.0005			1000.0	10.0
Mini-hídricas			Oleiros	141	0.0005			1000.0	10.0
Mini-hídricas			Chafariz	143	0.0005			1000.0	10.0

D.3.3.4 – Cenários de exploração – ano de 1998

Os dados de exploração do sistema de produção/transporte durante o ano de 1998 foram divididos por 15 cenários de exploração produção/carga. Destes, 6 são cenários típicos, apresentados no documento [REN_1999]. Os restantes 9 foram estimados a partir desses seis. Os 6 cenários típicos são os seguintes: Ponta Húmida de Inverno (PHI), Vazio Húmido de Inverno (VHI), Ponta Seca de Inverno (PSI), Vazio Seco de Inverno (VSI), Ponta Seca de Verão (PSV) e Vazio Seco de Verão (VSV). Os restantes 9 correspondem a: Ponta Húmida de Primavera/Outono (PHP), Vazio Húmido de Primavera/Outono (VHP), Ponta Seca de Primavera/Outono (PSP), Vazio Seco de Primavera/Outono (VSP), Cheias Húmidas de Inverno (CHI), Cheias Secas de Inverno (CSI), Cheias Húmidas de Primavera/Outono (CHP), Cheias Secas de Primavera/Outono (CSP) e Cheias Secas de Verão (CSV). Estes cenários de exploração são apresentados nas tabelas D.3.7, D.3.8 e D.3.9 respectivamente para as horas de Ponta, de Cheias e de Vazio. Em cada uma das tabelas apresenta-se o número e a identificação de cada um dos nós da RNT no ano de 1998 e, para cada um dos cenários de exploração, apresenta-se a potência de carga e a potência produzida.

Tabela D.3.7 – Cenários de Produção e Carga – Horas de PONTA (final de 1998).

		PHI		PSI		PHP		PSP		PSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
1	Alto Lindoso	0.0	621.0	0.0 (ref.)	424.3564	0.0	460.0	0.0	208.0	0.0	554.0109
2	Palmela	0.0		0.0	937.0	0.0		0.0	470.0	0.0	923.5515
3	Central do Pego	0.0	498.0	0.0	598.0	0.0 (ref.)	450.6865	0.0	600.0	0.0	598.0
4	Recarei	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
5	Riba d'Ave	0		0		0		0		0	
6	Rio Maior	0		0		0		0		0	
7	Cartelle	0	341.0	0	369.0	0	258.0	0	267.0	0	378.0
8	Fanhões	0		0		0		0		0	
9	Sines	0	896.0	0	892.0	0	900.0	0	900.0	0	896.0
10	Cedillo	89.5		457.0		67.5		342.8		487.0	
11	Aguieira	0	268.0	0	179.0	0	90.0	0	90.0	0	89.4
12	Alto Mira	0		0		0		0		0	
13	Batalha	0		0		0		0		0	
14	Bemposta	0	209.0	0	69.6	0	140.0	0	70.0	0	69.8
15	Carrapatelo	0	179.0	0	69.6	0	120.0	0	60.0	0	59.7
16	Carregado	0.0 (ref.)	153.7746	0	717.0	0	358.0	0.0 (ref.)	556.1768	0	422.29
17	Pocinho	0	185.0	0	65.6	0	124.0	0	62.0	0	61.6
18	Chafariz	10		10		7.5		7.5		10	
19	Fanhões	0		0		0		0		0	
20	Miranda	0	296.0115	0	209.0	0	180.0	0	127.0	0	126.0
21	Mogadouro	0		0		0		0		0	
22	Mourisca	0		0		0		0		0	
23	Pereiros	0		0		0		0		0	
24	Picote	0	179.0	0	65.6	0	120.0	0	60.0	0	69.6
25	Pocinho	0		0		0		0		0	
26	Recarei	0		0		0		0		0	
27	Régua	0	154.0	0	64.5	0	104.0	0	52.0	0	51.2
28	Rio Maior	0		0		0		0		0	

Tabela D.3.7 – Cenários de Produção e Carga – Horas de PONTA (final de 1998).

Nó k	Identificação	PHI		PSI		PHP		PSP		PSV	
		Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
29	Torrão	0	139.0	0	83.4	0	70.0	0	47.0	0	46.7
30	Turbogás	0	656.0	0	659.0	0	658.0	0	658.0	0 (ref[a])	658.0
31	Valdigem	0		0		0		0		0	
32	Valeira	0	207.0	0	76.1	0	140.0	0	70.0	0	68.9
33	Vermoim	0		0		0		0		0	
34	Vila Chã	0		0		0		0		0	
35	Carriche	0		0		0		0		0	
36	Trajouce	0		0		0		0		0	
37	Aldeadavilla	287		86.9		215.7		65.2		63.8	
38	Aldeadavilla	12.5		0	63.4	9.8		0	48.0	0	57.6
39	Estarreja	0		0		0		0		0	
40	Sacavém 60	0		0		0		0		0	
41	Saucelle	0	48.1	0	122.0	0	35.0	0	93.0	0	116.0
42	Canelas	0		0		0	70.0	0	35.0	0	
43	Custóias	0		0		0		0		0	
44	Mogofores	0		0		0		0		0	
45	Pombal	0		0		0		0		0	
46	Mortágua	10		10		7.5		7.5		10	
47	T-Prior Velho	0		0		0		0		0	
48	T- Alto Mira/Carriche	0		0		0		0		0	
49	Gouveia	10		10		7.5		7.5		10	
50	T-Mogofores/Mourisca	0		0		0		0		0	
51	T-Turbogás/Recarei	0		0		0		0		0	
52	T-Pombal/batalha	0		0		0		0		0	
53	T-Turbogás/Canelas	0		0		0		0		0	
54	Alto Rabagão	0	61.6	0	43.8	0	20.0	0	25.0	0	20.8
55	Bouça	0	39.8	0	31.8	0	25.0	0	32.0	0	13.9
56	Cabril	0	95.5	0	63.6	0	10.0	0	14.0	0	31.8

Tabela D.3.7 – Cenários de Produção e Carga – Horas de PONTA (final de 1998).

		PHI		PSI		PHP		PSP		PSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
57	Caniçada	0	59.6	0	43.8	0	20.0	0	20.0	0	19.9
58	Fanhões	0		0		0		0		0	
59	Fernão Ferro	10		10		7.5		7.5		10	
60	Ferreira do Alentejo	0		0		0		0		0	
61	Fratel	0	133.0	0	46.8	0	90.0	0	45.0	0	44.3
62	Oleiros	0		0		0		0		0	
63	Ourique	0		0		0		0		0	
64	Palmela	0		0		0		0		0	
65	Porto Alto	0		0		0		0		0	
66	Riba d'Ave	0		0		0		0		0	
67	Sacavém 30	0		0		0		0		0	
68	Salamonde	0	39.8	0	31.8	0	16.0	0	14.0	0	13.9
69	Sines	0	297.0	0	298.0	0	300.0	0	300.0	0	297.0
70	Tabuaço	0	59.6	0	43.7	0	20.0	0	20.0	0	19.9
71	Vermoim	0		0		0		0		0	
72	Venda Nova	0	134.0	0	91.5	0	45.0	0	45.0	0	44.7
73	Zêzere	0	134.0	0	89.4	0	25.0	0	25.0	0	24.8
74	Vila Fria	0		0		0		0		0	
75	Quinta do Anjo	18		18		13.5		13.5		20.7	
76	Évora	0		0		0		0		0	
77	Falagueira	0		0		0		0		0	
78	Estói	0		0		0		0		0	
79	Neves Corvo	22.7		22.7		17.025		17.025		22.3	
80	Tunes	0		0		0		0		0	
81	Seixal	20		20		15		15		20	
82	Setúbal	0		0		0		0		0	
83	Ermesinde	0		0		0		0		0	
84	Ruivães	0		0		0		0		0	

Tabela D.3.7 – Cenários de Produção e Carga – Horas de PONTA (final de 1998).

		PHI		PSI		PHP		PSP		PSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
85	Régua	0		0		0		0		0	
86	Pereiros	0		0		0		0		0	
87	Chaves	0		0		0		0		0	
88	Guimarães	0		0		0		0		0	
89	Vilarinho das Furnas	0	133.0	0	93.5	0	45.0	0	45.0	0	44.7
90	Pracana	0		0		0		0		0	
91	Pregões	3		3		2.25		2.25		3	
92	T-Caniçada/Chaves	0		0		0		0		0	
93	T-Vila Fria/V.Furnas	0		0		0		0		0	
94	T-Caniçada/Riba d'Ave	0		0		0		0		0	
95	T-Falagueira/Pracana	0		0		0		0		0	
96	T-Palmela/Évora	0		0		0		0		0	
97	T-Fernão Ferro/Palmela	0		0		0		0		0	
98	T-Ermesinde/Vermoim	0		0		0		0		0	
99	Quinta Grande	3		3		2.25		2.25		3	
100	Maia	65		65		48.75		48.75		65	
101	Ruivães	70	3.5	70	1.2	52.5		52.5		65	1.2
102	Zêzere	157.4	48.4	157.4	16.1	118.05		118.05		151.1	16.1
103	Sacavém 30	155.9		155.9		116.925		116.925		138.7	
104	Sacavém 60	33.6		33.6		25.2		25.2		32.2	
105	Ermesinde	197.2		197.2	44.7	147.9		147.9		158.6	44.7
106	Setúbal	188.6		188.6		141.45		141.45		168.9	
107	Ferreira do Alentejo	57		57		42.75		42.75		48.1	
108	Pereiros	40.6		40.6		30.45		30.45		31.5	
109	Pereiros	196.5	31.4	196.5	21.6	147.375	20.0	147.375	9.0	144.8	10.9
110	Pocinho	58	19.5	58	6.5	43.5		43.5		43.6	6.5
111	Vermoim	426.1		426.1	43.2	319.575		319.575		365.8	43.2
112	Porto Alto	51		51		38.25		38.25		58	

Tabela D.3.7 – Cenários de Produção e Carga – Horas de PONTA (final de 1998).

		PHI		PSI		PHP		PSP		PSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
113	Vila Chã	223.1	81.8	223.1	27.2	167.325	27.0	167.325		186.9	27.2
114	Alto Mira	418.5		418.5		313.875		313.875		378.4	
115	Estarreja	245.6		245.6		184.2		184.2		234.2	
116	Tunes	169.1		169.1		126.825		126.825		173.4	
117	Batalha	244.7		244.7		183.525		183.525		223.3	
118	Fernão Ferro	250	64.0	250	62.8	187.5	16.0	187.5	64.0	207.5	
119	Rio Maior	91		91		68.25		68.25		81.4	
120	Carregado	259		259		194.25		194.25		200.9	
121	Sines	71.3		71.3		53.475		53.475		61	
122	Valdigem	119.7	55.5	119.7	18.5	89.775	20.0	89.775		73.2	18.5
123	Riba d'Ave	174	27.4	174	9.1	130.5	10.0	130.5		192.8	9.1
124	Riba d'Ave	116		116		87		87		40.4	
125	Mourisca	174.2		174.2		130.65		130.65		152.5	
126	Canelas	303.6	102.1	303.6	34.3	227.7		227.7		244.9	34.4
127	Fanhões	140.0		140.0		105.0		105.0		120.0	
128	Guimarães	57.8	6.8	57.8	2.3	43.35		43.35		70.2	2.3
129	Mogofores	65.0		65.0		48.75		48.75		60.0	
130	Pombal	64.6		64.6		48.45		48.45		65.9	
131	Vila Fria	121.6	27.1	121.6	12.5	91.2	11.0	91.2	11.0	101.8	12.6
132	Custóias	94.2		94.2		70.65		70.65		71.9	
133	Carriche	280.2		280.2		210.15		210.15		273.9	
134	Trajouce	207.5		207.5		155.625		155.625		140.7	
135	Évora	104.8		104.8		78.6		78.6		94.7	
136	Pracana	42.8	39.8	42.8	20.9	32.1	25.0	32.1	15.0	36.6	14.9
137	Torrão	60.0		60.0		45.0		45.0		59.2	
138	Chaves	33.8		33.8		25.35		25.35		25.2	
139	Estói	84.9		84.9		63.675		63.675		82.7	
140	Falagueira	42.8		42.8		32.1		32.1		31.6	

Tabela D.3.7 – Cenários de Produção e Carga – Horas de PONTA (final de 1998).

		PHI		PSI		PHP		PSP		PSV	
Nó k	**Identificação**	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
141	Oleiros	126.2	3.8	126.2	1.3	94.65		94.65		109.1	1.3
142	Mogadouro	7.9		7.9		5.925		5.925		7.2	
143	Chafariz	61.0	41.6	61.0	20.6	45.75	21.0	45.75		49.0	3.4
	TOTAL	6647.5	6769.486	6802.4	6884.656	4986.875	5043.687	5101.875	5157.177	5981.6	6057.352

Tabela D.3.8 – Cenários de Produção e Carga – Horas de CHEIAS (final de 1998).

		CHI		CSI		CHP		CSP		CSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
1	Alto Lindoso	0		0		0		0		0	
2	Palmela	0		0	940.0	0		0.0 (ref.)	568.6118	0	940.0
3	Central do Pego	0	600.0	0	600.0	0	600.0	0	598.0	0	600.0
4	Recarei	0		0		0		0		0	
5	Riba d'Ave	0		0		0		0		0	
6	Rio Maior	0		0		0		0		0	
7	Cartelle	0	273.3	0	285.0	0	199.6	0	209.0	0	295.8
8	Fanhões	0		0		0		0		0	
9	Sines	0	900.0	0	900.0	0	900.0	0	900.0	0	900.0
10	Cedillo	71.5		360		52.7		267.2		377.3	
11	Aguieira	0	90.0	0		0	50.0	0		0	
12	Alto Mira	0		0		0		0		0	
13	Batalha	0		0		0		0		0	
14	Bemposta	0	150.0	0	70.0	0	70.0	0		0	
15	Carrapatelo	0	164.8	0	70.0	0	60.0	0		0	
16	Carregado	0.0 (ref.)	335.5366	0	720.0	0.0 (ref.)	358.3313	0	718.0	0	483.8243
17	Pocinho	0	149.8	0	62.0	0	62.0	0		0	
18	Chafariz	7.52		7.52		5.64		5.64		7.52	
19	Fanhões	0		0		0		0		0	
20	Miranda	0	159.8	0	189.0	0	58.0	0		0	
21	Mogadouro	0		0		0		0		0	
22	Mourisca	0		0		0		0		0	
23	Pereiros	0		0		0		0		0	
24	Picote	0	164.8	0	60.0	0	60.0	0		0	
25	Pocinho	0		0		0		0		0	
26	Recarei	0		0		0		0		0	
27	Régua	0	149.8	0	52.0	0	52.0	0		0	
28	Rio Maior	0		0		0		0		0	

Tabela D.3.8 – Cenários de Produção e Carga – Horas de CHEIAS (final de 1998).

		CHI		CSI		CHP		CSP		CSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
29	Torrão	0	69.9	0	70.0	0	50.0	0		0	
30	Turbogás	0	658.0	0.0 (ref.)	588.3301	0	658.0	0	658.0	0	658.0
31	Valdigem	0		0		0		0		0	
32	Valeira	0	179.8	0	70.0	0	70.0	0		0	
33	Vermoim	0		0		0		0		0	
34	Vila Chã	0		0		0		0		0	
35	Carriche	0		0		0		0		0	
36	Trajouce	0		0		0		0		0	
37	Aldeadavilla	228.8		68.6		168.9		50.8		49.3	
38	Aldeadavilla	10		0	49.1	7		0	37.0	0	43.5
39	Estarreja	0		0		0		0		0	
40	Sacavém 60	0		0		0		0		0	
41	Saucelle	0	37.0	0	94.5	0	29.0	0	72.0	0	87.3
42	Canelas	0		0		0	35.0	0		0	
43	Custóias	0		0		0		0		0	
44	Mogofores	0		0		0		0		0	
45	Pombal	0		0		0		0		0	
46	Mortágua	7.52		7.52		5.64		5.64		7.52	
47	T-Prior Velho	0		0		0		0		0	
48	T- Alto Mira/Carriche	0		0		0		0		0	
49	Gouveia	7.52		7.52		5.64		5.64		7.52	
50	T-Mogofores/Mourisca	0		0		0		0		0	
51	T-Turbogás/Recarei	0		0		0		0		0	
52	T-Pombal/batalha	0		0		0		0		0	
53	T-Turbogás/Canelas	0		0		0		0		0	
54	Alto Rabagão	0		0		0	20.0	0		0	
55	Bouça	0	10.0	0		0	25.0	0		0	40.0
56	Cabril	0	47.9	0		0	10.0	0		0	96.0

Tabela D.3.8 – Cenários de Produção e Carga – Horas de CHEIAS (final de 1998).

		CHI		CSI		CHP		CSP		CSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
57	Caniçada	0	59.9	0		0	20.0	0		0	60.0
58	Fanhões	0		0		0		0		0	
59	Fernão Ferro	7.52		7.52		5.64		5.64		7.52	
60	Ferreira do Alentejo	0		0		0		0		0	
61	Fratel	0	89.9	0	45.0	0	45.0	0		0	90.0
62	Oleiros	0		0		0		0		0	
63	Ourique	0		0		0		0		0	
64	Palmela	0		0		0		0		0	
65	Porto Alto	0		0		0		0		0	
66	Riba d'Ave	0		0		0		0		0	
67	Sacavém 30	0		0		0		0		0	
68	Salamonde	0	39.9	0		0	16.0	0		0	
69	Sines	0	300.0	0	300.0	0	300.0	0	300.0	0	300.0
70	Tabuaço	0		0		0	20.0	0		0	
71	Vermoim	0		0		0		0		0	
72	Venda Nova	0	134.8	0		0	45.0	0		0	
73	Zêzere	0	59.6	0	90.0	0	25.0	0		0	
74	Vila Fria	0		0		0		0		0	
75	Quinta do Anjo	13.53		13.53		101.475		101.475		15.56	
76	Evora	0		0		0		0		0	
77	Falagueira	0		0		0		0		0	
78	Estói	0		0		0		0		0	
79	Neves Corvo	17.07		17.07		128.025		128.025		18.9	
80	Tunes	0		0		0		0		0	
81	Seixal	16.67		16.67		125.025		125.025		16	
82	Setúbal	0		0		0		0		0	
83	Ermesinde	0		0		0		0		0	
84	Ruivães	0		0		0		0		0	

Tabela D.3.8 – Cenários de Produção e Carga – Horas de CHEIAS (final de 1998).

		CHI		CSI		CHP		CSP		CSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
85	Régua	0		0		0		0		0	
86	Pereiros	0		0		0		0		0	
87	Chaves	0		0		0		0		0	
88	Guimarães	0		0		0		0		0	
89	Vilarinho das Furnas	0	133.8	0		0	45.0	0		0	
90	Pracana	0		0		0		0		0	
91	Pregões	2.26		2.54		1.695		1.905		2.26	
92	T-Caniçada/Chaves	0		0		0		0		0	
93	T-Vila Fria/V.Furnas	0		0		0		0		0	
94	T-Caniçada/Riba d'Ave	0		0		0		0		0	
95	T-Falagueira/Pracana	0		0		0		0		0	
96	T-Palmela/Évora	0		0		0		0		0	
97	T-Fernão Ferro/Palmela	0		0		0		0		0	
98	T-Ermesinde/Vermoim	0		0		0		0		0	
99	Quinta Grande	2.26		2.54		1.695		1.905		2.26	
100	Maia	48.87		48.87		366.525		366.525		48.87	
101	Ruivães	53.85	2.0	53.85		403.875		403.875		50	
102	Zêzere	121.08		121.08		90.81		90.81		113.61	
103	Sacavém 30	124.72		124.72		93.54		93.54		106.69	
104	Sacavém 60	26.88		26.88		20.16		20.16		26.83	
105	Ermesinde	151.69		151.69	45.0	113.7675		113.7675		119.25	
106	Setúbal	150.88		150.88		113.16		113.16		135.12	
107	Ferreira do Alentejo	45.6		45.6		34.2		34.2		38.48	
108	Pereiros	32.48		32.48		24.36		24.36		25.2	
109	Pereiros	163.75	11.0	163.75		122.8125	10.0	122.8125		108.87	
110	Pocinho	48.33		48.33		362.475		362.475		34.88	
111	Vermoim	327.77		327.77	45.0	245.8275		245.8275		275.04	36.82263
112	Porto Alto	40.8		40.8		30.6		30.6		44.62	

Tabela D.3.8 – Cenários de Produção e Carga – Horas de CHEIAS (final de 1998).

		CHI		CSI		CHP		CSP		CSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
113	Vila Chã	167.74	54.9	167.74		125.805	10.0	125.805		140.53	
114	Alto Mira	321.92		321.92		241.44		241.44		284.51	
115	Estarreja	188.92		188.92		141.69		141.69		176.09	
116	Tunes	140.92		140.92		105.69		105.69		138.72	
117	Batalha	195.76		195.76		146.82		146.82		171.77	
118	Fernão Ferro	200.0	64.0	200.0	64.0	150.0	15.0	150.0	30.0	166.0	64.0
119	Rio Maior	72.8		72.8		54.6		54.6		65.12	
120	Carregado	207.2		207.2		155.4		155.4		167.42	
121	Sines	60.42		60.42		45.315		45.315		51.69	
122	Valdigem	92.08	37.0	92.08		69.06	5.0	69.06		55.04	
123	Riba d'Ave	130.83	18.0	147.46		981.225		110.595		144.96	
124	Riba d'Ave	87.22		87.22		65.415		65.415		30.38	
125	Mourisca	130.98		130.98		98.235		98.235		114.66	
126	Canelas	233.54	89.9	233.54	34.9	175.155		175.155		184.14	
127	Fanhões	116.67		116.67		875.025		875.025		100	
128	Guimarães	43.46	5.0	43.46		32.595		32.595		52.78	
129	Mogofores	52		52		39		39		48	
130	Pombal	54.75		54.75		410.625		410.625		52.72	
131	Vila Fria	101.33	22.0	101.33		759.975	11.0	759.975		81.44	
132	Custóias	70.83		70.83		531.225		531.225		55.31	
133	Carriche	215.54		215.54		161.655		161.655		210.69	
134	Trajouce	166		166		124.5		124.5		112.56	
135	Évora	83.84		83.84		62.88		62.88		72.85	
136	Pracana	35.67	30.0	35.67		267.525	15.0	267.525		31.02	
137	Torrão	50		50		37.5		37.5		44.51	
138	Chaves	28.17		28.17		211.275		211.275		19.38	
139	Estoi	67.92		67.92		50.94		50.94		63.62	
140	Falagueira	32.18		32.18		24.135		24.135		23.76	

Tabela D.3.8 – Cenários de Produção e Carga – Horas de CHEIAS (final de 1998).

		CHI		CSI		CHP		CSP		CSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
141	Oleiros	94.89	2.0	94.89		711.675		711.675		82.03	
142	Mogadouro	6.69		6.69		50.175		50.175		5.54	
143	Chafariz	50.83		50.83		381.225	10.0	381.225		36.84	
	TOTAL	5229.97	5294.137	5365.46	5443.83	3918.353	3958.931	4020.645	4090.612	4623.2	4695.247

Tabela D.3.9 – Cenários de Produção e Carga – Horas de VAZIO (final de 1998).

		VHI		VSI		VHP		VSP		VSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
1	Alto Lindoso	0		0		0		0		0	
2	Palmela	0		0	478.0	0		0.0 (ref.)	96.23779	0	478.0
3	Central do Pego	0		0.0 (ref.)	164.6685	0		0	240.0	0	237.0
4	Recarei	0		0		0		0		0	
5	Riba d'Ave	0		0		0		0		0	
6	Rio Maior	0		0		0		0		0	
7	Cartelle	0	237.0	0	240.0	0	208.0	0	307.0	0	276.0
8	Fanhões	0		0		0		0		0	
9	Sines	0.0 (ref.)	87.15845	0	900.0	0	900.0	0	800.0	0	616.0
10	Cedillo	0	105.0	353.7		0	99.6	329.9		391	
11	Aguieira	0		270		0		243		270	
12	Alto Mira	0		0		0		0		0	
13	Batalha	0		0		0		0		0	
14	Bemposta	0	149.0	0		0	50.0	0		0	
15	Carrapatelo	0	164.0	0		0	40.0	0		0	
16	Carregado	0		0	237.0	0		0	358.0	0	237.0
17	Pocinho	0	149.0	0		0		0		0	
18	Chafariz	2.5		2.5		2.25		2.25		2.5	
19	Fanhões	0		0		0		0		0	
20	Miranda	0	149.0	0		0	40.0	0		0	
21	Mogadouro	0		0		0		0		0	
22	Mourisca	0		0		0		0		0	
23	Pereiros	0		0		0		0		0	
24	Picote	0	164.0	0		0	40.0	0		0	
25	Pocinho	0		0		0	40.0	0		0	
26	Recarei	0		0		0		0		0	
27	Régua	0	148.0	0		0	35.0	0		0	
28	Rio Maior	0		0		0		0		0	

Tabela D.3.9 – Cenários de Produção e Carga – Horas de VAZIO (final de 1998).

		VHI		VSI		VHP		VSP		VSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
29	Torrão	0	39.7	140.0		0		126		140	
30	Turbogás	0	328.0	0	656.0	0	608.0	0	658.0	0	656.0
31	Valdigem	0		0		0		0		0	
32	Valeira	0	177.0	0		0	45.0	0		0	
33	Vermoim	0		0		0		0		0	
34	Vila Chã	0		0		0		0		0	
35	Carriche	0		0		0		0		0	
36	Trajouce	0		0		0		0		0	
37	Aldeadavilla	255.2		0	26.2	229.68		0		0	9.1
38	Aldeadavilla	82.6		0	47.4	74.34		0	59.0	0	19.2
39	Estarreja	0		0		0		0		0	
40	Sacavém 60	0		0		0		0		0	
41	Saucelle	4		0	40.1	3.6		36.1		0	87.0
42	Canelas	0		0		0	25.0	0		0	
43	Custóias	0		0		0		0		0	
44	Mogofores	0		0		0		0		0	
45	Pombal	0		0		0		0		0	
46	Mortágua	2.5		2.5		2.25		2.25		2.5	
47	T-Prior Velho	0		0		0		0		0	
48	T- Alto Mira/Carriche	0		0		0		0		0	
49	Gouveia	2.5		2.5		2.25		2.25		2.5	
50	T-Mogofores/Mourisca	0		0		0		0		0	
51	T-Turbogás/Recarei	0		0		0		0		0	
52	T-Pombal/batalha	0		0		0		0		0	
53	T-Turbogás/Canelas	0		0		0		0		0	
54	Alto Rabagão	31		0		27.9		0		0	
55	Bouça	0	9.9	0		0		0		0	
56	Cabril	0	24.9	0		0		0		0	

Tabela D.3.9 – Cenários de Produção e Carga – Horas de VAZIO (final de 1998).

		VHI		VSI		VHP		VSP		VSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
57	Caniçada	0	59.6	0		0		0		0	
58	Fanhões	0		0		0		0		0	
59	Fernão Ferro	2.5		2.5		2.25		2.25		2.5	
60	Ferreira do Alentejo	0		0		0		0		0	
61	Fratel	0	88.4	0		0	35.0	0		0	
62	Oleiros	0		0		0		0		0	
63	Ourique	0		0		0		0		0	
64	Palmela	0		0		0		0		0	
65	Porto Alto	0		0		0		0		0	
66	Riba d'Ave	0		0		0		0		0	
67	Sacavém 30	0		0		0		0		0	
68	Salamonde	0	39.8	0		0		0		0	
69	Sines	0		0	298.0	0.0 (ref.)	273.2659	0	300.0	0	169.0
70	Tabuaço	0		0		0		0		0	
71	Vermoim	0		0		0		0		0	
72	Venda Nova	0	134.0	0		0		0		0	
73	Zêzere	0		0		0		0		0	
74	Vila Fria	0		0		0		0		0	
75	Quinta do Anjo	4.3		4.3		3.87		3.87		4.5	
76	Evora	0		0		0		0		0	
77	Falagueira	0		0		0		0		0	
78	Estoi	0		0		0		0		0	
79	Neves Corvo	6.1		6.1		5.49		5.49		17.4	
80	Tunes	0		0		0		0		0	
81	Seixal	10		10		9		9		10	
82	Setúbal	0		0		0		0		0	
83	Ermesinde	0		0		0		0		0	
84	Ruivães	0		0		0		0		0	

Tabela D.3.9 – Cenários de Produção e Carga – Horas de VAZIO (final de 1998).

		VHI		VSI		VHP		VSP		VSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
85	Régua	0		0		0		0		0	
86	Pereiros	0		0		0		0		0	
87	Chaves	0		0		0		0		0	
88	Guimarães	0		0		0		0		0	
89	Vilarinho das Furnas	0	133.0	0		0		0		0	
90	Pracana	0		0		0		0		0	
91	Pregões	0		0		0		0		0	
92	T-Caniçada/Chaves	0		0		0		0		0	
93	T-Vila Fria/V.Furnas	0		0		0		0		0	
94	T-Caniçada/Riba d'Ave	0		0		0		0		0	
95	T-Falagueira/Pracana	0		0		0		0		0	
96	T-Palmela/Évora	0		0		0		0		0	
97	T-Fernão Ferro/Palmela	0		0		0		0		0	
98	T-Ermesinde/Vermoim	0		0		0		0		0	
99	Quinta Grande	0		0		0		0		0	
100	Maia	20		20		18		18		20	
101	Ruivães	24.4	2.3	24.4		21.96		21.96		24.7	
102	Zêzere	54.5	32.3	54.5		49.05		49.05		52.7	
103	Sacavém 30	61.1		61.1		54.99		54.99		53.1	
104	Sacavém 60	12.9		12.9		11.61		11.61		18.9	
105	Ermesinde	68.7		68.7		61.83		61.83		52.6	
106	Setúbal	74.6		74.6		67.14		67.14		77.5	
107	Ferreira do Alentejo	22.4		22.4		20.16		20.16		22	
108	Pereiros	16.5		16.5		14.85		14.85		13.7	
109	Pereiros	95.2	14.9	95.2		85.68		85.68		50.5	
110	Pocinho	26.6	13.0	26.6		23.94		23.94		20	
111	Vermoim	137.6		137.6		123.84		123.84		120.9	36.82263
112	Porto Alto	19.2		19.2		17.28		17.28		20.8	

Tabela D.3.9 – Cenários de Produção e Carga – Horas de VAZIO (final de 1998).

		VHI		VSI		VHP		VSP		VSV	
Nó k	Identificação	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
113	Vila Chã	69.7	54.6	69.7		62.73		62.73		25	
114	Alto Mira	150.1		150.1		135.09		135.09		108.7	
115	Estarreja	82.3		82.3		74.07		74.07		77.7	
116	Tunes	89.6		89.6		80.64		80.64		82.8	
117	Batalha	106.2		106.2		95.58		95.58		84.1	
118	Fernão Ferro	112.2	12.9	112.2	32.0	100.98		100.98	30.0	100.0 (ref.)	64.0
119	Rio Maior	36		36		32.4		32.4		36.6	
120	Carregado	116.6		116.6		104.94		104.94		116.6	
121	Sines	42.2		42.2		37.98		37.98		44.3	
122	Valdigem	37.7	37.0	37.7		33.93		33.93		20	
123	Riba d'Ave	0	18.3	0		0		0		16.9	
124	Riba d'Ave	4.7		4.7		4.23		4.23		0	
125	Mourisca	52.3		52.3		47.07		47.07		52.7	
126	Canelas	111	87.5	111		99.9		99.9		84.4	
127	Fanhões	71.1		71.1		63.99		63.99		62.4	
128	Guimarães	8.7	4.5	8.7		7.83		7.83		14.1	
129	Mogofores	27.4		27.4		24.66		24.66		25.4	
130	Pombal	36.7		36.7		33.03		33.03		29.3	
131	Vila Fria	56.7	25.2	56.7		51.03		51.03		48.8	
132	Custóias	26.1		26.1		23.49		23.49		26.3	
133	Carriche	102.9		102.9		92.61		92.61		111.1	
134	Trajouce	78.8		78.8		70.92		70.92		60.7	
135	Évora	39.3		39.3		35.37		35.37		34.9	
136	Pracana	20.2	29.9	20.2		18.18		18.18		23.7	
137	Torrão	29.9		29.9		26.91		26.91		19.9	
138	Chaves	17.2		17.2		15.48		15.48		10	
139	Estoi	35.3		35.3		31.77		31.77		31.8	
140	Falagueira	9.4		9.4		8.46		8.46		7.6	

Tabela D.3.9 – Cenários de Produção e Carga – Horas de VAZIO (final de 1998).											
		VHI		**VSI**		**VHP**		**VSP**		**VSV**	
Nó k	**Identificação**	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]	Pc_k [MW]	Pg_k [MW]
141	Oleiros	33.9	2.5	33.9		30.51		30.51		29.4	
142	Mogadouro	4.7		4.7		4.23		4.23		3	
143	Chafariz	28.6	6.8	28.6		25.74	10.0	25.74		10	
	TOTAL	2674.4	2728.158	3065.3	3119.369	2406.96	2438.866	2806.44	2848.238	2788.5	2885.123

D.3.4 – Dados da RNT – ano de 2001

Os dados da RNT que se apresentam nos pontos seguintes foram retirados do relatório [REN_2002] e dizem respeito à situação do SE no final do ano de 2001. Estes dados caracterizam a situação da RNT no período anual anterior (ano de 2001), ou seja, correspondem à situação existente antes do horizonte de planeamento 2002 a 2007 especificado para realizar o planeamento da expansão da RNT.

Os valores [pu] da resistência e reactância das linhas e transformadores foram calculados utilizando uma potência de base $P_b = 100$ [MVA].

D.3.4.1 – Consumos e identificação dos nós

A tabela D.3.10 apresenta os nós da RNT existentes no final do ano de 2001, indicando para cada um dos nós o nível de tensão, o número identificativo, o nome pelo qual é conhecido e o respectivo valor da potência de carga correspondente ao dia de maior ponta da estação de Inverno (situação mais desfavorável).

Tabela D.3.10 – Identificação e valor da potência de carga por nó (final de 2001).

Nível de Tensão [kV]	**Nó k**	**Identificação**	**Pc_k [MW]**
400	1	Alto Lindoso	0.0
"	2	Cartelle	0.0
"	3	Riba d' Ave 1	0.0
"	8	Palmela 1	0.0
"	10	Central de Sines (Sines 1)	0.0
"	13	Mortágua	2.4
"	14	Pego	0.0
"	15	Fanhões 1	0.0
"	19	Cedillo	339.0
"	20	Rio Maior 1	0.0
"	23	Recarei 1	0.0
"	26	Pego-Cedillo / Falagueira 1	0.0
"	27	Falagueira 1	0.0
220	16	Fanhões 2	0.0
"	21	Rio Maior 2	0.0
"	24	Recarei 2	0.0
"	30	Aguieira	0.0
"	31	Pereiros 1	0.0
"	34	Alto de Mira 1	0.0
"	36	Carriche 1	0.0
"	38	Trajouce 1	0.0
"	40	Batalha 1	0.0
"	42	Bemposta	0.0
"	43	Aldeadavilla 1	285.0
"	44	Aldeadavilla 2	28.7
"	45	Central do Pocinho	0.0
"	46	Pocinho 1	0.0
"	48	Carrapatelo	0.0
"	49	Estarreja 1	0.0

Tabela D.3.10 – Identificação e valor da potência de carga por nó (final de 2001).

Nível de Tensão [kV]	Nó k	Identificação	Pc_k [MW]
"	51	Mourisca 1	0.0
"	53	Torrão 1	0.0
"	55	Carregado 1	0.0
"	57	Sacavém 1	0.0
"	61	Seixal 1	1.3
"	63	Sete Rios 1	0.0
"	65	Picote	0.0
"	66	Chafariz 1	0.0
"	68	Ferro 1	0.0
"	70	Vila Chã 1	0.0
"	72	Custóias 1	0.0
"	74	Miranda	0.0
"	75	Mogadouro 1	0.0
"	77	Valeira	0.0
"	78	Saucelle	0.0
"	79	Valdigem 1	0.0
"	81	Canelas 1	0.0
"	83	Vermoim 1	0.0
"	86	Palmela-Sines 1 / Pegões	0.0
"	87	Régua 1	0.0
"	89	Turbo Gás	0.0
"	90	Agueira-Pereiros 1 / Mortágua	0.0
"	91	Vila Chã-Pereiros1 / Mortágua	0.0
"	92	Chafariz 1-Ferro / Sobral	0.0
"	93	Chafariz 1-Ferro / Sobral	0.0
"	94	Chafariz 1-Vila Chã 1 / Gouveia	0.0
"	95	Chafariz 1-Vila Chã 1 / Gouveia	0.0
"	96	Mourisca 1-Pereiros 1 / Mogofores 1	0.0
"	97	Pereiros 1-Batalha 1 / Pombal 1	0.0
"	98	Recarei 2-Canelas 1 / Turbo Gás	0.0
"	99	Turbo Gás-Canelas 1 / Estarreja 1	0.0
"	100	Carregado 1-Alto Mira 1 / Carriche 1	0.0
"	101	Fanhões 2-Alto Mira 1 / Carriche 1	0.0
"	137	Pombal 1	0.0
"	145	Mogofores 1	0.0
"	148	Sobral	2.4
"	151	Gouveia	2.4
150	4	Riba d' Ave 2	0.0
"	6	Setúbal 1	0.0
"	9	Palmela 2	0.0
"	11	Sines 2	0.0
"	17	Fanhões 3	0.0
"	28	Falagueira 2	0.0
"	32	Pereiros 2	0.0
"	58	Sacavém 2	0.0
"	62	Seixal 2	1.3
"	84	Vermoim 2	0.0
"	88	Régua 2	0.0
"	102	Alto Rabagão	0.0
"	103	Bouça	0.0
"	104	Cabril	0.0
"	105	Caniçada	0.0
"	106	Zêzere 1	0.0
"	108	Oleiros 1	0.0

Tabela D.3.10 – Identificação e valor da potência de carga por nó (final de 2001).

Nível de Tensão [kV]	Nó k	Identificação	Pc_k [MW]
"	110	Vila Fria 1	0.0
"	112	Fernão Ferro 1	0.0
"	114	Fogueteiro	2.4
"	115	Quinta do Anjo	18.1
"	116	Ferreira do Alentejo 1	0.0
"	118	Évora 1	0.0
"	120	Ourique	0.0
"	121	Fratel	0.0
"	122	Estói 1	0.0
"	124	Neves Corvo	18.6
"	125	Tunes 1	0.0
"	127	Quinta Grande	2.4
"	128	Porto Alto 1	0.0
"	130	Ermesinde 1	0.0
"	132	Ruivães 1	0.0
"	134	Salamonde	0.0
"	135	Tabuaço	0.0
"	136	Venda Nova	0.0
"	139	Pracana 1	0.0
"	141	Chaves 1	0.0
"	143	Guimarães 1	0.0
"	147	Pegões	2.4
"	149	Maia	14.3
"	150	Vilarinho das Furnas	0.0
"	152	Alto Rabagão-Caniçada/ Chaves 1	0.0
"	153	Caniçada-Riba d'Ave 2 / Guimarães 1	0.0
"	154	Caniçada-Vila Fria1 /Vilarinho das Furnas	0.0
"	155	Fratel-Falagueira 1 / Pracana 1	0.0
"	156	Palmela 2-Évora 1 / Pegões	0.0
"	157	Palmela 2-Seixal 2 / F. Ferro 1	0.0
"	158	Vermoim 2-Ermesinde 1 / Maia	0.0
"	159	Zêzere 1-Porto Alto 1/ Q. Grande	0.0
130	133	Ruivães 2	0.0
60	5	Riba d' Ave 3	314.0
"	7	Setúbal 2	194.0
"	12	Sines 3	64.9
"	18	Fanhões 4	124.0
"	22	Rio Maior 3	130.0
"	25	Recarei 3	70.7
"	29	Falagueira 3	22.9
"	33	Pereiros 3	213.0
"	35	Alto de Mira 2	447.0
"	37	Carriche 2	304.0
"	39	Trajouce 2	290.0
"	41	Batalha 2	242.0
"	47	Pocinho 2	68.3
"	50	Estarreja 2	276.0
"	52	Mourisca 2	193.0
"	54	Torrão 2	88.6
"	56	Carregado 2	265.0
"	59	Sacavém 3	99.5
"	64	Sete Rios 2	132.0
"	67	Chafariz 2	107.0
"	69	Ferro 2	0.0

Tabela D.3.10 – Identificação e valor da potência de carga por nó (final de 2001).			
Nível de Tensão [kV]	**Nó *k***	**Identificação**	**Pc_k [MW]**
"	71	Vila Chã 2	212.0
"	73	Custóias 2	102.0
"	76	Mogadouro 2	8.8
"	80	Valdigem 2	93.7
"	82	Canelas 2	339.0
"	85	Vermoim 3	421.0
"	107	Zêzere 2	151.0
"	109	Oleiros 2	155.0
"	111	Vila Fria 2	144.0
"	113	Fernão Ferro 2	295.0
"	117	Ferreira do Alentejo 2	62.5
"	119	Évora 2	123.0
"	123	Estói 2	102.0
"	126	Tunes 2	313.0
"	129	Porto Alto 2	49.9
"	131	Ermesinde 2	189.0
"	138	Pombal 2	62.2
"	140	Pracana 2	22.9
"	142	Chaves 2	28.7
"	144	Guimarães 2	74.7
"	146	Mogofores 2	111.0
30	60	Sacavém 4	113.0

D.3.4.2 – Linhas eléctricas

A tabela D.3.11 apresenta as linhas de transporte existentes no final do ano de 2001. Assim, cada linha é caracterizada pelo número identificativo, o tipo que corresponde ao nível de tensão, nós extremos de ligação *i* e *j*, comprimento da linha, valores de resistência e reactância em [pu], limites máximos de capacidades de transmissão para a estação de Verão e de Inverno (limites térmicos), o tempo médio de funcionamento e o tempo médio de reparação.

Tabela D.3.11 – Características das Linhas da RNT (final de 2001).										
Nº	**Tipo**	**Ramo**		***L*** [km]	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	***MTTF*** [h]	***MTTR*** [h]
		nó *i*	**nó *j***							
1	L 400 [kV]	1	2	1.1	0.00002	0.0002	1036	1330	24918.9	15.0
2	"	1	3	59.1	0.0011	0.0123	1150	1386	20243.1	15.0
3	"	1	3	59.6	0.0011	0.0125	1150	1386	20210.4	15.0
4	"	10	8	96.0	0.0018	0.0199	1150	1386	18084.2	15.0
5	"	10	8	96.2	0.0017	0.02	1150	1386	18073.8	15.0
6	"	14	20	81.3	0.0015	0.0168	1150	1386	18886.6	15.0
7	"	8	15	68.1	0.0013	0.0141	1150	1386	19670.4	15.0
8	"	8	20	88.3	0.0016	0.0183	1150	1386	18495.8	15.0
9	"	23	20	213.7	0.0039	0.0444	1150	1386	13493.9	15.0
10	"	23	20	223.4	0.004	0.0464	1150	1386	13217.5	15.0
11	"	23	3	29.4	0.0005	0.0061	1150	1386	22394.9	15.0

Tabela D.3.11 – Características das Linhas da RNT (final de 2001).

Nº	Tipo	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	*L* [km]	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
12	"	23	3	34.1	0.0006	0.0072	1150	1386	22024.4	15.0
13	"	20	15	53.0	0.001	0.011	1150	1386	20650.6	15.0
14	"	14	26	32.15	0.0006	0.00615	790	1020	22176.7	15.0
15	"	26	19	32.15	0.0006	0.00615	790	1020	22176.7	15.0
16	"	26	27	1.3	0.00001	0.0001	450	450	24899.1	15.0
17	L 220 [kV]	30	31	30.4	0.0048	0.0263	200	295	24756.9	11.0
18	"	30	90	15.1	0.0024	0.01305	200	295	27229.5	11.0
19	"	90	31	15.1	0.0024	0.01305	200	295	27229.5	11.0
20	"	34	36	7.8	0.0012	0.0065	200	295	28591.9	11.0
21	"	34	38	9.0	0.0014	0.0078	200	295	28358.7	11.0
22	"	34	16	18.4	0.0029	0.0159	200	295	26655.3	11.0
23	"	34	101	9.15	0.00145	0.00765	268	344	28329.8	11.0
24	"	101	16	9.15	0.00145	0.00765	268	344	28329.8	11.0
25	"	40	21	39.9	0.0063	0.0345	200	295	23435.6	11.0
26	"	40	21	49.1	0.0078	0.0426	200	295	22283.8	11.0
27	"	40	31	66.8	0.0106	0.0578	200	295	20358.8	11.0
28	"	40	97	38.05	0.00605	0.0332	200	240	23681.8	11.0
29	"	97	31	38.05	0.00605	0.0332	200	240	23681.8	11.0
30	"	42	43	28.2	0.0045	0.0252	200	295	25084.5	11.0
31	"	42	46	61.1	0.0097	0.0538	200	295	20941.4	11.0
32	"	48	49	49.3	0.0078	0.0426	200	295	22260.1	11.0
33	"	48	49	49.2	0.0078	0.0396	200	295	22271.9	11.0
34	"	48	51	67.8	0.0107	0.0557	200	295	20260.0	11.0
35	"	48	53	12.8	0.0021	0.0111	200	295	27644.5	11.0
36	"	48	79	32.8	0.0052	0.0278	200	295	24409.3	11.0
37	"	48	79	32.9	0.0052	0.0263	200	295	24395.0	11.0
38	"	48	79	32.9	0.0052	0.0263	200	295	24395.0	11.0
39	"	55	100	19.25	0.0035	0.0166	268	344	26511.3	11.0
40	"	100	34	19.25	0.0035	0.0166	268	344	26511.3	11.0
41	"	55	16	25.4	0.004	0.022	200	295	25514.1	11.0
42	"	55	21	39.7	0.0061	0.0343	200	295	23462.0	11.0
43	"	55	21	38.6	0.0061	0.0309	200	295	23608.0	11.0
44	"	55	21	38.6	0.0061	0.0309	200	295	23608.0	11.0
45	"	55	57	31.8	0.0049	0.0258	200	295	24552.9	11.0
46	"	55	61	56.8	0.0091	0.0489	200	295	21403.4	11.0
47	"	36	63	7.6	0.0005	0.0018	364	364	28631.2	11.0
48	"	36	16	19.5	0.0031	0.0165	268	344	26469.3	11.0
49	"	45	46	1.0	0.0002	0.0009	200	229	29989.7	11.0
50	"	46	44	39.5	0.0063	0.0352	200	295	23488.4	11.0
51	"	46	66	61.9	0.0098	0.0545	268	344	20857.6	11.0
52	"	46	66	61.8	0.0094	0.0544	200	295	20868.1	11.0
53	"	46	78	30.2	0.0048	0.0268	268	344	24786.4	11.0
54	"	46	79	58.2	0.0094	0.0522	200	295	21250.8	11.0
55	"	46	79	56.4	0.0039	0.0397	200	295	21447.5	11.0
56	"	66	92	36.5	0.00495	0.0291	293	377	23892.0	11.0
57	"	92	68	36.5	0.00495	0.0291	293	377	23892.0	11.0
58	"	66	93	36.5	0.00495	0.0291	293	377	23892.0	11.0
59	"	93	68	36.5	0.00495	0.0291	293	377	23892.0	11.0
60	"	66	94	17.25	0.00275	0.0152	200	229	26809.5	11.0
61	"	94	70	17.25	0.00275	0.0152	200	229	26809.5	11.0

Tabela D.3.11 – Características das Linhas da RNT (final de 2001).

Nº	Tipo	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	*L* [km]	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
62	"	66	95	17.3	0.00275	0.01525	200	295	26844.0	11.0
63	"	95	70	17.3	0.00275	0.01525	200	295	26844.0	11.0
64	"	16	57	15.1	0.0023	0.0112	200	295	27229.5	11.0
65	"	74	65	14.9	0.0024	0.0131	200	229	27265.1	11.0
66	"	74	65	15.5	0.0019	0.0129	200	229	27158.6	11.0
67	"	75	77	74.1	0.0117	0.0653	200	295	19658.4	11.0
68	"	75	65	20.9	0.0033	0.0184	200	295	26236.2	11.0
69	"	51	96	27.45	0.00435	0.02375	200	295	25198.1	11.0
70	"	96	31	27.45	0.00435	0.02375	200	295	25198.1	11.0
71	"	65	42	19.1	0.003	0.0168	200	295	26536.6	11.0
72	"	65	46	74.4	0.012	0.0667	200	295	19630.7	11.0
73	"	24	81	21.4	0.0017	0.0086	400	560	26153.9	11.0
74	"	24	98	13.7	0.00055	0.00725	948	1200	27480.6	11.0
75	"	98	81	13.7	0.00055	0.00725	948	1200	27480.6	11.0
76	"	24	72	29.3	0.0042	0.0235	200	295	24919.6	11.0
77	"	24	83	20.2	0.0032	0.0164	200	295	26352.2	11.0
78	"	24	83	18.6	0.0011	0.0115	457	457	26621.3	11.0
79	"	24	83	18.7	0.0011	0.0116	476	476	26604.3	11.0
80	"	24	89	10.4	0.0004	0.0056	948	953	28091.3	11.0
81	"	24	79	65.0	0.0103	0.0529	200	295	20539.3	11.0
82	"	24	79	65.7	0.0104	0.0534	200	295	20468.7	11.0
83	"	24	53	20.8	0.0033	0.0177	200	295	26252.7	11.0
84	"	87	79	2.1	0.0003	0.0018	200	295	29754.4	11.0
85	"	21	38	79.4	0.0126	0.07	200	295	19179.4	11.0
86	"	89	99	9.2	0.00035	0.0049	948	953	28320.2	11.0
87	"	99	81	9.2	0.00035	0.0049	948	953	28320.2	11.0
88	"	79	83	73.3	0.0107	0.0622	200	295	19732.8	11.0
89	"	79	77	32.6	0.0051	0.0265	200	295	24437.9	11.0
90	"	79	77	32.6	0.0051	0.0265	200	295	24437.9	11.0
91	"	83	72	10.4	0.0013	0.0082	200	295	28091.3	11.0
92	"	70	31	68.4	0.0109	0.0602	200	229	20201.1	11.0
93	"	70	91	34.15	0.0054	0.0301	200	240	24218.0	11.0
94	"	91	31	34.15	0.0054	0.0301	200	240	24218.0	11.0
95	"	90	13	7.7	0.0012	0.0042	200	295	28611.6	11.0
96	"	91	13	18.2	0.0029	0.0099	200	295	26689.4	11.0
97	"	92	148	0.8	0.0001	0.0004	200	295	30032.9	11.0
98	"	93	148	0.8	0.0001	0.0004	200	295	30032.9	11.0
99	"	94	151	5.9	0.0009	0.0032	200	295	28969.2	11.0
100	"	95	151	5.9	0.0009	0.0032	200	295	28969.2	11.0
101	"	96	145	2.6	0.0004	0.0023	191	191	29648.7	11.0
102	"	97	137	3.6	0.0006	0.0031	191	191	29439.4	11.0
103	"	98	89	0.8	0.0000	0.0004	948	953	30032.9	11.0
104	"	99	49	31.7	0.0050	0.0269	200	295	24567.4	11.0
105	"	100	36	2.8	0.0004	0.0025	268	344	29606.6	11.0
106	"	101	36	2.5	0.0004	0.0022	268	344	29669.8	11.0
107	L 150 [kV]	6	9	4.2	0.0023	0.008	104	151	37525.7	10.0
108	"	6	9	4.1	0.0023	0.0077	104	151	37577.2	10.0
109	"	6	9	4.0	0.0014	0.0074	136	201	37628.9	10.0
110	"	17	58	13.3	0.0046	0.0239	130	130	33363.8	10.0
111	"	88	135	16.9	0.0093	0.0317	65	65	31961.5	10.0

Tabela D.3.11 – Características das Linhas da RNT (final de 2001).

Nº	Tipo	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	*L* [km]	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
112	"	102	152	16.95	0.0095	0.03265	104	104	31942.8	10.0
113	"	152	105	16.95	0.0095	0.03265	104	104	31942.8	10.0
114	"	103	106	36.6	0.0201	0.0687	104	104	25984.8	10.0
115	"	103	106	36.6	0.0201	0.0687	104	104	25984.8	10.0
116	"	103	104	10.5	0.0058	0.0197	104	104	34542.6	10.0
117	"	105	108	26.7	0.0147	0.0469	104	151	28679.9	10.0
118	"	105	4	33.2	0.0225	0.0606	91	133	26851.4	10.0
119	"	105	153	16.55	0.00905	0.0309	104	151	32092.6	10.0
120	"	153	4	16.55	0.00905	0.0309	104	151	32092.6	10.0
121	"	105	110	46.7	0.0254	0.0876	104	151	23711.6	10.0
122	"	105	154	25.1	0.01385	0.044	104	151	29168.9	10.0
123	"	154	110	25.1	0.01385	0.044	104	151	29168.9	10.0
124	"	105	134	13.9	0.0095	0.0251	91	133	33121.6	10.0
125	"	112	114	4.4	0.0025	0.0082	104	151	37423.1	10.0
126	"	112	114	4.4	0.0025	0.0082	104	151	37423.1	10.0
127	"	112	115	11.8	0.004	0.0203	136	201	33985.1	10.0
128	"	112	9	23.0	0.0078	0.0396	136	201	29836.5	10.0
129	"	112	9	23.0	0.0078	0.0396	136	201	29836.5	10.0
130	"	116	118	61.3	0.021	0.1117	183	234	21049.6	10.0
131	"	116	120	44.5	0.0244	0.0817	138	176	24172.2	10.0
132	"	116	11	58.5	0.0322	0.1097	104	151	21512.8	10.0
133	"	121	155	3.9	0.0022	0.0073	104	151	37680.7	10.0
134	"	155	27	3.9	0.0022	0.0073	104	151	37680.7	10.0
135	"	108	110	23.6	0.0129	0.0413	104	151	29642.7	10.0
136	"	108	4	35.2	0.0195	0.0657	104	151	26334.8	10.0
137	"	120	122	73.8	0.0205	0.0703	176	176	19203.8	10.0
138	"	120	124	22.0	0.0121	0.0412	104	130	30165.3	10.0
139	"	120	125	61.6	0.0338	0.113	104	151	21001.2	10.0
140	"	120	11	63.4	0.0108	0.0547	234	235	20715.1	10.0
141	"	9	156	48.35	0.02665	0.0906	104	151	23377.5	10.0
142	"	156	118	48.35	0.02665	0.0906	104	151	23377.5	10.0
143	"	9	115	12.0	0.0041	0.0206	136	201	33900.9	10.0
144	"	9	156	12.0	0.0041	0.02095	130	130	33900.9	10.0
145	"	156	62	12.0	0.0041	0.02095	130	130	33900.9	10.0
146	"	9	11	90.0	0.0495	0.1677	104	151	17244.1	10.0
147	"	9	128	36.7	0.0203	0.0702	138	176	25960.2	10.0
148	"	9	128	36.6	0.0201	0.0686	138	176	25984.8	10.0
149	"	128	127	35.0	0.0193	0.0263	104	151	26385.5	10.0
150	"	4	130	28.5	0.0193	0.508	91	130	28149.1	10.0
151	"	4	130	27.4	0.0185	0.05	91	130	28471.1	10.0
152	"	4	130	27.4	0.0138	0.0493	104	130	28471.1	10.0
153	"	4	130	33.2	0.0184	0.0621	104	151	26851.4	10.0
154	"	4	132	5.1	0.0028	0.0094	104	151	37068.4	10.0
155	"	4	136	53.5	0.0365	0.0978	91	133	22392.6	10.0
156	"	58	128	34.0	0.0181	0.0614	104	130	26642.3	10.0
157	"	58	106	111.6	0.0613	0.2047	104	130	15178.8	10.0
158	"	11	125	116.2	0.0638	0.2065	104	151	14801.3	10.0
159	"	11	125	116.2	0.0638	0.2065	104	151	14801.3	10.0
160	"	84	130	9.5	0.0052	0.0178	104	151	34984.0	10.0
161	"	84	130	9.5	0.0052	0.0175	104	151	34984.0	10.0

Tabela D.3.11 – Características das Linhas da RNT (final de 2001).										
Nº	Tipo	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	*L* [km]	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Verão)	$P_{ij}^{máx}$ [MW] (Inverno)	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
162	"	84	158	4.75	0.0016	0.00865	136	201	37244.9	10.0
163	"	158	130	4.75	0.0016	0.00865	136	201	37244.9	10.0
164	"	136	134	8.0	0.0055	0.0146	91	133	35667.8	10.0
165	"	106	28	53.7	0.0294	0.0985	104	151	22356.1	10.0
166	"	106	32	71.1	0.0391	0.1335	104	130	19574.5	10.0
167	"	106	32	70.7	0.039	0.1325	104	130	19630.7	10.0
168	"	106	128	93.1	0.0512	0.1647	104	130	16913.8	10.0
169	"	106	159	46.55	0.02555	0.0823	104	130	23742.4	10.0
170	"	159	128	46.55	0.02555	0.0823	104	130	23742.4	10.0
171	"	152	141	36.6	0.0205	0.0703	114	114	25984.8	10.0
172	"	153	143	3.7	0.002	0.0067	104	130	37784.7	10.0
173	"	154	150	7.3	0.004	0.0137	104	151	35996.1	10.0
174	"	155	139	3.1	0.0017	0.0058	65	65	38100.2	10.0
175	"	156	147	6.9	0.0038	0.0128	104	151	36186.4	10.0
176	"	157	112	5.2	0.0018	0.009	136	201	37018.3	10.0
177	"	158	149	2.2	0.0012	0.004	104	151	38583.5	10.0
178	"	159	127	16.9	0.0092	0.0307	104	151	31961.5	10.0
179	"	86	147	8.5	0.0047	0.0157	104	151	35436.9	10.0

D.3.4.3 – Subestações

A tabela D.3.12 apresenta as características de cada transformador de potência das subestações da RNT no final do ano de 2001. As características apresentadas são as seguintes: número que identifica a subestação, os nós *i* e *j* de ligação na RNT, o tipo de transformador de potência caracterizado pela respectiva razão de transformação, número identificativo do transformador de potência na subestação, o valor de resistência e de reactância em [pu] por cada transformador, a potência nominal do transformador, o tempo médio de funcionamento e o tempo médio de reparação.

Tabela D.3.12 – Características das Subestações da RNT (final de 2001).									
Nº	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Tipo de Transf. [kV]	Nº Ident.	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MVA]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
1	6	7	150/60 150/60 150/60 150/60	1 2 3 4	0.00533 0.005 0.006 0.00317	0.1995 0.199 0.18783 0.1005	60 60 60 120	438000.0	768.0
2	10	11	400/150	1 2	0.00056 0.00056	0.03453 0.03403	360 360	438000.0	768.0
3	8	9	400/150	1 2	0.00042 0.00044	0.02838 0.0284	3x150 3x150	438000.0	768.0
4	23	24	400/220 400/220	1 2	0.00038 0.00036	0.02604 0.02624	450 450	438000.0	768.0
5	20	21	400/220 400/220	1 2	0.00042 0.00042	0.02771 0.02793	3x150 3x150	438000.0	768.0
6	34	35	220/60	1	0.00308	0.08267	3x40	438000.0	768.0

Tabela D.3.12 – Características das Subestações da RNT (final de 2001).

Nº	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Tipo de Transf. [kV]	Nº Ident.	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MVA]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
			220/60	2	0.00333	0.08525	3x40		
			220/60	3	0.00333	0.08475	3x40		
			220/60	4	0.003	0.08225	3x40		
			220/60	1	0.00238	0.09381	126		
7	40	41	220/60	2	0.00317	0.08275	3x40	438000.0	768.0
			220/60	3	0.00308	0.082	3x40		
			220/60	1	0.00258	0.08833	120		
8	55	56	220/60	2	0.00267	0.08775	120	438000.0	768.0
			220/60	3	0.003	0.08458	120		
			220/60	1	0.00171	0.06965	170		
9	36	37	220/60	2	0.00308	0.098	120	438000.0	768.0
			220/60	3	0.00317	0.096	120		
10	46	47	220/60	1	0.00389	0.10589	3x30	438000.0	768.0
			220/60	1	0.00698	0.18841	63		
11	66	67	220/60	2	0.00683	0.18333	63	438000.0	768.0
			400/220	1	0.0004	0.02611	450		
12	15	16	400/220	2	0.0004	0.02684	450	438000.0	768.0
			400/60	1	0.00153	0.09288	170		
13	15	18	400/60	2	0.002	0.09535	170	438000.0	768.0
14	16	17	220/150	1	0.00167	0.0504	3x42	438000.0	768.0
15	75	76	220/60	1	0.00683	0.18333	63	438000.0	768.0
			220/60	1	0.00267	0.0935	120		
16	51	52	220/60	2	0.00317	0.09325	126	438000.0	768.0
			220/60	3	0.00492	0.18079	63		
17	24	25	220/60	1	0.00278	0.09135	126	438000.0	768.0
18	87	88	220/150	1	0.0016	0.07	75	438000.0	768.0
			220/60	1	0.00262	0.09659	126		
19	38	39	220/60	2	0.0023	0.08984	126	438000.0	768.0
			220/60	3	0.00238	0.09381	126		
			220/60	1	0.00246	0.09738	126		
20	21	22	220/60	2	0.00317	0.09405	126	438000.0	768.0
			220/60	1	0.00233	0.09892	120		
			220/60	2	0.0025	0.09367	120		
21	81	82	220/60	3	0.00258	0.09525	120	438000.0	768.0
			220/60	4	0.0023	0.09413	126		
			220/60	1	0.0027	0.09143	3x42		
22	79	80	220/60	2	0.00278	0.0877	3x42	438000.0	768.0
23	53	54	220/60	1	0.0023	0.09413	126	438000.0	768.0
24	68	69	220/60	1	0.00698	0.18603	63	438000.0	768.0
25	63	64	220/60	1	0.00176	0.08935	170	438000.0	768.0
			220/60	1	0.00238	0.0954	126		
26	72	73	220/60	2	0.00222	0.09278	126	438000.0	768.0
			220/60	1	0.00651	0.16317	63		
27	70	71	220/60	2	0.00556	0.17651	63	438000.0	768.0
			220/60	3	0.00524	0.17429	63		
28	137	138	220/60	1	0.00254	0.09516	126	438000.0	768.0
			220/60	1	0.00317	0.09333	126		
29	49	50	220/60	2	0.00214	0.09349	126	438000.0	768.0
			220/60	3	0.00238	0.0946	126		
30	145	146	220/60	1	0.00278	0.09135	126	438000.0	768.0
			150/60	1	0.00302	0.09833	126		
31	112	113	150/60	2	0.0031	0.09563	126	438000.0	768.0
			150/60	3	0.00222	0.09659	126		
			150/60	1	0.0096	0.2498	50		
32	116	117	150/60	2	0.03	0.5028	25	438000.0	768.0

Tabela D.3.12 – Características das Subestações da RNT (final de 2001).

Nº	Ramo nó *i*	Ramo nó *j*	Tipo de Transf. [kV]	Nº Ident.	r_{ij} [pu]	x_{ij} [pu]	$P_{ij}^{máx}$ [MVA]	*MTTF* [h]	*MTTR* [h]
			150/60	3	0.0228	0.5348	25		
			150/60	4	0.0088	0.2762	50		
33	108	109	150/60	1	0.00222	0.10048	126	438000.0	768.0
			150/60	2	0.00238	0.09675	126		
34	110	111	150/60	1	0.0031	0.09437	126	438000.0	768.0
			150/60	2	0.0031	0.09429	126		
35	122	123	150/60	1	0.00214	0.09468	126	438000.0	768.0
			150/60	2	0.00278	0.09563	126		
36	118	119	150/60	1	0.00667	0.15937	63	438000.0	768.0
			150/60	2	0.00857	0.19222	63		
			150/60	3	0.00778	0.17206	63		
37	3	4	400/150	1	0.00061	0.04458	360	438000.0	768.0
			400/150	2	0.00061	0.04458	360		
38	3	5	400/60	1	0.002	0.09535	170	438000.0	768.0
			400/60	2	0.002	0.09535	170		
39	132	133	150/130	1	0.00133	0.04607	150	438000.0	768.0
40	57	59	220/60	1	0.00171	0.08929	170	438000.0	768.0
41	58	60	150/30	1	0.00817	0.16083	60	438000.0	768.0
			150/30	2	0.01289	0.20422	45		
			150/30	3	0.00517	0.16517	60		
			150/30	4	0.00583	0.17167	60		
42	58	59	150/60	1	0.00698	0.15683	63	438000.0	768.0
43	11	12	150/60	1	0.00308	0.09625	120	438000.0	768.0
			150/60	2	0.00317	0.09592	120		
44	125	126	150/60	1	0.0019	0.07437	126	438000.0	768.0
			150/60	2	0.00746	0.16825	63		
			150/60	3	0.00635	0.1681	63		
			150/60	4	0.00476	0.15159	63		
45	130	131	150/60	1	0.009	0.2222	50	438000.0	768.0
			150/60	2	0.0088	0.2104	50		
			150/60	3	0.0088	0.208	50		
			150/60	4	0.00222	0.10151	126		
			150/60	5	0.00238	0.09603	126		
46	83	84	220/150	1	0.00113	0.04773	150	438000.0	768.0
			220/150	2	0.00175	0.04967	3x40		
			220/150	3	0.00167	0.049	3x40		
47	83	85	220/60	1	0.00325	0.08283	3x40	438000.0	768.0
			220/60	2	0.00308	0.087	3x40		
			220/60	3	0.00317	0.08725	3x40		
			220/60	4	0.00308	0.08183	3x40		
			220/60	5	0.00308	0.08217	3x40		
48	141	142	150/60	1	0.00683	0.15714	63	438000.0	768.0
49	143	144	150/60	1	0.00294	0.09516	126	438000.0	768.0
50	139	140	150/60	1	0.00714	0.15032	63	438000.0	768.0
51	106	107	150/60	1	0.00587	0.16111	63	438000.0	768.0
			150/60	2	0.00603	0.16063	63		
			150/60	3	0.00857	0.1527	63		
52	27	28	400/150	1	0.00088	0.04788	250	438000.0	768.0
53	28	29	150/60	1	0.00873	0.19349	63	438000.0	768.0
54	128	129	150/60	1	0.00698	0.15032	63	438000.0	768.0
			150/60	2	0.00746	0.15016	63		
55	31	32	220/150	1	0.00167	0.04917	3x40	438000.0	768.0
			220/150	2	0.00167	0.04883	3x40		
56	31	33	220/60	1	0.00308	0.08275	3x40	438000.0	768.0
			220/60	2	0.0031	0.09325	126		

D.3.4.4 – Sistema Produtor

As características das principais centrais eléctricas do sistema produtor Português no final do ano de 2001 estão apresentadas nas tabelas D.3.13 e D.3.14, respectivamente para as centrais termoeléctricas e hidroeléctricas do SEP.

A tabela D.3.13 respeitante às centrais termoeléctricas apresenta a seguinte informação por central: identificação da central, tipo de combustível utilizado, identificação do local e nó de injecção de potência na RNT, custo unitário da energia produzida, número de grupos que constituem a central e respectiva potência instalada, a potência máxima produzida, a potência produzida correspondente ao dia de maior ponta de potência de carga da estação de Inverno P_p, o tempo médio de funcionamento e o tempo médio de reparação.

Tabela D.3.13 – Características das Centrais Termoeléctricas do SEP (final de 2001).

Identificação da Central	**Combustível**	**Injecção de Potência na RNT**		***Cg*** **[€/kWh]**	**Nº de Grupos**	$Pg^{máx}$ **[MW]**	P_p **[MW]**	***MTTF*** **[h]**	***MTTR*** **[h]**
		Local	**Nó**						
Tapada do Outeiro	Fuel	Ermesinde 2	131	0.055571	1 x 46.9	46.9	46.2	2940.0	60.0
Carregado	Fuel + Gás Fuel	Carregado 1	55	0.0427875	4 x 118.2 2 x 118.7	710.2	710.0	1200.0	50.0
Tunes	Gasóleo	Tunes 1 Tunes 2	125 126	0.22056	2 x 16.0 2 x 82.5	197.0	30.0 162.0	450.0	50.0
Alto Mira	Gasóleo	Alto Mira 2	35	0.22056	6 x 22.0	132.0	100.0	450.0	50.0
Barreiro	Fuel	Fernão Ferro 2	113	0.041175	2 x 32.0	56.0	53.1	2940.0	60.0
Setúbal	Fuel	Palmela 1	8	0.036133	4 x 236.6	946.4	946.0	950.0	50.0
Sines	Carvão	Sines 1 Sines 2	10 11	0.015408 0.015408	3 x 298.0 1 x 298.0	1192.0	900.0 300.0	1150.0	100.0
Pego	Carvão	Pego	14	0.018775	2 x 292.0	584.0	500.0	1150.0	100.0
Tapada do Outeiro (Turbogás)	CCGN	Turbogás	89	0.032508	3 x 330.0	990.0	1000.0	1250.0	150.0

CCGN – Ciclo Combinado a Gás Natural

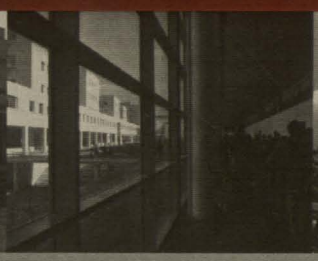
A tabela D.3.14 apresenta as características das Centrais Hidroeléctricas do SEP no final do ano de 2001. As características apresentadas para cada um dos centros produtores são as seguintes: identificação da central, o curso de água onde se localiza, o tipo de aproveitamento realizado (albufeira, fio de água, misto e bombagem), o local e respectivo nó de injecção de potência na RNT, o custo unitário da energia produzida, o número de grupos constituintes da central e as respectivas potências instaladas, a potência máxima produzida por central, a potência produzida correspondente ao dia de maior ponta de potência de carga da estação de Inverno P_p, o tempo médio de funcionamento e o tempo médio de reparação.

Tabela D.3.14 – Características das Centrais Hidroeléctricas do SEP (final de 2001).

Identificação da Central	Curso de Água	Tipo de Aproveitamento	Injecção de Potência na RNT Local	Nó	Cg [€/kWh]	Nº de Grupos	$Pg^{máx}$ [MW]	P_p [MW]	$MTTF$ [h]	$MTTR$ [h]
Alto Lindoso	Lima	Albufeira	Alto Lindoso	1	0.0001	2x315.0	630.0	579.0	1500.0	80.0
Touvedo	Lima	Albufeira	Vila Fria 2	111	0.0001	1 x 22.0	22.0	19.4	1000.0	20.0
Alto Rabagão	Rabagão	Albufeira / B	A. Rabagão	102	0.0001	2 x 34.0	68.0	65.0	1500.0	25.0
Venda Nova	Rabagão	Albufeira	Venda Nova	136	0.0001	3 x 30.0	90.0	133.0	1600.0	25.0
Paradela	Cávado	Albufeira				2 x 27.0	54.0		1500.0	25.0
Salamonde	Cávado	Albufeira	Salamonde	134	0.0001	2 x 21.0	42.0	40.0	1500.0	20.0
Vilarinho das Furnas	Homem	Albufeira Albufeira / B	V. Furnas	150	0.0001	1 x 72.0 1 x 71.0	125.0	119.0	1500.0	40.0
Caniçada	Cávado	Albufeira	Caniçada	105	0.0001	2 x 31.0	62.0	59.0	1500.0	25.0
Miranda	Douro	Fio de Água	Miranda	74	0.0001	3 x 60.0 1 x 189	369.0	351.0	1980.0	40.0
Picote	Douro	Fio de Água	Picote	65	0.0001	3 x 65.0	195.0	190.0	1600.0	40.0
Bemposta	Douro	Fio de Água	Bemposta	42	0.0001	3 x 80.0	240.0	228.0	1600.0	45.0
Pocinho	Douro	Fio de Água	Central do Pocinho	45	0.0001	3 x 62.0	186.0	177.0	1600.0	40.0
Valeira	Douro	Fio de Água	Valeira	77	0.0001	3 x 80.0	240.0	228.0	1600.0	42.0
Vilar-Tabuaço	Távora	Albufeira	Tabuaço	135	0.0001	2 x 29.0	58.0	55.0	1500.0	25.0
Régua	Douro	Fio de Água	Régua 1	87	0.0001	3 x 60.0	180.0	174.0	1600.0	40.0
Carrapatelo	Douro	Fio de Água	Carrapatelo	48	0.0001	3 x 67.0	201.0	196.0	1600.0	41.0
Torrão	Tâmega	Fio de Água / B	Torrão 1	53	0.0001	2 x 70.0	140.0	130.0	1500.0	42.0
Crestuma-Lever	Douro	Fio de Água	Canelas 2	82	0.0001	3 x 39.0	117.0	111.0	1600.0	30.0
Caldeirão	Caldeirão	Albufeira	Chafariz 2	67	0.0001	1 x 40.0	40.0	4.9	1000.0	30.0
Aguieira	Mondego	Albufeira / B	Aguieira	30	0.0001	3x112.0	336.0	342.0	1600.0	60.0
Raiva	Mondego	Albufeira			0.0001	2 x 12.0	24.0		1500.0	15.0
Cabril	Zêzere	Albufeira	Cabril	104	0.0001	2 x 54.0	108.0	103.0	1500.0	35.0
Bouça	Zêzere	Albufeira	Bouça	103	0.0001	2 x 22.0	44.0	42.0	1500.0	20.0
Castelo de Bode	Zêzere	Albufeira	Zêzere 1	106	0.0001	3 x 53.0	159.0	151.0	1600.0	35.0
Pracana	Ocreza	Albufeira	Pracana 2	140	0.0001	2 x 8.0 1 x 25.0	41.0	39.0	1600.0	15.0
Fratel	Tejo	Fio de Água	Fratel	121	0.0001	3 x 44.0	132.0	125.0	1600.0	32.0

B – Bombagem.






FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO
BIBLIOTECA
0000078304