

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Impacto na Fiabilidade de Um Sistema Produtor,
Devido à Introdução De Centros Produtores com
Recursos Primários Finitos e Voláteis - Centrais
Hídricas e Eólicas**

Ruben Emanuel Alves Teixeira

Versão Final

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Tomé Saraiva

Junho de 2011

© Ruben Emanuel Alves Teixeira, 2011

Resumo

O cálculo de índices de fiabilidade dos sistemas produtores de energia eléctrica é relevante em estudos de planeamento para avaliar a capacidade desse sistema ser capaz de alimentar uma carga futura, revelando-se uma ferramenta importante que permite avaliar a necessidade de realizar novos investimentos no sistema. Este tipo de estudos é ainda importante para avaliar o impacto que calendarizações das acções de manutenção podem ter na fiabilidade do sistema.

Com a forte preocupação ambiental e tendo em conta as metas a serem atingidas por protocolos recentemente assinados que visam uma utilização mais intensa de recursos energéticos renováveis, temos vindo a assistir a um forte investimento neste sector.

O objectivo desta dissertação consiste em avaliar o impacto das produções hídrica e eólica na fiabilidade do sistema produtor. Para tal foi desenvolvida a aplicação “*Impactus*” em VBA (*Visual Basic for Applications*) que, perante a composição do sistema térmico produtor e as produções hídrica e eólica, permite calcular os índices de fiabilidade LOLP (*Loss Of Load Probability*) e LOLE (*Loss Of Load Expectation*). As condições de execução são especificadas pelo utilizador.

A aplicação foi testada em condições reais, com valores referentes à composição do sistema térmico, produção hídrica e produção eólica, diagrama de cargas e manutenção fornecidos pela EDP - Produção.

Abstract

Reliability calculation in electric power systems can be used in planning studies to assess the system ability to supply a future load, and it proved to be an important tool for assessing the need for new investments in the system. This type of studies is important to assess the impact that schedules of maintenance actions may have on the system reliability.

With a strong environmental concern and taking into account the goals to be reached by newly signed protocols that aim at increasing the use of renewable energy resources, we have been witnessing a more investment in this sector.

The main objective of this dissertation is to assess the impact of wind and hydro generation in the reliability of a generation system. Was developed the application "*Impactus*" in VBA (Visual Basic for Applications) that uses the composition of the thermal generation system and the hydro and wind generation in order to compute the reliability indices LOLP (Loss Of Load Probability) and LOLE (Loss Of Load Expectation). Performance conditions are specified by the user.

The application was tested in real conditions, using data for the thermal, hydro and wind generation systems, load data and maintenance schedules provided by *EDP - Produção*.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer em primeiro lugar aos meus pais por me incentivarem, apoiarem e proporcionarem todas as condições para que pudesse alcançar todos os meus objectivos.

Agradecer ao Prof. Dr. João Tomé Saraiva por toda a orientação ao longo deste trabalho, por todo o conhecimento partilhado e pela disponibilidade revelada no decorrer desta etapa final de curso que muito me ajudaram a concluir esta dissertação.

Agradecer à EDP - Produção nas pessoas do Eng. Virgilo Mendes, Eng. José Sousa e Dra. Maria João, por terem colocado toda a sua confiança em mim no decorrer deste estudo, pelo seu tempo disponibilizado para debater sugestões e orientações e pelas valiosas críticas que ajudaram na análise dos resultados obtidos.

Agradecer por último a todos os meus companheiros que ao longo destes anos colaboraram comigo nos mais variados trabalhos desenvolvidos e no processo de aprendizagem profissional e pessoal. A todos eles, professores e alunos, muito obrigado.

"Não tentes ser bem sucedido, tenta antes ser um homem de valor"

Albert Einstein

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objectivos e Motivações.....	2
1.3 - Estrutura	3
Capítulo 2	4
Estado da arte	4
2.1 - Introdução.....	4
2.2 - Fiabilidade do Sistema Eléctrico de Energia	5
2.2.1 - Importância da fiabilidade.....	6
2.2.2 - Reserva Operacional e Estática	7
2.3 - Nível Hierárquico I.....	8
2.3.1 - Aspectos gerais	8
2.3.2 - Modelo do sistema.....	9
2.3.3 - Modelização de geradores	9
2.3.4 - Modelização da carga	11
2.3.5 - Tabela de Capacidade Fora de Serviço	13
2.3.6 - Cálculo do LOLP (<i>Loss Of Load Probability</i>)	19
2.3.7 - Cálculo do LOLE (<i>Loss Of Load Expectation</i>)	20
2.3.8 - Cálculo do LOEE (<i>Loss Of Energy Expectation</i>).....	21
2.3.9 - Manutenção dos grupos produtores	22
2.4 - Nível Hierárquico II	22
2.4.1 - Método de Monte Carlo.....	24
2.5 - Nível Hierárquico III	28

Capítulo 3	31
Aspectos gerais da aplicação	31
3.1 - Introdução	31
3.2 - Tabela das Probabilidade das Capacidades Fora de Serviço	32
3.3 - A Carga	33
3.4 - Produção	34
Capítulo 4	37
Especificações da aplicação	37
4.1 - Aspectos gerais.....	37
4.2 - Interface gráfica	38
4.2.1 - Painel inicial	38
4.2.2 - Configuração do sistema produtor térmico.....	40
4.2.3 - Consumos e produções	43
4.2.4 - Tabela de Capacidades Em Serviço	44
4.2.5 - Manutenção	44
4.2.6 - Gráficos	46
4.2.7 - Interface com <i>excel</i>	48
4.3 - Erros e avisos	50
4.4 - Algoritmo.....	54
4.4.1 - Estrutura da aplicação	54
4.4.2 - Diagrama de cargas	56
4.5 - Análise de melhorias	56
Capítulo 5	59
Análise de resultados	59
5.1 - Introdução	59
5.2 - Análise referente a 2009	62
5.2.1 - Configuração do sistema produtor	62
5.2.2 - Consumo, produções e manutenção	63
5.2.3 - Resultados para o ano de 2009	64
5.2.4 - Comparação de resultados.....	70
5.3 - Análise referente a 2010	72
5.3.1 - Consumo, produções e manutenção	72
5.3.2 - Resultados de 2010	73
5.3.3 - Comparação de resultados.....	77
5.4 - Análise referente a 2011	78
5.4.1 - Consumo, produções e manutenção	78
5.5 - Análise global 2009-2011	82
5.5.1 - Considerações gerais	82
5.5.2 - Análise dos índices para o sistema eléctrico	82
Capítulo 6	85
Conclusões	85
Referências	87

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Custo Incremental da Fiabilidade	6
Figura 2.2 - Custo total da fiabilidade	7
Figura 2.3 - Zonas funcionais do sistema eléctrico de energia	8
Figura 2.4 - Níveis hierárquicos de um sistema eléctrico de energia.....	8
Figura 2.5 - Modelo de barramento único de um SEE	9
Figura 2.6 - Modelo de dois estados para um gerador, com representação das taxas de transição	9
Figura 2.7 - Representação gráfica do histórico de uma unidade	10
Figura 2.8 - Exemplo de diagrama de cargas classificado	12
Figura 2.9 - Diagrama de carga Ibérico horário 17-05-2011	12
Figura 2.10 - Diagrama de carga português 18-05-2011.....	13
Figura 2.11 - Exemplo da aplicação do caso ilustrativo sobre um diagrama de cargas classificado [5].....	20
Figura 2.12 - Energia não fornecida para um dado valor de capacidade fora de serviço	21
Figura 3.1 - Diagrama dos consumos totais e respectivas produções de 23 de Maio de 2010 ..	31
Figura 3.2 - Diagrama de consumos horários de 2010	33
Figura 3.3 - Diagrama de consumos diários de 2010, resultado da pontas do diagrama da Figura 3.2	33
Figura 4.1 - Janela inicial de <i>Impactus</i>	38
Figura 4.2 - Valores de períodos diários disponíveis.....	39
Figura 4.3 - Tratamento de valores, disponíveis pela aplicação	39
Figura 4.4 - Janela de configuração do sistema produtor térmico.....	40
Figura 4.5 - Janela para inserir nova central à base de dados.....	41

Figura 4.6 - Janela para edição dos dados de uma central	41
Figura 4.7 - Ilustração da janela para remover uma central.....	42
Figura 4.8 - Caixa de confirmação para remoção de central	42
Figura 4.9 - Janela “Consumos e Produções” de <i>Impactus</i>	43
Figura 4.10 - Folha <i>Excel</i> para inserir dados de consumos e produções	44
Figura 4.11 - Janela Gráficos de <i>Impactus</i>	46
Figura 4.12 - Exemplo de gráfico LOLP gerado por <i>Impactus</i>	47
Figura 4.13 - Exemplo de gráfico LOLE gerado por <i>Impactus</i>	47
Figura 4.14 - Exemplos de diagrama de Cargas e Produções gerados por <i>Impactus</i>	48
Figura 4.15 - Exemplo da visualização gráfica da potência em manutenção gerado por <i>Impactus</i>	48
Figura 4.16 - Folha <i>Excel</i> para edição de dados das centrais manualmente	49
Figura 4.17 - Erro ao tentar executar sem escolha de condições	50
Figura 4.18 - Erro no preenchimento de nova central	51
Figura 4.19 - Aviso na configuração da manutenção programada.....	52
Figura 4.20 - Erro por inserção de valores não numéricos	53
Figura 4.21 - Erro por valor fora da gama permitida para F.O.R.....	53
Figura 4.22 - Conjunto de acções do algoritmo	55
Figura 5.1 - Diagrama horário da carga e produções hídrica e eólica de 2009	63
Figura 5.2 - Manutenção programada para 2009 e 2010	63
Figura 5.3 - Resultados da simulação 1 para o ano de 2009	64
Figura 5.4 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 1 para o ano de 2009	65
Figura 5.5 - Resultados da simulação 2 para o ano de 2009	66
Figura 5.6 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 2 para o ano de 2009	66
Figura 5.7 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 3 para o ano de 2009	67
Figura 5.8 - Resultados da simulação 4 para o ano de 2009	68
Figura 5.9 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 4 para o ano de 2009	68
Figura 5.10 - Resultados da simulação 5 para o ano de 2009	69
Figura 5.11 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 5 para o ano de 2009	69
Figura 5.12 - Gráfico de índices LOLE para a simulação 5 para o ano de 2009	70

Figura 5.13 - Gráfico LOLP que resume os resultados obtidos das várias simulações para 2009.....	71
Figura 5.14 - Diagrama horário da carga e produções hídrica e eólica de 2010	72
Figura 5.15 - Resultados da simulação 1 para o ano de 2010	73
Figura 5.16 - Resultados da simulação 2 para o ano de 2010	74
Figura 5.17 - Resultados da simulação 3 para o ano de 2010	75
Figura 5.18 - Resultados da simulação 4 para o ano de 2010	75
Figura 5.19 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 4 para o ano de 2010	76
Figura 5.20 - Gráfico de índices LOLE para a simulação 4 para o ano de 2010	76
Figura 5.21 - Gráfico LOLP que resume os resultados obtidos das várias simulações para 2010.....	77
Figura 5.22 - Distribuição da potência em manutenção para 2011	79
Figura 5.23 - Resultados da simulação 1 para o ano de 2011	80
Figura 5.24 - Resultados da simulação 2 para o ano de 2011	80
Figura 5.25 - Resultados LOLE (h/ano) para 2009, 2010 e 2011 com e sem manutenção	82
Figura 5.26 - Resultados LOLE 2009, 2010 e 2011 para as várias combinações do sistema	83

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Tabela de capacidades fora de serviço para G1 e G2 e respectivas probabilidades	16
Tabela 2.2 - Tabela agregada de CFS para G1 e G2 e suas probabilidades de ocorrência	17
Tabela 2.3 - Tabela de CFS para G1, G2 e G3 e respectivas probabilidades de ocorrência	18
Tabela 4.1 - Dados de entrada e de saída	54
Tabela 5.1 - Constituição do sistema térmico português em 2009 e 2010.....	60
Tabela 5.2 - Manutenção programada em 2009 e 2010	60
Tabela 5.3 - Constituição do sistema térmico português em 2011.....	61
Tabela 5.4 - Manutenção programada a considerar em 2011	61
Tabela 5.5 - Configuração do sistema produtor térmico a inserir na aplicação 2009 e 2010 ..	62
Tabela 5.6 - Resumo dos resultados obtidos no conjunto das várias simulações para 2009	71
Tabela 5.7 - Média dos consumos e produções verificadas em 2009 e 2010	73
Tabela 5.8 - Resumo dos resultados obtidos no conjunto das várias simulações para 2010....	77
Tabela 5.9 - Configuração do sistema térmico a inserir na aplicação para o ano de 2011	79
Tabela 5.10 - Resumo resultados obtidos nas simulações para 2011	81

Lista de Símbolos

Lista de Abreviaturas

- CES - Capacidade Em Serviço
- CFS - Capacidade Fora de Serviço
- EDP - Energias de Portugal
- ENF - Energia Não Fornecida
- FEUP- Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
- f - Frequência
- F.O.R. - *Forced Outage Rate*
- HLI - *Hierarchical Level 1*
- HLII - *Hierarchical Level 2*
- HLIII - *Hierarchical Level 3*
- IEEE - *Institute of Electric and Electronic Engineers*
- LOLE - *Loss Of Load Expectation*
- LOLP - *Loss Of Load Probability*
- LOEE - *Loss Of Energy Expectation*
- MTTR - *Mean Time To Repair*
- MTTF - *Mean Time to Failure*
- MTBF - *Mean Time Between Failure*
- VBA - *Visual basic for applications*
- PRE - Produção em regime especial
- REN - Redes Energéticas Nacionais

Lista de Símbolos

- m - tempo médio de funcionamento
- r - tempo médio de reparação
- T - Período
- λ - taxa de avaria
- μ - taxa de reparação

β - coeficiente de variação

L - carga

P_{av} - probabilidade de um componente se encontrar avariado

P_f - probabilidade de um componente se encontrar em funcionamento

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

A energia eléctrica assume, nos dias de hoje, uma enorme importância na vida económica e social das várias sociedades mais ou menos desenvolvidas no mundo.

Desde o seu aparecimento, da forma como hoje a conhecemos, que vem assumindo um papel preponderante na economia global sendo impensável por isso qualquer lacuna na sua exploração que possa pôr em causa o normal fornecimento de energia eléctrica aos consumidores. Os paradigmas relativamente a este tipo de energia sofreram alterações drásticas ao longo das décadas mais recentes alterando os padrões de bem-estar e conforto da sociedade, tornando-se a electricidade o motor da maior parte dos equipamentos utilizados pela humanidade.

A elevada procura de energia eléctrica e os diversos investimentos nas interligações entre os vários sistemas de energia eléctrica existentes, tornaram-no no maior sistema complexo e controlável do mundo. A sua dimensão ultrapassa fronteiras.

Devido ao papel que hoje exerce na sociedade, os seus utilizadores esperam que o seu fornecimento não sofra interrupções. Por isso, o Sistema Eléctrico de Energia requer elevados investimentos de modo a que possa espelhar a fiabilidade esperada por todos aqueles que o utilizam e que isso se possa reflectir nos padrões elevados de qualidade e continuidade do serviço que os consumidores esperam.

Apesar dos factores de qualidade esperados não podemos esquecer outros aspectos importantes relativos à manutenção, inovação e exploração do Sistema Eléctrico de Energia. Esses factores são sobretudo económicos, pois tratam-se de investimentos muito elevados, e também de preocupação ambiental e social.

Com a assinatura do Protocolo de Quioto o investimento em fontes de Energia Renovável assumiu uma visibilidade maior de modo a reduzir as emissões de gases nocivos para a atmosfera.

2 Introdução

Em Portugal, a situação não é diferente, contribuindo estes investimentos para reduzir a dependência externa de recursos fósseis.

A produção de electricidade com base em energias renováveis solar fotovoltaica e eólica passou de 39% em 2009 para 45% do consumo em 2010.

As produções hídrica e eólica assumem uma grande fatia da produção de energia eléctrica nacional destacando-se dos outros tipos de energia renovável.

Só na bacia do Tejo existem trinta barragens em território português e estão planeadas 10 novas barragens em todo no país que levarão Portugal para o topo da Europa no que respeita à exploração da energia hídrica. [29]

Com os investimentos realizados na energia eólica, Portugal assumiu o sexto lugar Europeu e o nono a nível mundial neste tipo de exploração tendo como objectivo aumentar em 1.950 MW a capacidade instalada até 2012, atingindo-se a capacidade total de 5.100 MW incluindo um acréscimo de 600 MW por *upgrade* do equipamento e promover a criação de *cluster* tecnológicos e de investimento associados à energia eólica. [31] [32]

A forte penetração das componentes hídrica e eólica bem como a liberalização do mercado energético e o aumento do número de entidades envolvidas tornou mais complexas as tarefas de planeamento e operação do Sistema Eléctrico de Energia. Por outro lado, o recurso eólico é muito volátil quando comparado com fontes de energia fósseis pois dependem de recursos naturais cuja previsão é difícil.

Contudo, a implementação deste tipo de fontes de energia é necessária tornando-se igualmente necessário desenvolver ferramentas computacionais que permitam avaliar o impacto destas contribuições na qualidade e continuidade do abastecimento de energia eléctrica, para se poder avaliar a fiabilidade do sistema produtor e tomar decisões em relação a possíveis novos investimentos em capacidade produtora.

É neste cenário que surge este trabalho que visa reflectir o impacto da Produção hídrica e eólica na fiabilidade de um determinado sistema produtor. Foi realizada uma análise de fiabilidade ao sistema produtor português caracterizado pelo sistema térmico e produções hídrica e eólica registada e analisado o impacto que estas produções nos índices de fiabilidade do sistema produtor português. Para isso foi desenvolvida um aplicação em VBA (*Visual Basic for Applications*) que fornece ao utilizador os valores dos índices de fiabilidade pretendidos caracterizando o sistema térmico e as contribuições hídrica e eólica.

1.2 - Objectivos e Motivações

O tema da presente dissertação foi proposto pela EDP Produção S.A. com o objectivo de desenvolver uma aplicação que permita calcular os índices de fiabilidade de um sistema produtor tendo em consideração o impacto da produção hídrica e eólica. Em particular, pretendeu-se realizar o cálculo destes índices de fiabilidade em relação ao sistema produtor português.

Para tal foi desenvolvida uma aplicação em VBA (*Visual Basic for Applications*) que fornece os principais índices de fiabilidade, nomeadamente:

- LOLP - *Loss Of Load Probability*;
- LOLE - *Loss Of Load Expectation*.

O valor destes índices depende do sistema térmico envolvido no que respeita ao número de centrais e grupos constituintes, ao valor das taxas de avaria de cada grupo e à realização de acções de manutenção programada das máquinas ao longo do ano em causa, bem como do diagrama de cargas e respectivas produções hídricas e eólicas.

A aplicação permite reconhecer a importância que a produção hídrica e eólica têm no sistema produtor português e avaliar o impacto da sua alteração, permitindo ainda, ao utilizador, a configuração das condições de execução do algoritmo.

1.3 - Estrutura

Esta dissertação encontra-se organizada em seis capítulos fundamentais cujo conteúdo será de seguida descrito de forma resumida.

No presente Capítulo, “Introdução”, é realizada uma breve contextualização descrevendo a importância dos estudos de fiabilidade no sistema eléctrico de energia, bem como o enquadramento e relevância que as energias renováveis assumem actualmente, nomeadamente os aproveitamentos hídricos e eólicos.

No Capítulo 2, “Estado da Arte”, é apresentado um resumo dos desenvolvimentos e metodologias mais actuais no que diz respeito à avaliação da fiabilidade do sistema produtor no sistema eléctrico de energia.

No Capítulo 3, “Aspectos Gerais da Aplicação”, é descrito o método implementado para obter os índices de fiabilidade já referidos bem como as estratégias utilizadas num modelo aproximado de modo a otimizar o tempo de execução do algoritmo.

No Capítulo 4, “Especificações da Aplicação”, são descritas todas as funcionalidades disponibilizadas ao utilizador bem como os pressupostos adoptados durante o seu desenvolvimento. São enumerados os dados de entrada da aplicação e são referidas as potencialidades e limitações.

No Capítulo 5, “Análise de Resultados”, são apresentados os resultados de várias possibilidades de cálculo dos índices de fiabilidade do sistema eléctrico em análise para o diagrama de cargas do ano de 2010. No final deste capítulo é realizada uma crítica dos resultados bem como alguns factos relevantes acerca do sistema produtor português.

O Capítulo 6, “Conclusões”, contém as observações mais relevantes a retirar do trabalho que conduziu à preparação desta dissertação.

Capítulo 2

Estado da arte

2.1 - Introdução

Os sistemas eléctricos de energia são extremamente complexos, não só devido à sua dimensão global, mas também atendendo à sua dispersão geográfica, à complexidade das interligações e ao controlo de toda a aparelhagem envolvida nestes sistemas que leva a uma grande dificuldade no que respeita à sua correcta operação.

A evolução sofrida nestes sistemas ao longo das últimas décadas, tem vindo a ser pensada e executada na perspectiva de satisfazer os seus consumidores ao menor custo possível, isto é, minimizar os custos de produção e utilização da rede eléctrica de modo a satisfazer a carga evitando o não fornecimento de energia ao consumidor. De uma forma sucinta, pretende-se aumentar a satisfação dos seus utilizadores minimizando as falhas do sistema eléctrico de energia.

Sendo assim, no planeamento do SEE a continuidade de serviço é um factor fundamental. O SEE torna-se complicado pois gere variáveis cujo valor varia ao longo do tempo e que precisam de estar equilibradas, de um lado a produção do outro a carga.

Dado um sistema enorme como este, o que contribui em grande parte para que este equilíbrio possa ser perturbado são as avarias que ocorrem em qualquer ponto do SEE e que colocam em causa a continuidade d fornecimento de energia. Podemos então dizer que um dos objectivos principais consiste em aumentar a fiabilidade dos componentes que compõe o SEE. Porém, a fiabilidade tem um custo associado e, por isso, impõe-se a realização de análises “custo-beneficio”, isto é, que valor estaremos dispostos a pagar para obter um aumento da fiabilidade.

O mercado também mudou ao longo das décadas. Se até ao final dos anos 80 era o estado que controlava directa ou indirectamente (através de empresas governamentais) os sistemas eléctricos, e o seu planeamento era realizado de modo centralizado, a liberalização de outros

sectores (gás, telecomunicações, etc.) levou o mercado de electricidade a seguir a mesma tendência.

Assistiu-se a uma desverticalização do sector energético que permitiu assim a criação de um “mercado de electricidade”, onde intervêm produtores, consumidores e comercializadores e em que os consumidores são vistos como clientes.

As primeiras aplicações utilizadas no planeamento e operação do SEE eram baseadas em métodos determinísticos. O principal inconveniente destas técnicas prendia-se com o facto de não considerarem a natureza probabilística ou estocástica do comportamento do sistema, dos seus componentes, e dos consumos. Tendo em conta este aspecto, torna-se mais lógica a utilização de métodos probabilísticos, em que a avaliação dos sistemas considera a natureza do seu comportamento, ou seja, a probabilidade de ocorrência de uma avaria, por exemplo.

De facto, as técnicas determinísticas sempre serviram bem a indústria pois necessitam de menor capacidade computacional e menor informação que as novas aplicações. Actualmente, estas razões não são válidas, devido à forte evolução tecnológica sentida pelos meios informáticos, no aumento bruto da capacidade de processamento e de cálculo dos novos sistemas, à informatização dos dados e da capacidade de informação que os sistemas eléctricos dispõem. A evolução das técnicas probabilísticas ajudaram igualmente a desenvolver aplicações mais rápidas e hoje os métodos probabilísticos são amplamente utilizados na avaliação e planeamento do SEE.

2.2 - Fiabilidade do Sistema Eléctrico de Energia

Devido à complexidade dos SEE modernos, a sua análise, como uma entidade única, torna-se bastante complicada, mesmo com recursos computacionais avançados. Assim, é usual proceder à sua divisão em subsistemas mais simples, analisando-os separadamente. Convencionalmente, este é dividido em zonas funcionais, tendo em conta uma hierarquia, em que se considera:

- HL I (“*Hierarquic Level I*”) - contempla o sistema produtor ignorando as redes de transporte e de distribuição sendo estas consideradas 100% fiáveis, isto é, que não existem falhas ou problemas de fluxo de energia a jusante do sistema produtor. Apesar de permitir fazer uma avaliação do sistema produtor existente não permite dizer se este está bem organizado e distribuído;
- HL II (“*Hierarquic Level II*”) - é integrado pelos sistemas de produção e transporte. A rede de transporte pode influenciar a continuidade do serviço pela saída de serviço de linhas (defeitos e conseqüente actuação das protecções), limites de potência associados às linhas e devido à 2ª Lei de *Kirchoff*;
- HL III (“*Hierarquic Level III*”) - sistema composto pela produção, transporte e distribuição conduzindo a avaliações menos práticas dada a escala do problema.

Estes níveis serão caracterizados ao longo deste capítulo.

2.2.1 - Importância da fiabilidade

Como descrito anteriormente o não abastecimento, nem que por períodos curtos de tempo, de energia pode ter consequências graves na indústria e na economia.

Pequenas falhas no sistema podem ter consequências diferentes, desde causar interrupção a um pequeno número de consumidores até provocar uma perda catastrófica de produção.

O impacto económico do não abastecimento de energia não se resume à remuneração dos seus consumidores pois devem ser considerados os custos indirectos que estas falhas geram como os impostos aos consumidores e à sociedade em geral.

A questão é perceber quão redundantes devem ser os sistemas e onde deve ser aplicado o capital de modo a obter o máximo custo benefício com o aumento da fiabilidade.

A Figura 2.1 ilustra como um aumento da fiabilidade do sistema está relacionado com a necessidade de um investimento. Uma das formas de decidir se um investimento num sistema é adequado ou não é através do custo incremental da fiabilidade $\Delta C/\Delta F$, onde ΔC representa a variação do custo e ΔF a variação de fiabilidade.

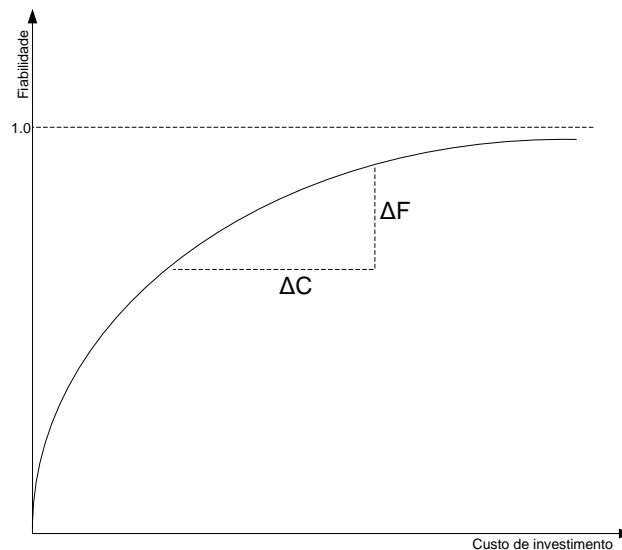


Figura 2.1 - Custo Incremental da Fiabilidade

Facilmente se verifica que o custo incremental ΔC necessário para se obter um aumento de fiabilidade ΔF , aumenta exponencialmente à medida que a fiabilidade do sistema aumenta. Elevados níveis de fiabilidade implicam custos insuportáveis, ou seja, nenhum investimento, por maior que seja, poderá garantir uma fiabilidade de 100%.

O custo incremental da fiabilidade $\Delta C/\Delta F$ poderá ser utilizado para decidir se um determinado investimento valerá ou não a pena. Porém, não reflecte eventuais benefícios para os consumidores ou para a sociedade.

Uma avaliação mais completa é possível realizar considerando gráficos representados na Figura 2.2 que reflectem a comparação do custo da fiabilidade com o valor da fiabilidade, representando os benefícios sentidos pelos consumidores e pela sociedade, devidos ao aumento desta.

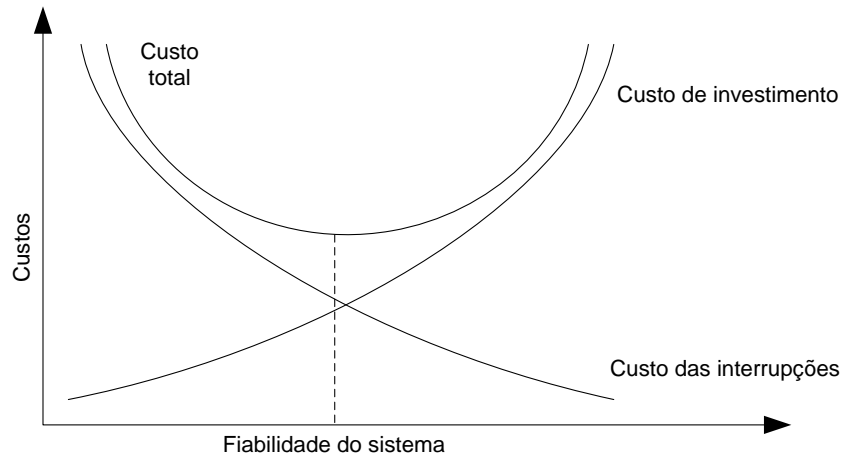


Figura 2.2 - Custo total da fiabilidade

Assim, pode-se verificar que quanto maior é a fiabilidade pretendida, maiores são os custos de investimento e conseqüentemente, ter-se-á de suportar um menor custo das interrupções. Da soma das duas curvas resulta o custo total, verificando-se que o ponto de mínimo representa um compromisso entre a fiabilidade do sistema e os custos de investimento e das interrupções.

Embora este conceito de avaliação seja bastante válido, possui duas dificuldades: em primeiro lugar, os índices calculados normalmente derivam de modelos aproximados e, em segundo lugar, não é de todo simples obter uma noção precisa do verdadeiro valor que os clientes atribuem às interrupções.

Torna-se importante chegar a um compromisso razoável entre o investimento a fazer, durante a fase de planeamento ou operação do sistema, e a fiabilidade exigida, cabendo ao decisor definir valores aceitáveis para estes elementos quer na fase de planeamento ou quer na fase de operação.

2.2.2 - Reserva Operacional e Estática

A capacidade de produção necessária para garantir uma continuidade de serviço adequada é um aspecto importante no planeamento e operação do SEE, sendo que a sua determinação é fundamental pois a reserva acarreta um custo no despacho efectuado.

No âmbito desta dissertação, o nível hierárquico I será aquele que terá maior destaque para os estudos efectuados.

2.3.2 - Modelo do sistema

A este nível as redes de transporte e transmissão são consideradas 100% fiáveis. Assim teremos só dois tipos de dados, relativos à produção e ao consumo. Portanto a abordagem fundamental para avaliação da fiabilidade de um sistema produtor é, na sua génese, a mesma para qualquer técnica: é utilizado um modelo para a produção e um outro modelo para representar a carga, sendo que ambos são combinados para a determinação do modelo do risco.

Os índices obtidos não reflectem deficiências de alimentação em nenhum barramento de carga específico visto que se considera um barramento único que engloba a produção e carga globais como simbolicamente exemplifica a Figura 2.5.

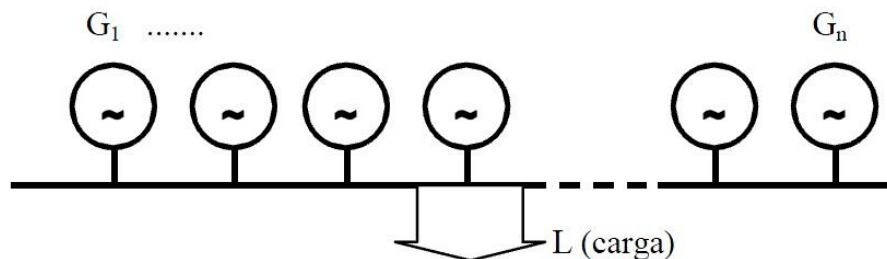


Figura 2.5 - Modelo de barramento único de um SEE

2.3.3 - Modelização de geradores

O modelo mais simples, para representar geradores considera dois estados ditos de Funcionamento (F) e de Avaria (A). Considera-se que o gerador transita de um estado para outro de forma aleatória, na sequência de incidentes não programados. Transita do estado de Funcionamento para o de Avaria com uma taxa de avarias “ λ ” (medida em avarias por ano) e do estado de Avaria para o de Funcionamento com uma taxa de reparação “ μ ”, que se exprime como sendo $\mu=1/r$, em que “ r ” é o tempo médio de reparação, geralmente medido em horas. Esta modelização está ilustrada na Figura 2.6.

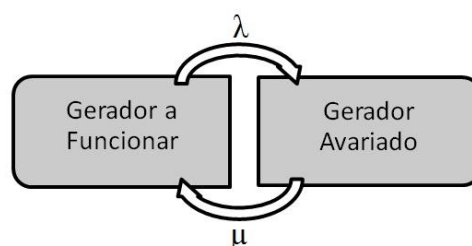


Figura 2.6 - Modelo de dois estados para um gerador, com representação das taxas de transição

Um cálculo simples demonstra que, nestas circunstâncias, é possível determinar a probabilidade de encontrar o gerador em qualquer destes estados numa observação ao acaso.

As probabilidades de cada estado são dadas pelas expressões (2.1) e (2.2).

$$P_f = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m+r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \quad (2.1)$$

$$P_{av} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m+r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \quad (2.2)$$

Nestas expressões:

- $\mu = 1/r$ - taxa de reparação;
- $\lambda = 1/m$ - taxa de avarias;
- m - tempo médio de funcionamento, normalmente conhecido por MTTF (*Mean Time to Failure*);
- r - tempo médio de reparação, também designado por MTTR (*Mean Time To Repair*);
- $m+r$ - tempo médio entre avaria, MTBF (*Mean Time Between Failures*);
- $T = m+r$ - período do ciclo;
- $f = 1/T$ - frequência do ciclo;
- P_f - probabilidade da unidade se encontrar em funcionamento;
- P_{av} - probabilidade da unidade se encontrar avariada.

A este respeito, a Figura 2.7 ilustra um possível ciclo de vida de um componente com uma sucessão de estados funcionamento e de avaria.

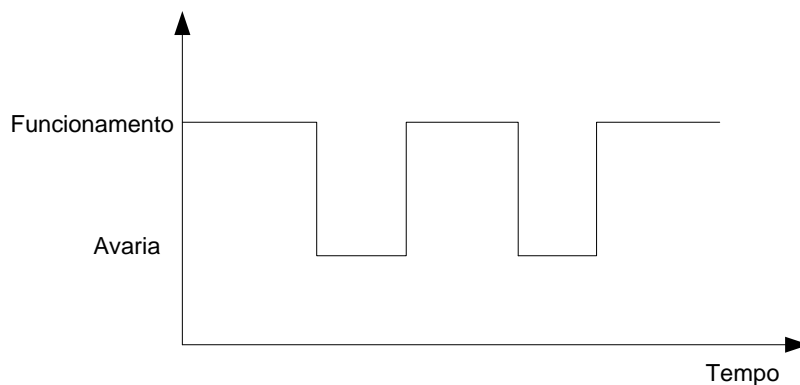


Figura 2.7 - Representação gráfica do histórico de uma unidade

A probabilidade de um gerador estar avariado, P_{av} , é conhecida na literatura da especialidade como F.O.R., do inglês "*forced outage rate*". A F.O.R. dos diversos geradores de uma empresa determina-se facilmente através do exame dos registos cronológicos dos

incidentes durante a sua exploração ou, em planeamento, a F.O.R. de novos grupos terá que ser estimada por analogia com os existentes e por consulta de bases de dados internacionais e indicações dos fabricantes.

A F.O.R. é o parâmetro fundamental na avaliação dos requisitos de reserva estática, corresponde à indisponibilidade da unidade, e convém salientar que se trata de uma probabilidade e não de uma taxa como a tradução literal possa sugerir.

Observe-se, porém, que $\lambda \ll \mu$, resultando assim na aproximação dada pela expressão (2.3).

$$F.O.R = P_{av} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \approx \lambda \cdot r \quad (2.3)$$

Esta expressão permite evidenciar a importância de uma gestão eficiente, o apetrechamento técnico e a qualificação dos recursos humanos de uma empresa na diminuição da F.O.R., tendo em conta que a F.O.R. é directamente proporcional ao tempo médio de reparação (e reposição em condições de serviço).

2.3.4 - Modelização da carga

O diagrama de cargas pode ser construído com mais ou menos detalhe, isto é, pode ser constituído por um número de dados, mais pequeno ou maior ao longo de um ano (período normalmente estudado). Normalmente, o diagrama de cargas resulta das pontas diárias de cada dia do ano (365 pontas). Actualmente, com a evolução informática e a capacidade de armazenamento, estes dados podem ser horários o que perfaz um total de 8760 valores (8760 horas), obtendo-se um diagrama de carga mais detalhado e, por isso, melhor para os cálculos de fiabilidade.

Cada conjunto anual, por exemplo de 365 valores de ponta, é organizado sob a forma de um diagrama de cargas classificado, com as ordenadas representando potências de ponta diária e as abcissas representando a percentagem de dias, no ano, em que cada valor de potência é ultrapassado.

Para estudos de fiabilidade o diagrama de cargas pode ser apresentado sob a forma de diagrama classificado mas também pode ser usado o diagrama de cargas cronológico como veremos posteriormente na implementação da aplicação de cálculos de índices de fiabilidade.

A vantagem de utilizar o diagrama cronológico prende-se com o facto de os valores não sofrerem qualquer aproximação e ser preservada a evolução da carga ao longo das horas do ano.

A Figura 2.8 - Exemplo de diagrama de cargas classificado representa um exemplo de um diagrama de cargas classificado com uma ponta máxima de 10 MW e uma ponta mínima de 5 MW.

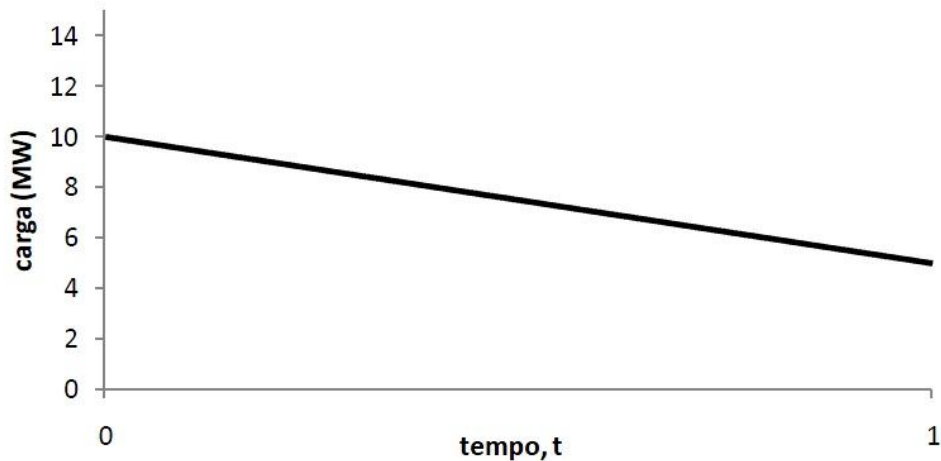


Figura 2.8 - Exemplo de diagrama de cargas classificado

O diagrama de cargas horário representa o comportamento das cargas ao longo um determinado período de tempo normalmente dividido em períodos de 1 hora. A Figura 2.9 representa o diagrama de cargas horário ibérico verificado dia 17 de Maio de 2011. Nesta figura, a área abaixo da curva representa a energia consumida nesse dia. Na Figura 2.10 é apresentado o diagrama de cargas português com a carga verificada até as 11h do dia 18 de Maio de 2011 e a respectiva previsão de carga para esse dia.

A utilização de um diagrama de cargas cronológico representado pelas pontas diárias assume especial importância quando se pretende avaliar a importância da manutenção programada nos estudos de fiabilidade.

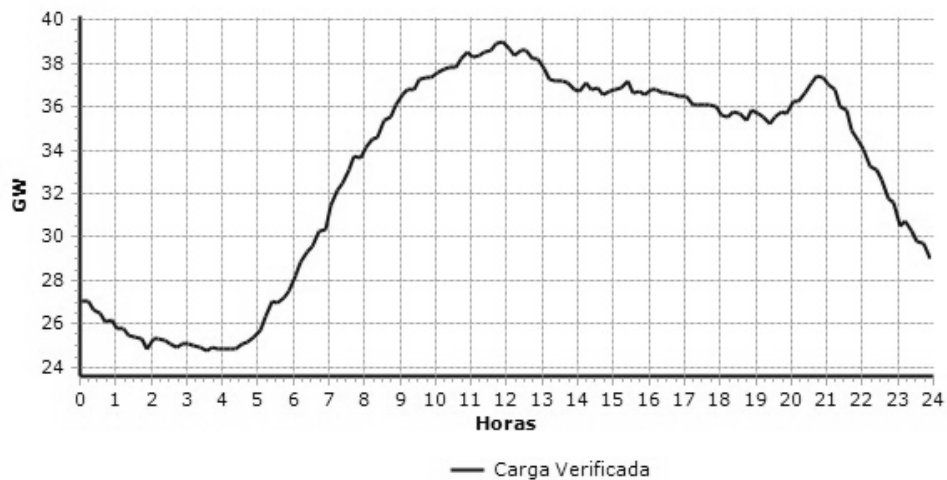


Figura 2.9 - Diagrama de carga Ibérico horário 17-05-2011

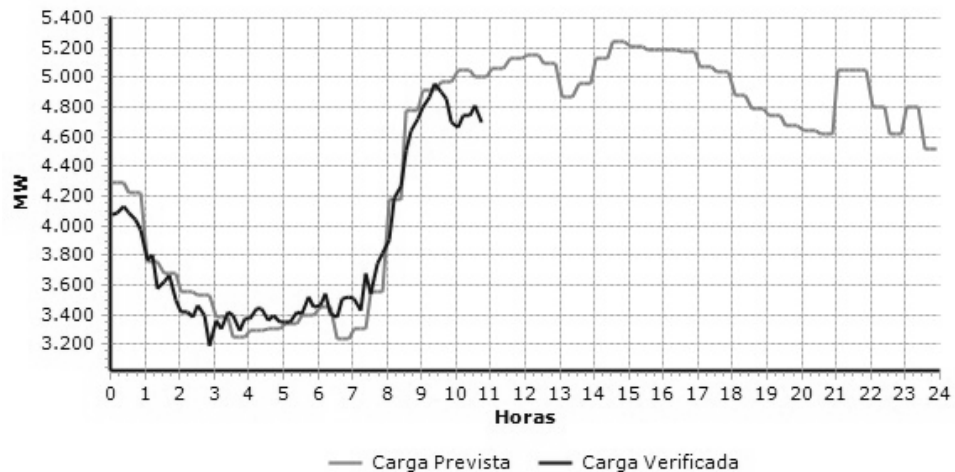


Figura 2.10 - Diagrama de carga português 18-05-2011

Na Figura 2.10 é possível verificar que a carga verificada não se afasta muito da previsão o que revela uma boa capacidade de previsão com erros pequenos. No que respeita ao cálculo de fiabilidade quando se trabalha com valores previstos é importante que estes tenham erros pequenos para que os índices a calcular sejam também eles fiáveis.

2.3.5 - Tabela de Capacidade Fora de Serviço

Como o próprio nome indica, as tabelas de capacidades são constituídas por níveis de capacidade fora de serviço, sendo que a cada nível de capacidade fora de serviço está associado um valor de probabilidade de ocorrência. Os diferentes pares de valores de capacidade fora de serviço e de probabilidade formam a tabela de probabilidades das capacidades fora de serviço.

No caso de todas as unidades do sistema serem idênticas, isto é, potência e F.O.R. iguais, então a tabela pode ser facilmente construída recorrendo à distribuição binomial utilizando a expressão (2.4). Porém, esta situação é pouco provável que aconteça.

$$p(k; n, p) = \binom{n}{k} F.O.R.^k (1 - F.O.R.)^{n-k} \quad (2.4)$$

Nesta expressão:

- $p(k, n, p)$ - probabilidade associada a uma determinada linha da tabela de capacidades fora de serviço;
- n - número total de unidades do sistema;
- k - número de unidades em serviço associada a uma determinada linha da tabela de capacidades.

No cálculo do risco da carga a tabela requer ainda de uma coluna adicional contendo a probabilidade de a carga não ser alimentada na totalidade.

Estes valores são obtidos da seguinte forma:

- Quando o valor da capacidade disponível é igual ou superior à carga máxima, a probabilidade da carga não ser alimentada é nula (zero);
- Quando o valor da capacidade disponível é inferior à carga mínima, a probabilidade da carga não ser alimentada é 1;
- Em relação aos valores intermédios, e admitindo uma linearização do diagrama de cargas classificado, entre os seus valores extremos, quando a capacidade disponível é inferior à carga máxima e igual ou superior à carga mínima então a probabilidade de a carga não ser alimentada é dada pela expressão (2.5).

$$\frac{L_{m\acute{a}x} - CES}{L_{m\acute{a}x} - L_{m\grave{i}n}} \quad (2.5)$$

Nesta expressão:

- $L_{m\acute{a}x}$ - limite superior do diagrama de cargas classificado (carga máxima);
- $L_{m\grave{i}n}$ - limite inferior do diagrama de cargas classificado (carga mínima);
- CES - Capacidade Em Serviço.

Teoricamente a tabela de capacidades fora de serviço deveria englobar todos os estados e combinações possíveis de capacidade do sistema. Porém, num sistema à escala real com um número de unidades considerável o número de estados do sistema pode ser enorme. Deve notar-se que o número de combinações num sistema constituído por “n” unidades, o número de estados possíveis será de 2^n , ou seja, o número de estados possíveis do sistema cresce de forma exponencial com o aumento do número de unidades produtoras.

De forma a facilitar a construção da tabela referida há duas técnicas passíveis de utilização: tabela truncada ou tabela arredondada.

O primeiro caso consiste em desprezar os estados em que o valor da probabilidade seja inferior a um valor pré-fixado mínimo. Esta técnica permite a redução do tempo de execução do algoritmo de construção da tabela visto que esta é truncada a cada adição de uma nova unidade.

A técnica de arredondamento consiste em agrupar em valores espaçados uniformemente só se registando saltos de amplitude constante. Apesar de diminuir o número de linhas da tabela final esta técnica exige que a influência de valores intermédios aos dos intervalos fixados, seja repartida pelos valores adjacentes, utilizando uma técnica de arredondamento. Normalmente a técnica de arredondamento utilizada corresponde a uma distribuição proporcional para eliminar o estado C (intermédio) distribuindo-o pelos estados X e Y utilizando as expressões (2.6) e (2.7).

$$P_X^{nova} = P_X^{antiga} + \frac{Y-C}{Y-X} P_C \quad (2.6)$$

$$P_Y^{nova} = P_Y^{antiga} + \frac{C-X}{Y-X} P_C \quad (2.7)$$

Nestas expressões:

- P_C - probabilidade do estado intermédio C;
- C - estado intermédio da tabela de capacidades fora de serviço a ser eliminado;
- X - estado anterior que pretende ser conservado ($X < Y$);
- Y - estado seguinte que pretende ser conservado;
- Os índices “antiga” e “nova” referem-se aos valores das probabilidades dos estados adjacentes antes e depois do processo de adição da nova unidade, respectivamente.

A magnitude destes “saltos” de capacidade dependerá da precisão desejada. A tabela final arredondada conterá então valores de capacidades em serviço que são múltiplos do passo de arredondamento (amplitude dos saltos). O número de níveis de capacidade da tabela de capacidades fora de serviço diminui à medida que o valor do passo aumenta. A utilização desta técnica introduz alguns erros no cálculo dos índices de fiabilidade. Este erro depende da amplitude do passo de arredondamento e do declive da característica de carga (do diagrama de cargas classificado). Em sistemas de elevada dimensão o erro é desprezável e, como tal, a técnica do arredondamento é utilizada com confiança por grande parte das empresas do sector eléctrico.

2.3.5.1 - Caso Ilustrativo [5]

Considerando que as avarias das unidades produtoras do sistema são aleatórias e independentes, é possível calcular a probabilidade de encontrar uma configuração com uma determinada capacidade fora de serviço, CFS, utilizando (2.8).

$$p(CFS) = q \cdot p \quad (2.8)$$

Nesta expressão:

$$q = \prod_{i=1}^{n1} P_{A i} \quad (2.9)$$

$$p = \prod_{i=1}^{n2} P_{F i} \quad (2.10)$$

$$CFS = \sum_{i=1}^{n1} P_{Gi} \quad (2.11)$$

$$n1 + n2 = n \quad (2.12)$$

Nestas expressões:

- $n1$ - número de geradores indisponíveis;
- $n2$ - número de geradores disponíveis;
- P_{Fi} - probabilidade do gerador i estar em funcionamento;
- P_{Ai} - probabilidade do gerador i estar avariado.

Uma vez que as configurações do sistema produtor podem ser considerados acontecimentos mutuamente exclusivos utiliza-se a expressão (2.13) para calcular a probabilidade do sistema se encontrar num estado com uma determinada CFS. Nesta expressão, CF_i representa uma configuração i que contribui para um dado valor de CFS.

$$p(CFS) = \sum_{i=1}^n p(CFi) \quad (2.13)$$

Para exemplificar o processo de construção da tabela de capacidades fora de serviço considere-se um sistema produtor simples constituído apenas por dois geradores com igual capacidade de produção e F.O.R. diferentes, sendo:

- $G1 = G2 = 10 \text{ MW}$;
- $FOR(G1) = 0,1$;
- $FOR(G2) = 0,2$.

Neste sistema, a combinação de casos possíveis de funcionamento e de avaria de geradores conduz-nos à definição de 4 estados possíveis (F - em funcionamento; A - avariado) descritos na Tabela 2.1:

Tabela 2.1 - Tabela de capacidades fora de serviço para G1 e G2 e respectivas probabilidades

G1	G2	Capacidade Fora de Serviço	Probabilidade de Ocorrência
F	F	0 MW	$= (1 - FOR(G1)) * (1 - FOR(G2)) = 0,72$
F	A	10 MW	$= (1 - FOR(G1)) * FOR(G2) = 0,18$
A	F	10 MW	$= 0,1 * 0,8 = 0,08$
A	A	20 MW	$= 0,1 * 0,2 = 0,02$
TOTAL			= 1,00

Por inspeção dos resultados acima é fácil perceber que há duas formas de se obter uma capacidade fora de serviço de 10 MW. Podemos, pois, associar esses dois estados reorganizando a tabela que ficará agora com apenas 3 estados possíveis como indica a Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Tabela agregada de CFS para G1 e G2 e suas probabilidades de ocorrência

Capacidade Fora de Serviço	Probabilidade de Ocorrência
0 MW	= 0,72
10 MW	= 0,18 + 0,08 = 0,26
20 MW	= 0,02
TOTAL	= 1,00

2.3.5.2 - Adição de um gerador ao caso ilustrativo

Admita-se que se adiciona um gerador com as seguintes características ao sistema anterior:

- G3 = 20 MW;
- FOR(G3) = 0,3.

Aparecem, em consequência, novas combinações possíveis para capacidades fora de serviço, resultantes de avarias deste novo grupo. Acontece, também, que a ocorrência de um estado pode ser originada de novas maneiras: é o caso da perda de 20 MW, que anteriormente acontecia só com a perda dos dois geradores de 10 MW e agora também ocorre com a perda isolada do novo gerador.

Assim, como regra geral, é necessário:

- aos estados anteriores (antigos), multiplica-los pela probabilidade do novo gerador estar a funcionar;
- adicionar, aos estados novos, a probabilidade do novo gerador estar avariado multiplicado pela probabilidade daquele estado anterior que, combinado com a saída forçada do novo grupo, origina o valor em causa de capacidade fora de serviço.

Assim resulta do caso ilustrativo em análise, a nova tabelas das capacidades fora de serviço que se apresenta em seguida.

Tabela 2.3 - Tabela de CFS para G1, G2 e G3 e respectivas probabilidades de ocorrência

Capacidade Fora de Serviço	Estados Antigos	Estados Novos	Probabilidade
0 MW	0,72 * 0,7		= 0,505
10 MW	0,26 * 0,7		= 0,182
20 MW	0,02 * 0,7	+ 0,72 * 0,3	= 0,230
30 MW		0,26 * 0,3	= 0,078
40 MW		0,02 * 0,3	= 0,006
			= 1,000

Observa-se deste exemplo, por curiosidade, que é mais provável ter uma capacidade fora de serviço de 20 MW do que 10 MW, isto deve-se ao facto de a capacidade de G3 ser de 20 MW que acrescenta uma nova combinação de perda de 20 MW e, por isso, uma contribuição para a probabilidade de ocorrência deste estado.

Como se verifica, a construção da tabela de capacidades fora de serviço para sistemas com poucas unidades é fácil. No entanto, para sistemas maiores e mais complexos a sua construção revela-se morosa, pois torna-se impraticável listar todos os estados possíveis, pelo que este processo se revela ineficiente.

2.3.5.3 - Algoritmo recursivo para construir a Tabela de CFS

A Tabela das Probabilidades das Capacidades Fora de Serviço para o sistema produtor pode ser construída através de um algoritmo recursivo, que também pode ser usado para remoção de uma unidade produtora de um sistema de qualquer dimensão. Para tal, basta começar por uma tabela trivial, com um só gerador, e ir acrescentando sucessivamente todas as unidades do sistema, uma a uma, por aplicação da expressão (2.14).

$$P^{com}(X) = P^{sem}(X) \cdot (1 - p) + P^{sem}(X - C) \cdot p \quad (2.14)$$

Nesta expressão:

- C - capacidade da nova unidade a adicionar à tabela;
- p - F.O.R. da nova unidade a adicionar;
- $P^{sem}(X)$ - probabilidade associada ao estado X, na tabela anterior à adição de C;
- $P^{sem}(X - C)$ - probabilidade associada ao estado X-C, na tabela anterior à adição de C;
- $P^{com}(X)$ - probabilidade associada ao estado X, após a adição de C.

No caso da remoção de um gerador, é possível através da expressão (2.14) utilizar a sua versão adaptada obtendo-se (2.15).

$$P^{sem}(X) = \frac{P^{com}(X) - P^{sem}(X-C).p}{(1-p)} \quad (2.15)$$

A aplicação desta expressão é possível desde que a ordem das operações nas diversas entradas da tabela seja tal que $P^{sem}(X-C)$ seja calculado antes que $P^{sem}(X)$, o que é sempre possível pois, para valores negativos de $(X-C)$, a probabilidade de ocorrência de um tal estado é simplesmente zero.

2.3.6 - Cálculo do LOLP (*Loss Of Load Probability*)

Dispondo de uma tabela de capacidades fora de serviço e de um diagrama de cargas, é possível então calcular o risco de perda de carga.

Os estudos de reserva estática permitem calcular, entre outros índices, a indisponibilidade do sistema, mais concretamente, quantificar os períodos do horizonte temporal em análise em que poderá ocorrer corte de carga por indisponibilidade da produção, traduzido pelo indicador LOLP (*Loss Of Load Probability*).

Este índice indica a probabilidade do sistema produtor não ter capacidade suficiente para alimentar a carga pedida, sendo portanto uma probabilidade e por isso adimensional. Este índice pode ser calculado por (2.16).

$$LOLP = \sum_{i=1}^n p(X_i) \times p(L > X_{m\acute{a}x} - X_i) \quad (2.16)$$

Nesta expressão:

- $p(X_i)$ - probabilidade de perda de uma capacidade X_i MW;
- $X_{m\acute{a}x}$ - capacidade total instalada em MW;
- $p(L > X_{m\acute{a}x} - X_i)$ - probabilidade da ponta de carga L ser superior à capacidade disponível no estado i;
- n - numero de estados possíveis do sistema produtor correspondente à dimensão da Tabela das CFS.

Assim, o cálculo do risco de perda de carga implica a execução dos seguintes passos:

- Construir a coluna das capacidades fora de serviço;
- Construir a coluna de probabilidades das capacidades fora de serviço;
- Construir a coluna de probabilidades de ocorrência;
- Multiplicar os elementos da mesma linha destes últimos dois vectores, obtendo o vector do risco de perda de carga;
- Somar todos os valores da tabela do risco de perda de carga, para obter o valor de LOLP.

Como exemplo, admita-se que o diagrama de cargas do nosso sistema de 3 geradores é dado por uma recta definida por um máximo de 25 MW e um mínimo de 5 MW. A capacidade máxima do sistema produtor é de 40 MW como mostra a Figura 2.11.

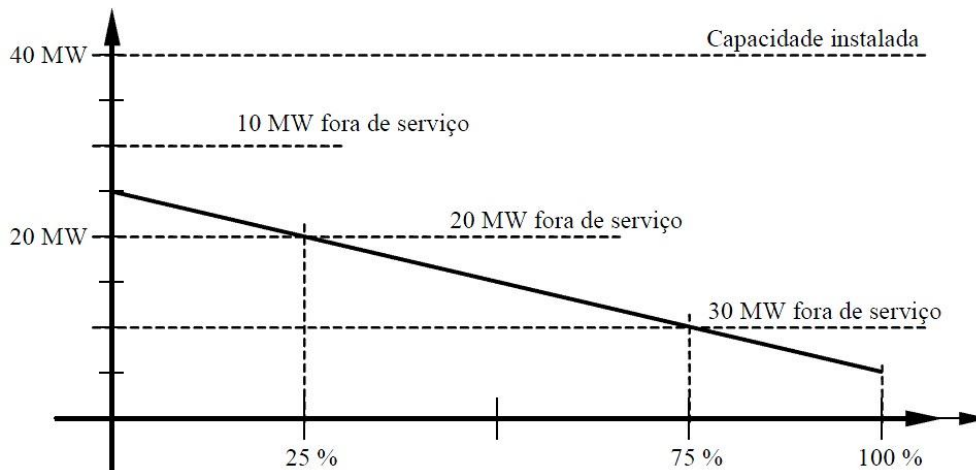


Figura 2.11 - Exemplo da aplicação do caso ilustrativo sobre um diagrama de cargas classificado [5]

Nestas condições, o LOLP é dado por:

$$LOLP = 0 \times 0,505 + 0 \times 0,182 + 0,25 \times 0,230 + 0,75 \times 0,078 + 1,0 \times 0,006 = 0,112$$

Cada probabilidade de ocorrência da Tabela 2.3 é multiplicada pela representação do seu estado no diagrama de cargas classificado, ou seja, a percentagem a carga é superior à capacidade fora de serviço.

2.3.7 - Cálculo do LOLE (*Loss Of Load Expectation*)

Um outro índice da fiabilidade do sistema é o LOLE (*Loss Of Load Expectation*). Este índice não é mais que a apresentação da probabilidade LOLP em termos do tempo em que o sistema produtor poderá não alimentar as pontas de carga. O valor de LOLE pode ser obtido

multiplicando o valor de LOLP pelo intervalo de tempo a que se refere o diagrama de cargas considerado para o cálculo do LOLP.

Assim do exemplo anterior e considerando que o diagrama classificado representa as pontas diárias verificadas num ano, o valor de LOLE será dado por:

$$LOLE = 0,112 \times 365 = 44,53 \text{ dias/ano}$$

Este valor significa que, para o sistema em análise, nestas condições, a carga não seria satisfeita em aproximadamente 45 dias dos 365 que constituem o ano. Obviamente este é um valor inaceitável, na prática, pelo que é aqui apresentado a título ilustrativo.

De salientar, o facto de o LOLE dever ser apresentado na mesma ordem de grandeza dos dados do diagrama classificado, isto é, se o diagrama é constituído por valores diários o LOLE deve apresentar-se em dias/ano, como no exemplo. Se o diagrama representasse valores horários o LOLE deveria apresentar-se em horas/ano. Em suma, o LOLE não deve reflectir um nível de pormenor maior que o dos dados fornecidos.

2.3.8 - Cálculo do LOEE (*Loss Of Energy Expectation*)

Além do LOLP e LOLE, que representam o risco de perda de carga, é possível calcular também a energia não fornecida. Dispondo do diagrama de cargas, a área localizada debaixo da curva, para um determinado período, corresponde à Energia Não Fornecida durante esse período, devido a insuficiente capacidade de produção. Estes resultados também podem ser expressos sob a forma do quociente entre a Energia Não Fornecida devido a insuficiente capacidade instalada e a energia total necessária para garantir a satisfação dos consumos.

Para a obtenção da energia esperada não fornecida a probabilidade de ter uma dada capacidade fora de serviço O_k é combinada com o diagrama de cargas do sistema como está representado na Figura 2.12. Assim, qualquer perda de capacidade superior à reserva do sistema resulta numa diminuição da energia fornecida ao sistema.

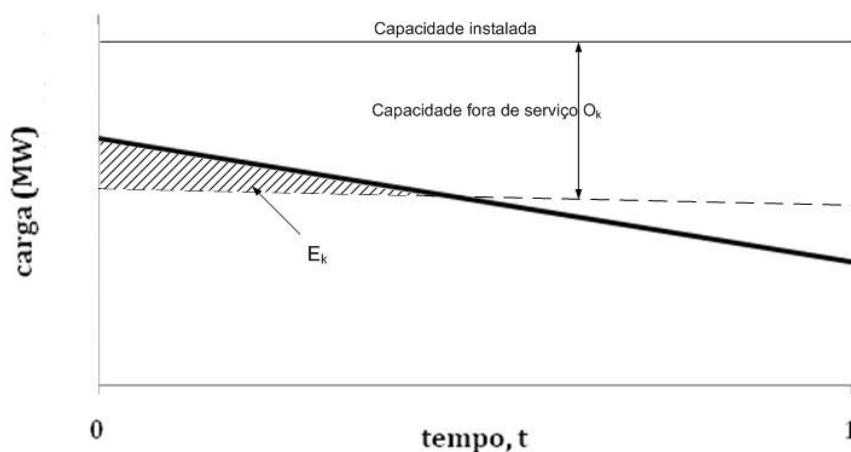


Figura 2.12 - Energia não fornecida para um dado valor de capacidade fora de serviço

Considerando uma série discreta de valores, o valor esperado da energia não fornecida, LOEE, é dado por (2.17).

$$LOEE = \sum_{k=1}^n E_k \times P_k \quad (2.17)$$

Normalizando esse valor considerando a energia total fornecida, obtém-se (2.18):

$$LOEE = \sum_{k=1}^n \frac{E_k \times P_k}{E} \quad (2.18)$$

Nestas expressões:

- O_k - capacidade indisponível;
- P_k - probabilidade de uma capacidade indisponível igual a O_k ;
- E_k - energia indisponível devido à perda de capacidade O_k ;
- E - total de energia consumida pelo sistema.

2.3.9 - Manutenção dos grupos produtores

A manutenção dos grupos produtores é fundamental para o bom funcionamento dos mesmos evitando interrupções forçadas em demasia. Salienta-se a palavra “programada”, pois ela reflecte um plano de execução previsto para a unidade em questão pré-estabelecido pelo que não se trata de um acontecimento aleatório como é o caso das avarias.

A manutenção deve ser definida procurando minimizar o impacto no risco de perda de carga. Uma das formas de conseguir esse efeito consiste em procurar programar a manutenção para períodos do ano em que a procura de energia seja mais baixa.

No que respeita à inclusão da manutenção programada, até agora ignorada, existem métodos exactos de a inserir na Tabela de Capacidades Fora de Serviço e métodos aproximados que levam a resultados com erros pequenos face aos métodos exactos. A vantagem dos métodos aproximados resulta da não necessidade de recalcular a tabela de capacidades fora de serviço o que leva a uma diminuição do tempo de execução do algoritmo.

Estes métodos serão descritos com mais pormenor no Capítulo 3, onde será detalhado o método utilizado na aplicação desenvolvida.

2.4 - Nível Hierárquico II

Ao nível HLI foi ignorada a rede de transporte, ou dito de outra forma, considerada 100% fiável e não impondo limitações ao trânsito de potências. Contudo, esta situação, em muitos casos, não é aceitável pois a rede de transporte introduz “estrangulamentos” no trânsito de potência e, por outro lado, os seus componentes não são completamente fiáveis. Deste modo,

ter um sistema produtor bem dimensionado não significa a garantia de um bom nível de qualidade ou continuidade na satisfação da carga.

Assim, nesta análise mais abrangente, a rede de transporte influencia a continuidade ou qualidade do serviço combinando três factores principais:

- ocorrência de avarias nos ramos;
- limites técnicos no trânsito de energia nos ramos da rede;
- 2ª lei de *Kirchhoff*.

Com efeito, o operador da rede não tem liberdade para escolher porque ramos e que quantidade de energia deve circular a cada momento neles, pois a rede de transporte não se comporta como tal, no sentido matemático do termo, ao contrário de uma qualquer rede de transportes rodoviários, por exemplo, em que apenas a 1ª Lei de *Kirchhoff* precisa de ser respeitada. Neste cenário, o operador apenas tem liberdade para alterar a produção das unidades (*Despacho e Re-despacho*) de modo a que os limites técnicos da rede de transporte sejam respeitados.

Nesta dissertação não se pretende fazer uma descrição dos métodos usados no *Despacho* mas na forma como se pode avaliar a fiabilidade do sistema a este nível.

Os estudos de fiabilidade a este nível são sobretudo um meio de avaliar o desempenho de um determinado sistema composto, permitindo apontar deficiências no sistema incluindo reforços ou expansões ao nível da produção e do transporte.

Analisando apenas as avarias, numa rede com “*l*” ramos existirão 2^l combinações possíveis de configuração de rede para posteriormente se proceder ao cálculo de *Despacho* de potência obedecendo aos outros dois requisitos. Estas combinações teriam ainda que ser combinadas com as do sistema produtor. Note-se ainda que o número de linhas ou variáveis envolvidas no sistema de transporte, normalmente, é bem mais elevado que o número de unidade de produção o que, já por si, faz disparar o número de estados deste sistema face ao sistema produtor quando isolado.

Ao longo das últimas duas décadas desenvolveram-se diversas técnicas de índole analítica bem como diversas aplicações utilizando o método de simulação de Monte Carlo. Devido ao peso computacional do método de Monte Carlo, até meados da década de 80, foi dada alguma preferência aos métodos analíticos.

Graças ao enorme avanço do poder computacional e o seu preço acessível disponível nos dias de hoje e ao desenvolvimento de técnicas de aceleração de convergência, o método de Monte Carlo ganhou nova força e assume de novo uma importância relevante nas técnicas de análise de fiabilidade por simulação.

2.4.1 - Método de Monte Carlo

Como já foi salientado, uma avaliação analítica exigiria uma análise exaustiva de todas as combinações do estado de residência do sistema eléctrico. Deste ponto de vista, o número de combinações seria simplesmente excessivamente elevado para ser possível realizar em tempo útil. Uma forma de reduzir esse número de combinações e a dimensão do problema será desprezar estados, isto é, reter apenas estados que contribuam de forma significativa para os índices finais. Assim, a este nível, o emprego dos métodos analíticos vem na linha do que se faz no Nível Hierárquico I, adicionando condicionantes técnicas.

O método de Monte Carlo é um método de simulação, concebido pelo matemático *Stan Ulam* em 1946. Tem a vantagem de poder agregar todos os componentes do sistema podendo estes serem encontrados num dos seus estados de residência. Por exemplo, uma linha pode residir no seu estado de funcionamento (resistência nominal e limites técnicos impostos) ou de avaria (para efeitos de cálculo equivale a ter uma resistência infinita o que impede o trânsito de potência nessa linha). Outras variáveis, como por exemplo as cargas, podem ser representadas por diversos níveis. De modo geral, cada estado é caracterizado por um vector “ e ” em que os seus elementos “ e_i ” representam o estado do componente “ i ”.

O método de Monte Carlo apresenta as seguintes vantagens:

- Poder ser utilizada qualquer função de distribuição de densidade de probabilidade;
- As relações de dependência de acontecimentos podem ser incluídas facilmente;
- O trabalho analítico é relativamente simples.
- O aumento do número de componentes do sistema pode ser incorporado facilmente;

Na utilização do método, as simulações podem ser de tipo:

- Cronológicas;
- Não cronológicas.

Quando se usa uma representação cronológica, há necessidade de representar os elementos nos seus estados em cada intervalo de tempo ao longo do horizonte de simulação T .

2.4.1.1 - Algoritmo genérico da Simulação de Monte Carlo

No método de Monte Carlo estima-se $E(F)$ a partir de um sorteio de N estados do sistema, ou se preferir, N cenários. Calcular o valor exacto de $E(F)$, como foi dito anteriormente, torna-se impraticável devido à grande cardinalidade do conjunto de estados do sistema. Portanto, $E(F)$ será estimado como sendo o valor médio da função $F(x_i)$, que descreve o comportamento do sistema em cada um dos N estados sorteados, ou seja:

$$\hat{E}(F) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F(x_i) \quad (2.19)$$

Nesta expressão:

- $\hat{E}(F)$ - estimativa do valor esperado de $E(F)$;
- N - dimensão da amostra;
- x_i - i -ésimo vector sorteado dos estados do sistema;
- $F(x_i)$ - valor da função utilizada para caracterizar o comportamento do sistema para o estado x_i .

Note-se que $\hat{E}(F)$ é uma estimativa do valor esperado. Assim, o valor médio de uma amostra distribui-se a volta do valor exacto da amostra, de tal forma que a incerteza da amostra pode ser representada pela variância de $\hat{E}(F)$ pela expressão (2.20).

$$V(\hat{E}(F)) = \frac{V(F)}{N} \quad (2.20)$$

Como a variância de F não é conhecida esta pode ser estimada por (2.21).

$$\tilde{V}(F) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N [F(x_i) - \hat{E}(F)]^2 \quad (2.21)$$

Facilmente se verifica que, para amostras de grande dimensão (como é o caso), a incerteza é inversamente proporcional à dimensão da amostra. Assim, é estabelecido um critério de paragem ou convergência de uma Simulação de Monte Carlo através da definição de uma incerteza relativa com base num coeficiente de variação β tal como se apresenta pela expressão (2.22).

$$\beta^2 = \frac{V(\hat{E}(F))}{\hat{E}(F)^2} \quad (2.22)$$

Nestas expressões:

- $V(\hat{E}(F))$ - variância exacta da estimativa do valor esperado de $E(F)$;
- $V(F)$ - variância exacta da função da amostra;
- $\tilde{V}(F)$ - valor estimado da variância da função da amostra;
- β - coeficiente de variação;
- N - número de estados analisados.

Substituindo em (2.22) a expressão (2.20) e rearranjando de modo a evidenciar N , podemos ainda obter a expressão (2.23) que relaciona, para uma dada precisão β da amostra,

o número de sorteios que deverão ser efectuados com a variância e a estimativa do valor esperado após analisar N estados.

$$N = \frac{V(F)}{[\beta \hat{E}(F)]^2} \quad (2.23)$$

Assim, para um dado coeficiente de variação β , verifica-se por (2.23) que a forma de reduzir o número de sorteios necessários estará associada à redução da variância de F .

2.4.1.2 - Técnicas de redução da variância

Reduzindo a variância de F é possível reduzir o número de sorteios obtendo a mesma precisão, o que traduz um menor esforço computacional. No entanto, nem todas as técnicas teóricas de redução de variância são aplicáveis ao SEE.

Variável de controlo

Este método pressupõe a possibilidade de, por um método analítico independente do processo de Monte Carlo, calcular um valor aproximado daquele que se deseja conhecer, isto é, por exemplo, para o sistema eléctrico o valor calculado do LOLP ao nível HLI será uma aproximação possível e correlacionada com o valor que se pretende obter no sistema composto ao nível HLII.

Admitamos que Z e F são duas variáveis aleatórias positivamente correlacionadas. A variável Z está associada ao método analítico aproximado. Assim, define-se uma nova variável aleatória, Y que é dada pela expressão (2.24). Repare-se que o valor de $E(Z)$ deverá ser disponibilizado de forma rápida através do método analítico já referido.

$$Y = F - Z + E(Z) \quad (2.24)$$

É possível ver que estimar $E(F)$ é equivalente a estimar $E(Y)$ dado que se verifica em (2.25):

$$E(Y) = E(F) - E(Z) + E(Z) = E(F) \quad (2.25)$$

Contudo a variância de Y é menor que a de F , visto que se verifica (2.26):

$$V(Y) = V(F) + V(Z) - 2Cov(F, Z) \quad (2.26)$$

Como F e Z são variáveis positivamente correlacionadas, geralmente acontece que:

$$2Cov(F, Z) > V(Z) \quad (2.27)$$

Assim, pode concluir-se que $V(Y)$ é menor que a $V(F)$, pelo que $E(F)$ pode ser calculado mais rapidamente, ou com menor número de estados sorteados e avaliados, através do cálculo de $E(Y)$, sendo a variável Z a variável de controlo.

Método do escalonamento por importância

A técnica de escalonamento por importância consiste na deformação da distribuição de probabilidade dos acontecimentos “ x ” de modo a aumentar a probabilidade de acontecimentos que mais contribuem para os índices de fiabilidade. No caso do SEE esses acontecimentos são aqueles em que ocorre corte de carga. Assim, se consegue diminuir a variância a estimar sem alterar o valor esperado.

Da análise probabilística, o valor esperado de uma função F associada a um sistema eléctrico é dado por (2.28).

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \cdot p(x) \quad (2.28)$$

Nesta expressão:

- $F(x)$ - função que descreve o estado do sistema;
- $p(x)$ - probabilidade da ocorrência do estado do sistema (admitindo a possibilidade de efectuar este cálculo).

Multiplicando e dividindo por $p'(x)$ o lado direito de (2.28), obtemos:

$$E(F) = \sum_{x \in X} \frac{F(x) \cdot p(x)}{p'(x)} \cdot p'(x) = E(F') \quad (2.29)$$

Nesta expressão:

- $p'(x)$ - nova distribuição de probabilidade de “ x ” em que os acontecimentos mais importantes têm uma probabilidade de ocorrência mais elevada.

Esta nova expressão pode ser interpretada como estando associada a uma nova função de análise do sistema (2.30).

$$F' = \frac{F(x) \cdot p(x)}{p'(x)} \quad (2.30)$$

Sendo assim a variância de $E(F')$ será dada por (2.31):

$$V(F') = \sum_{x \in X} \left[\frac{F(x) \cdot p(x)}{p'(x)} - E(F) \right] \cdot p'(x) \quad (2.31)$$

Na verdade $p'(x)$ é desconhecida, pelo que se fosse possível definir $p'(x)$ na forma por (2.32) então:

$$p'(x) = \frac{F(x).p(x)}{E(F)} \quad (2.32)$$

$V(F')$ seria nulo, o que levaria a um resultado espantoso de só ser necessário um sorteio para estimar o valor esperado. Infelizmente esse resultado depende do valor de $E(F)$, que corresponde ao valor que queremos estimar. Se dispusermos de uma função $Z(x)$ aproximada, poderemos então calcular um valor aproximado $p''(x)$, alterando a expressão (2.32) e obtendo (2.33).

$$p''(x) = \frac{Z(x).p(x)}{E(Z)} \quad (2.33)$$

Resultará então que $E(F)$ será dada da expressão (2.34).

$$E(F) = \sum_{x \in X} \left[\frac{F(x)}{Z(x)} \cdot E(Z) \right] \cdot p''(x) \quad (2.34)$$

Assim, e concluindo, o valor esperado estimado de F pode ser calculado pela expressão (2.35).

$$\hat{E}(F) = \frac{1}{N^*} \sum_{i=1}^{N^*} \frac{F(x_i)}{Z(x_i)} \cdot E(Z) \quad (2.35)$$

Em suma, as técnicas de simulação de Monte Carlo são muito flexíveis, permitindo a representação de inúmeros aspectos do funcionamento dos sistemas que por vezes os modelos analíticos têm dificuldade em capturar. Porém, tomados isoladamente, os ensaios de Monte Carlo são muito pesados computacionalmente.

2.5 - Nível Hierárquico III

A este nível o estudo da fiabilidade seria o mais complexo de todos, sendo que as dificuldades que aqui ocorrem são as mesmas do sistema composto mas com maior número de variáveis de estado. Porém, a fiabilidade ao nível do Sistema de Distribuição, quando este é analisado isoladamente, não tem uma contribuição tão importante como a fiabilidade do sistema produtor e transporte, visto que uma avaria a este nível afecta uma quantidade de utilizadores muito menos alargada que uma contingência ao nível HLII, por exemplo.

Caracterizando a rede de distribuição, esta operam em diferentes níveis de tensão fazendo a interligação entre a rede de transporte e os clientes finais.

Pela razão descrita anteriormente, os estudos de fiabilidade relativos às redes de distribuição são normalmente efectuados separadamente do sistema de produção e transporte. Do ponto de vista dos clientes um bom serviço a este nível é tão importante como um bom serviço ao nível da produção e do transporte e, por isso, grande parte dos índices que caracterizam o sistema de distribuição baseiam-se no histórico dos clientes, permitindo obter a informação relevante em relação à qualidade e continuidade do serviço prestado.

Os índices usados nos estudos de qualidade de serviço da rede de distribuição em Portugal são:

- SAIFI - *System Average Interruption Frequency Index* (Frequência Média de Interrupções no Sistema);
- SAIDI - *System Average Interruption Duration Index* (Duração média das interrupções do sistema (SAIDI), em minutos);
- ENF - Energia não fornecida, em MWh;
- CAIDI - *Customer Average Interruption Duration Index*;
- SARI - *System Average Interruption Index* (Tempo médio de reposição de serviço do sistema, em minutos);
- TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada.

Estes índices fornecem valores médios, permitem também um melhor planeamento, e podem ser utilizados para seleccionar investimentos de modo a melhorar a qualidade e continuidade do abastecimento da energia eléctrica.

Capítulo 3

Aspectos gerais da aplicação

3.1 - Introdução

Na actualidade a sustentabilidade energética e a redução do consumo de recursos fósseis para a produção de energia eléctrica assume especial importância no plano estratégico das entidades envolvidas no planeamento e operação do sistema.

Portugal tem vindo a reforçar a sua capacidade de produção de origem renovável ao longo da última década e combinando esforços para que a sua contribuição seja cada vez maior, fazendo diminuir a dependência de combustíveis fósseis utilizados no sistema produtor térmico.

Contudo, o sistema produtor português tem uma grande capacidade térmica instalada que sustenta grande parte do diagrama de consumos diários como se pode verificar na Figura 3.1.

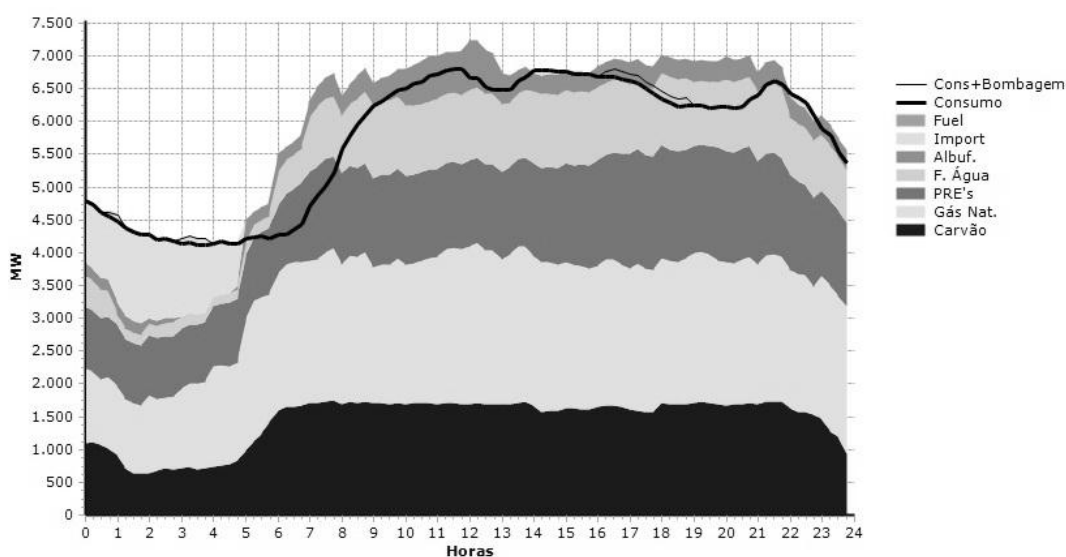


Figura 3.1 - Diagrama dos consumos totais e respectivas produções de 23 de Maio de 2010

Com uma capacidade térmica instalada que em grande parte do tempo excede o consumo e com a forte contribuição da produção hídrica e das PRE's (Produção em Regime Especial) onde a eólica assume principal importância, a estratégia passará por tornar o sistema térmico mais eficiente e com menor dimensão, desactivando centrais e trabalhando com menos grupos produtores envolvidos sem afectar a fiabilidade do sistema.

O objectivo deste trabalho prende-se por isso em avaliar o impacto da produção hídrica e eólica na produção global do sistema ao longo do ano fazendo uma avaliação da sua importância na sustentabilidade dos índices de fiabilidade do sistema produtor.

Neste capítulo serão descritas as funcionalidades da aplicação desenvolvida para o efeito e as simplificações utilizadas nesse processo.

A aplicação desenvolvida neste projecto terá a designação "Impactus".

Para obter os resultados desejados serão efectuados uma série de cálculos que se resumem em seguida:

- Tabelas das Probabilidades das Capacidades Fora de Serviço;
- Combinação com os diferentes valores de produção eólica e hídrica;
- Cálculo do LOLP e LOLE para diferentes situações.

A aplicação permitirá a escolha do tratamento de dados para na construção do diagrama de cargas a ser utilizado na execução do algoritmo como será explicado com mais pormenor no Capítulo 4.

3.2 - Tabela das Probabilidade das Capacidades Fora de Serviço

A tabela de capacidades e probabilidades associadas para modelizar o sistema produtor térmico será construída utilizando o algoritmo recursivo, detalhado no Capítulo 2, utilizando uma listagem de centrais fornecidas pelo utilizador.

A tabela fornecerá uma listagem de Capacidade em Serviço e a Probabilidade a elas associada ao invés de uma listagem de capacidade fora de serviço. Esta preferência deve-se à mais fácil utilização da capacidade em serviço para os cálculos que serão efectuados em seguida.

Deve notar-se que a capacidade em serviço será a capacidade fora de serviço subtraída à capacidade total do sistema sendo a probabilidade dessa capacidade a probabilidade da capacidade fora de serviço subtraída à unidade. Em suma, veremos probabilidades associadas à disponibilidade em vez de trabalhar com indisponibilidades.

3.3 - A Carga

A ferramenta de *software* desenvolvida proporcionará ao utilizador a escolha do número de níveis de carga pretendidos, isto é, o utilizador poderá escolher quantos períodos diários pretende considerar para a execução do algoritmo.

A aplicação permite ainda seleccionar o valor a ser utilizado em cada nível de carga, se pretende trabalhar com o valor médio ou o pico do período em análise. De salientar que ao escolher o número máximo de períodos diários (24 períodos), é indiferente escolher a média ou o valor de pico, pois cada período só contemplará um único valor.

Assim, uma vez que o período de tempo em análise é um ano, o diagrama de cargas a ser considerado terá $365 \times n_p$ valores, em que n_p é o número de períodos diários a considerar na execução do algoritmo.

A Figura 3.2 ilustra o diagrama de cargas anual horário referente ao ano de 2010 e a Figura 3.3 ilustra o diagrama de cargas construído a partir do diagrama representado pela Figura 3.2 com apenas um período diário o que correspondente a 365 níveis de carga.

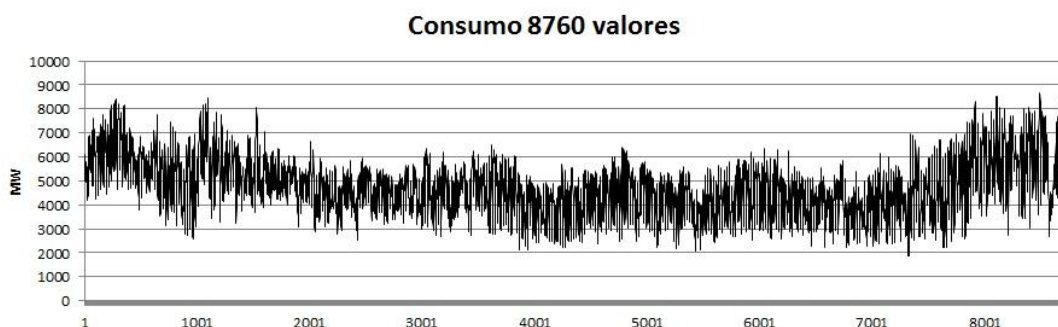


Figura 3.2 - Diagrama de consumos horários de 2010

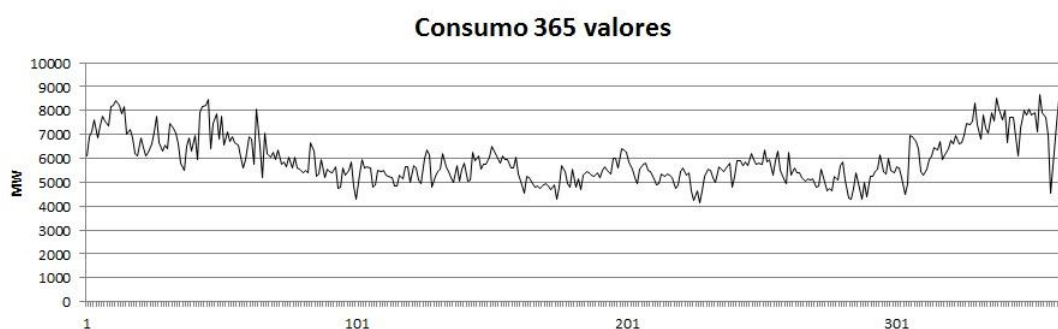


Figura 3.3 - Diagrama de consumos diários de 2010, resultado da pontas do diagrama da Figura 3.2

Os valores dos consumos verificados devem ser fornecidos à aplicação, por isso, bem como os valores horários associados a outras fontes de energia que compõem sistema produtor que se admite serem inteiramente disponíveis. Assim, os valores de produção dessas fontes serão

descontados à carga efectiva, bem como a importação verificada. Devem, ainda, ser somadas ao consumo a bombagem e a exportação. Portanto, o consumo a ser fornecido ao programa deve corresponder ao valor obtido com a expressão (3.1).

$$\text{Consumo}F_i = \sum_i(\text{Consumo}_i; \text{Bombagem}_i; \text{Exportação}_i) - \sum_i(\sum \text{outras PRE}'s_i; \text{Importação}_i) \quad (3.1)$$

Nesta expressão:

- $\text{Consumo}F_i$ - consumo final a ser fornecido à aplicação;
- i - hora do ano correspondente;
- $\text{outras PRE}'s_i$ - engloba todas as PRE's do diagrama de cargas à excepção da produção eólica.

Note que a produção hídrica não deve ser descontada para efeitos de análise final, visto que se pretende estudar também o seu impacto.

3.4 - Produção

A aplicação desenvolvida permite ao utilizador a escolha da consideração da manutenção prevista no sistema produtor térmico ou não.

A consideração exacta da influência das acções de manutenção nos índices de fiabilidade a calcular corresponderia a dividir o ano em tantos períodos quantas as capacidades em manutenção e, para cada um desses períodos, seria construída uma nova à Tabela de Capacidades Fora de Serviço não considerando a capacidade em manutenção de modo a calcular um valor parcial dos índices de fiabilidade. O valor final seria calculado pesando os valores parciais pelas durações dos tempos respectivos.

Este método requer o cálculo da Tabela de Capacidades tantas vezes quanto o número de unidades em manutenção nesse ano, o que torna este processo demorado e trabalhoso. Apesar disso, não tem em conta que as acções de manutenção, apesar de programadas, podem ser adiadas face à ocorrência de avarias em certos geradores.

Outro método consistiria em realizar uma simulação de Monte Carlo, incluindo regras específicas relativas ao programa de manutenção.

Existem, ainda, métodos aproximados que têm a vantagem de não exigirem a construção de novas Tabelas de Probabilidades das Capacidades Fora de Serviço tornando o processo menos pesado computacionalmente. São de destacar:

- Adição da capacidade de manutenção à carga ou subtracção da capacidade em manutenção à capacidade disponível. No caso de se adicionar a potência dos geradores em manutenção à carga, há várias alternativas possíveis:

- Calcular uma “potência média em manutenção” e adicionar essa potência a todos os pontos do diagrama de cargas;
 - Adicionar a potência em manutenção não a todo o diagrama, mas apenas às suas zonas inferiores, ou seja, com menor carga;
 - Acrescentar a potência em manutenção à carga no período de tempo em que esta se encontra programada.
- Admitir que a entrada em manutenção de um grupo corresponde a um evento aleatório de carácter independente (tal como as avarias), e somar uma “taxa de manutenção” à FOR de cada grupo, construindo-se posteriormente a Tabelas da forma habitual.

Os métodos aproximados têm-se revelado eficientes computacionalmente quando comparados com as formulações exactas, introduzindo erros pequenos desde que a capacidade em manutenção corresponda a uma potência reduzida face à potência total instalada.

Na aplicação desenvolvida as acções de manutenção a realizar nos grupos térmicos deve ser referida na sua descrição. Assim, se uma central possuir um grupo térmico que entre em manutenção nesse ano este deve ser introduzido individualmente na lista de centrais.

Como normalmente os períodos de manutenção correspondem a múltiplos de uma semana, o utilizador na introdução de dados, deverá especificar o dia e o mês inicial e a duração (em semanas) da manutenção desse grupo.

Será criado um vector com 8760 valores que corresponderá à manutenção prevista ao longo do ano para ser adicionada, no instante de tempo respectivo, à carga horária em análise.

Capítulo 4

Especificações da aplicação

4.1 - Aspectos gerais

Neste Capítulo será apresentada uma descrição pormenorizada de todas as funcionalidades da aplicação desenvolvida. De modo a clarificar todas as vertentes e explicações serão incluídas imagens do interface da aplicação.

Serão ainda explicados os cuidados a ter em conta na sua utilização, possíveis erros e a forma de os contornar e evitar para garantir uma boa execução e obtenção dos resultados pretendidos.

Serão expostas as estratégias utilizadas no algoritmo implementado e, finalmente, serão abordados aspectos que poderiam ser melhorados ou implementados.

A linguagem utilizada no desenvolvimento de *“Impactus”* foi VBA (*Visual Basic for Applications*).

4.2 - Interface gráfica

4.2.1 - Painel inicial

Quando se executa o ficheiro denominado “*Impactus*”, o utilizador depara-se com o painel inicial apresentado na Figura 4.1.

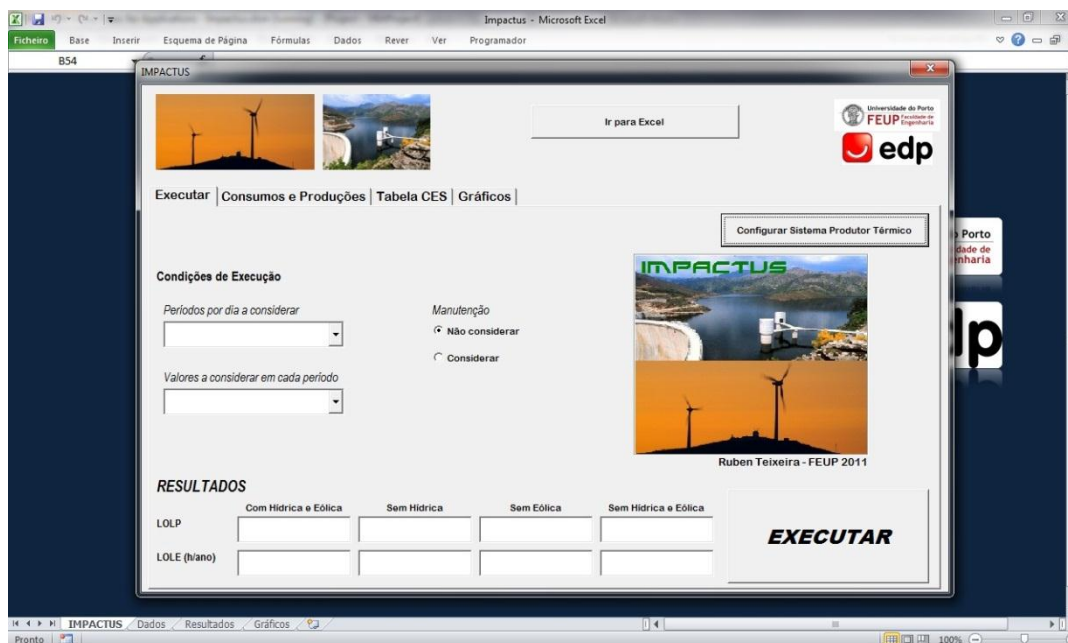


Figura 4.1 - Janela inicial de *Impactus*

Desde logo, o utilizador tem referência visual às várias entidades ligadas ao desenvolvimento da aplicação, a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e a EDP Produção, bem como ao nome do autor e ano de realização.

Como se pode facilmente verificar, o painel inicial é o painel de execução onde o utilizador define as condições a serem consideradas e faz executar o algoritmo da aplicação para que sejam apresentados os valores calculados para os índices de fiabilidade, nas várias combinações de produção enumeradas.

Ainda nesta janela de execução, o utilizador dispõe de um botão denominado “Configurar Sistema Produtor Térmico”. Este botão remeterá o utilizador para um menu onde poderá verificar e alterar as centrais que constituem o sistema produtor térmico. Este menu está pormenorizado no ponto 4.2.2 deste capítulo.

Para além do plano de execução o utilizador tem acesso a três janelas distintas denominadas: “Consumos e Produções”, “Tabela CES” e “Gráficos”. Em cada uma delas o utilizador poderá visualizar a listagem horária dos níveis de carga e produções hídrica e eólica, a Tabela de Capacidades Em Serviço calculada pela última vez e a lista de gráficos que podem ser consultados, respectivamente.

Finalmente o utilizador dispõe de um botão denominado “Ir para Excel” que permite fechar a interface gráfica e visualizar ou trabalhar os dados a partir da folha *Excel* associada à aplicação. O ponto 4.2.7 detalha como proceder nesta situação.

Ainda nesta janela o utilizador deve indicar as condições de execução. No caso dos períodos a considerar deve escolher um dos valores indicados na caixa disponível para o efeito como apresenta a Figura 4.2.

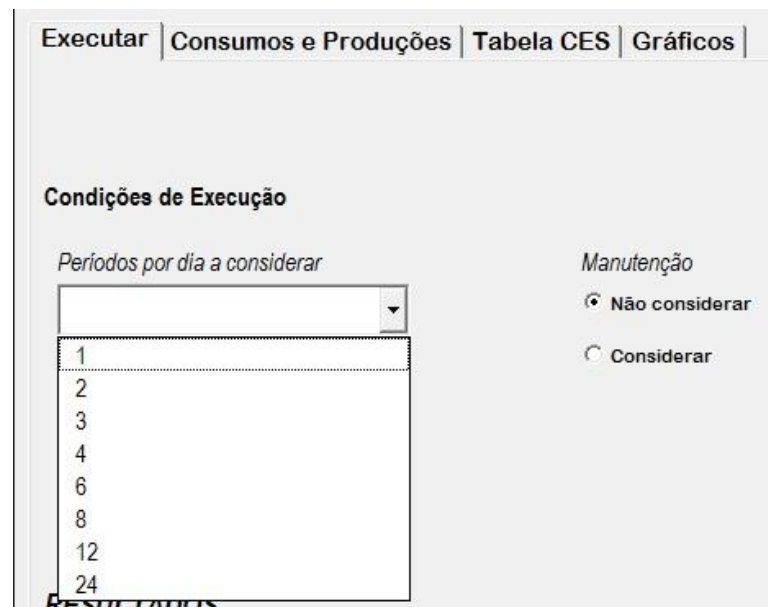


Figura 4.2 - Valores de períodos diários disponíveis

Os valores disponíveis são as possíveis divisões inteiras das 24 horas constituintes do dia.

O utilizador possui ainda uma segunda caixa de escolha como mostra a Figura 4.3 em que deve indicar se pretende trabalhar com os valores de ponta da carga (“Picos”) do período considerado ou com a média aritmética dos mesmos.

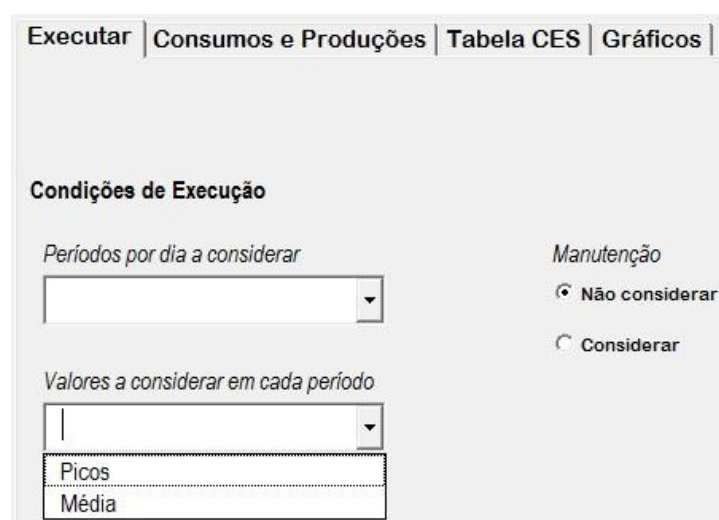


Figura 4.3 - Tratamento de valores, disponíveis pela aplicação

4.2.2 - Configuração do sistema produtor térmico

Ao accionar “Configuração do Sistema Térmico”, disponível na janela principal, o acede a uma nova janela onde pode visualizar as centrais que compõem o sistema até ao momento e comandos ou botões que permitem trabalhar essa base de dados.

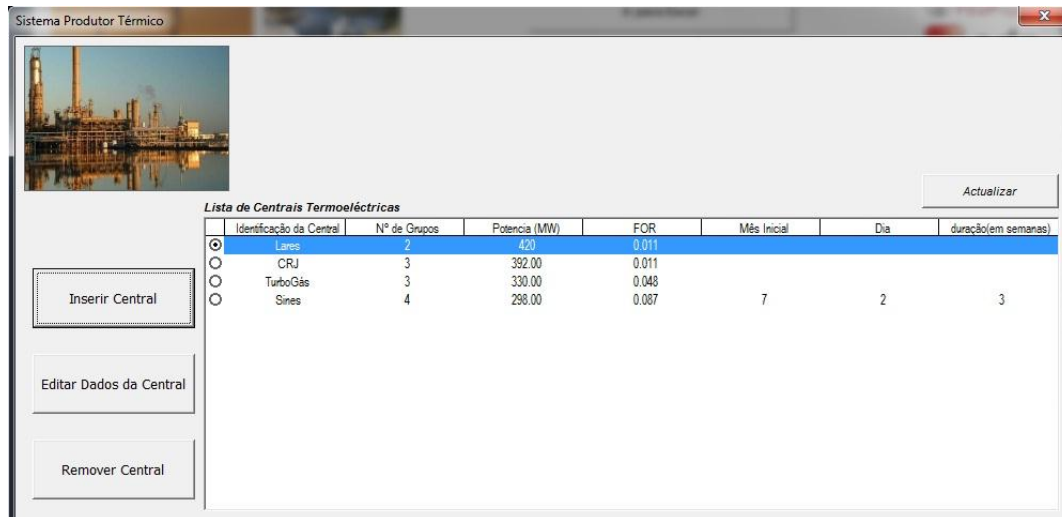


Figura 4.4 - Janela de configuração do sistema produtor térmico

É possível verificar que se dispõe de um comando “Actualizar”. Este comando serve, sobretudo, para proceder a uma actualização da listagem apresentada, visto que ao inserir, remover ou editar uma central os dados podem demorar a ser apresentados automaticamente, pelo que bastará ao utilizador actualizar a listagem para que esta seja actualizada rapidamente.

Na inserção de uma nova central o utilizador deve fornecer obrigatoriamente à aplicação o “Nome” da nova central, o “Nº Grupos”, “Potência cada Grupo” e “Indisponibilidade FOR”. Caso contrário, a aplicação impede a inserção do novo grupo e gerará um erro tal como é referido no ponto 4.2 da dissertação.

Nova Central Termoelétrica

Nome

Nº Grupos Potência cada Grupo Indisponibilidade FOR

Manutenção Programada

Data de início *Nº de Semanas em Manutenção*

Mês Dia

ADICIONAR

FECHAR

Figura 4.5 - Janela para inserir nova central à base de dados

A janela que permite editar os dados de uma central já existente é semelhante à janela anteriormente descrita, pelo que a única diferença é que permite ao utilizador escolher um central já existente, e depois da escolha realizada, os dados desta são apresentados na caixa respectiva para que o utilizador os possa alterar.

Editar dados de Central Térmica

Nome

NOVOS VALORES

Nº Grupos Potência cada Grupo Indisponibilidade FOR

Manutenção Programada

Data de início *Nº de Semanas em Manutenção*

Mês Dia

Editar dados da Central

Cancelar

Figura 4.6 - Janela para edição dos dados de uma central

Assinala-se que o “Nome” na Figura 4.6 corresponde a uma caixa de escolha.

Finalmente, se o utilizador pretender remover uma central será apresentado uma janela de selecção do nome da central que se pretende remover como ilustra a Figura 4.7.

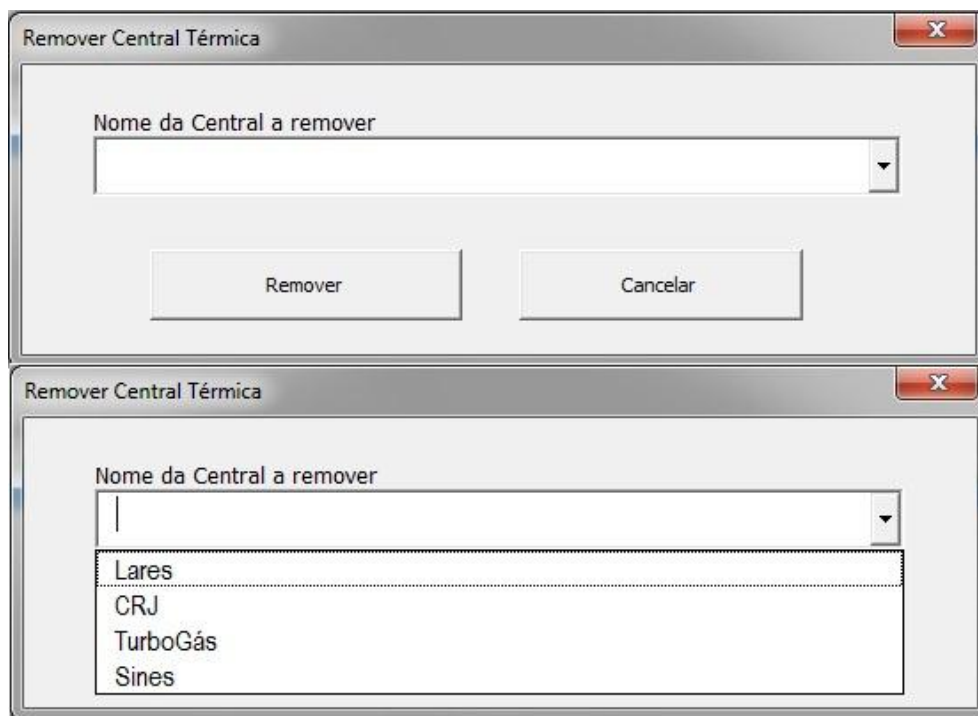


Figura 4.7 - Ilustração da janela para remover uma central

É ainda de salientar que ao remover uma central, o utilizador é questionado sobre a sua decisão antes da execução da tarefa através de uma caixa de confirmação.

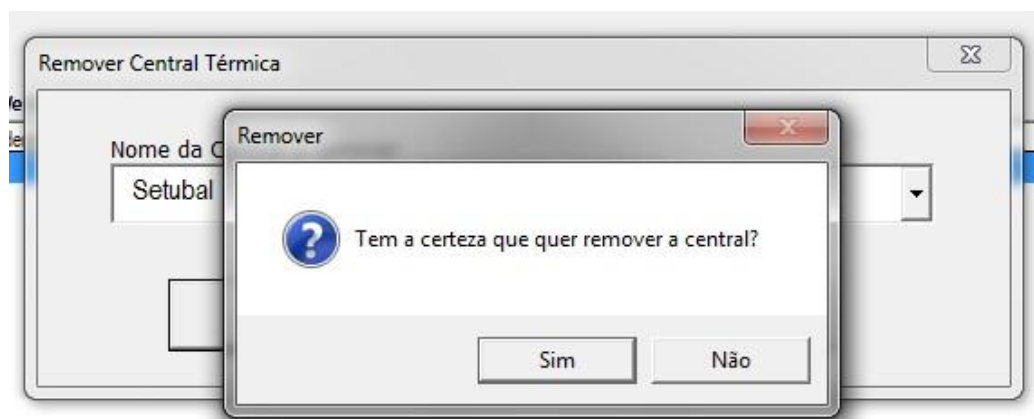


Figura 4.8 - Caixa de confirmação para remoção de central

4.2.3 - Consumos e produções

Tal como se explicou no Capítulo 3, a aplicação necessita dos dados horários dos consumos e das produções do ano que se pretende avaliar.

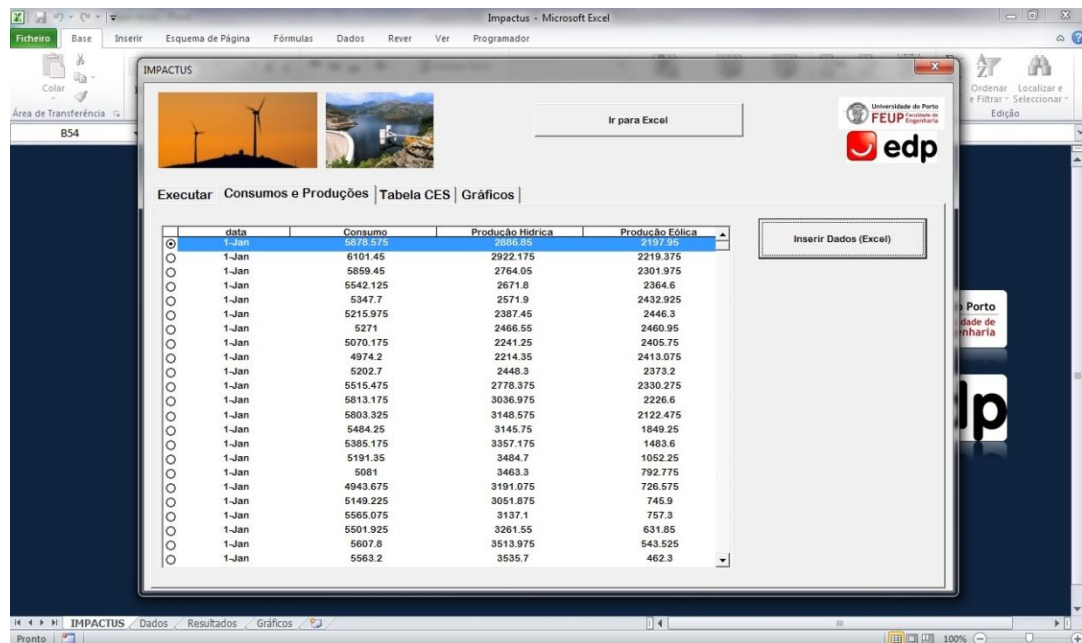


Figura 4.9 - Janela “Consumos e Produções” de *Impactus*

Na janela respectiva é possível verificar a listagem dos valores inseridos com a salvaguarda do dia do ano. Cada dia do ano é repetido 24 vezes, correspondente às 24 horas que o constituem.

Nesta janela é disponibilizado o botão “Inserir Dados (Excel)”, que permite a alteração dos valores em estudo através da base existente na folha *excel*, tal como é indicado entre parênteses.

Foi tomada esta opção do preenchimento dos dados através de uma folha *Excel* visto que os valores a inserir são muitos e assim é mais fácil proceder à sua inserção nas células respectivas.

Assim, o botão oculta a interface gráfica e abre o *Excel* associado na aba “Dados” ilustrada na Figura 4.10.

GRUPOS TÉRMICOS (dados inseridos)							DADOS IMPORTADOS			
Nome da Central	Nº de Grupos	Potencia (MW)	FOR	Mês Inicial	Dia	Manutenção duração(em semanas)	data	Consumo	Produção Hídrica	Produção Eólica
ares	2	420	0.011				1-Jan	5859.45	2922.175	2219.375
DRJ	3	392.00	0.011				1-Jan	5859.45	2764.05	2301.975
boGás	3	330.00	0.048				1-Jan	5542.125	2671.8	2364.6
ines	4	298.00	0.087	7	2	3	1-Jan	5347.7	2571.9	2432.925
tubal	4	237.00	0.085				1-Jan	5215.975	2387.45	2446.3
regado	6	119.00	0.137	11	28	2	1-Jan	5271	2466.55	2460.95
irreiro	1	56.00	0.115				1-Jan	5070.175	2241.25	2405.75
ines	2	83.00	0.043				1-Jan	4974.2	2214.35	2413.075
							1-Jan	5202.7	2448.3	2373.2
							1-Jan	5515.475	2778.375	2330.275
							1-Jan	5813.175	3036.975	2226.6
							1-Jan	5803.325	3148.575	2122.475
							1-Jan	5484.25	3145.75	1849.25
							1-Jan	5385.175	3357.175	1483.6
							1-Jan	5191.35	3484.7	1052.25
							1-Jan	5081	3463.3	792.775
							1-Jan	4943.675	3191.075	726.575
							1-Jan	5149.225	3051.875	745.9
							1-Jan	5565.075	3137.1	757.3
							1-Jan	5501.925	3261.55	631.85
							1-Jan	5607.8	3513.975	543.525
							1-Jan	5563.2	3535.7	462.3
							1-Jan	5614.775	3415	430.35
							2-Jan	4707.175	3191.75	489.05

Figura 4.10 - Folha Excel para inserir dados de consumos e produções

Nesta folha o utilizador encontra as células destinadas à informação sobre os diagramas de cargas e produções Hídricas e Eólicas devidamente tratados. A produção hídrica diz respeito à produção verificada em albufeiras e fios de água.

Para regressar à interface gráfica e verificar a listagem o utilizador deverá accionar logótipo da aplicação localizado no topo da folha.

4.2.4 - Tabela de Capacidades Em Serviço

Nesta janela o utilizador pode encontrar a última Tabela de Capacidades em Serviço calculada, atendendo ao algoritmo recursivo detalhado no Capítulo 2.

Sempre que efectuar alterações no sistema produtor térmico, o utilizador deve regressar a esta janela para calcular a nova Tabela de Capacidades Em Serviço, visto ser um passo do algoritmo executado por ordem do utilizador.

4.2.5 - Manutenção

O plano de manutenção é definido pelo utilizador aquando da configuração do sistema produtor térmico.

A estratégia utilizada na forma de incluir a manutenção no algoritmo implementado passou pela construção de um vector com a dimensão do número de horas de um ano (8760),

que deverá incluir a potência do grupo em manutenção em MW na respectiva localização temporal.

Assim, o programa lê os valores da manutenção inseridos “mês inicial”, “dia inicial” e “duração” e transforma-os da seguinte forma:

Seja:

- x - o número que descreve o mês inicial (inteiro entre 1 e 12);
- y - o dia inicial desse mês em que se pretende iniciar a manutenção;
- z - nº de semanas em manutenção.

O valor x é convertido no dia do ano (valor inteiro de 1 a 365) a que corresponde o início do mês, isto é, por exemplo se x for Dezembro, portanto, $x = 12$, $x' = 335$.

Assim, o dia inicial da manutenção expresso em termos de um dia do ano é calculado pela expressão (4.1).

$$p = x' + y - 1 \quad (4.1)$$

Nesta expressão:

- p - dia inicial da manutenção de entre os 365 dias que constituem o ano;
- x' - dia do ano de entre os 365 correspondente ao dia inicial do mês inserido.

Finalmente, porque o vector é horário, torna-se necessário converter o dia na hora correspondente por (4.2) e inserir o valor em manutenção durante as semanas especificadas, duração que se converte em horas por (4.3).

$$p_h = (24 \times x) - 23 \quad (4.2)$$

$$d = z \times 7 \times 24 \quad (4.3)$$

Nestas expressões:

- p_h - hora do ano em que se inicia a manutenção;
- d - duração em horas da manutenção;
- z - nº de semanas em manutenção.

Assim, p_h é o valor da posição do vector a partir da qual deve ser somado o valor em manutenção e d corresponde à duração da manutenção até à posição final.

De notar que os valores são inseridos na dimensão do ano corrente, isto é, se por exemplo for inserida uma duração que ultrapasse o último mês do ano os valores são inseridos apenas

até ao final desse ano ignorados os períodos de manutenção que se prolongam para o ano seguinte.

4.2.6 - Gráficos

Na secção gráficos é apresentada uma lista de gráficos que o utilizador poderá consultar bastando para isso premir o botão “VER” do gráfico pretendido.

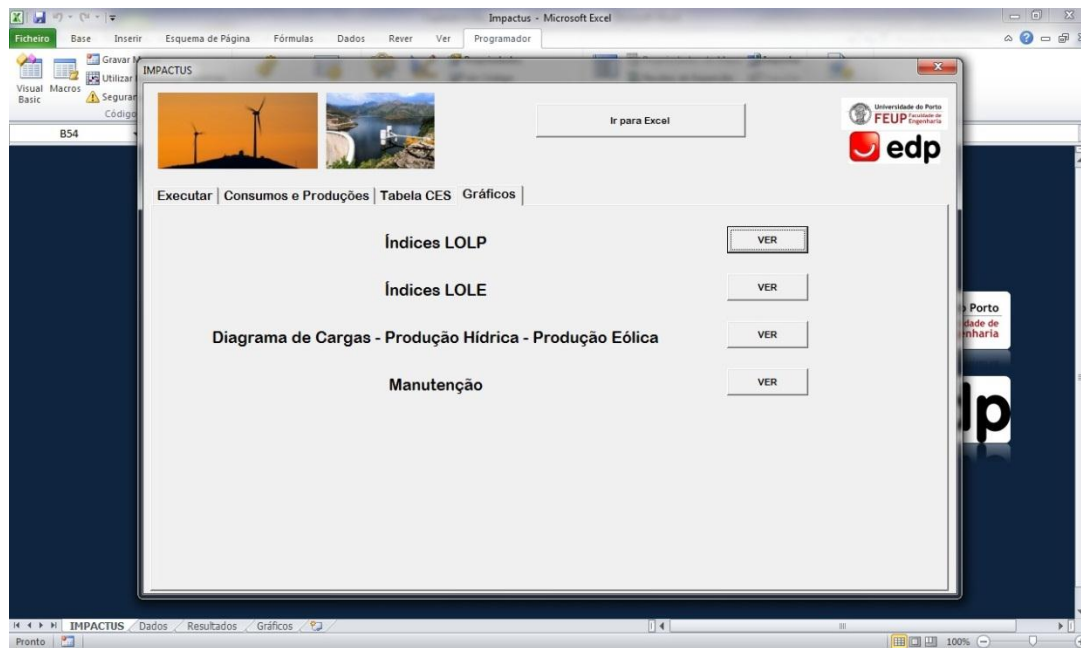
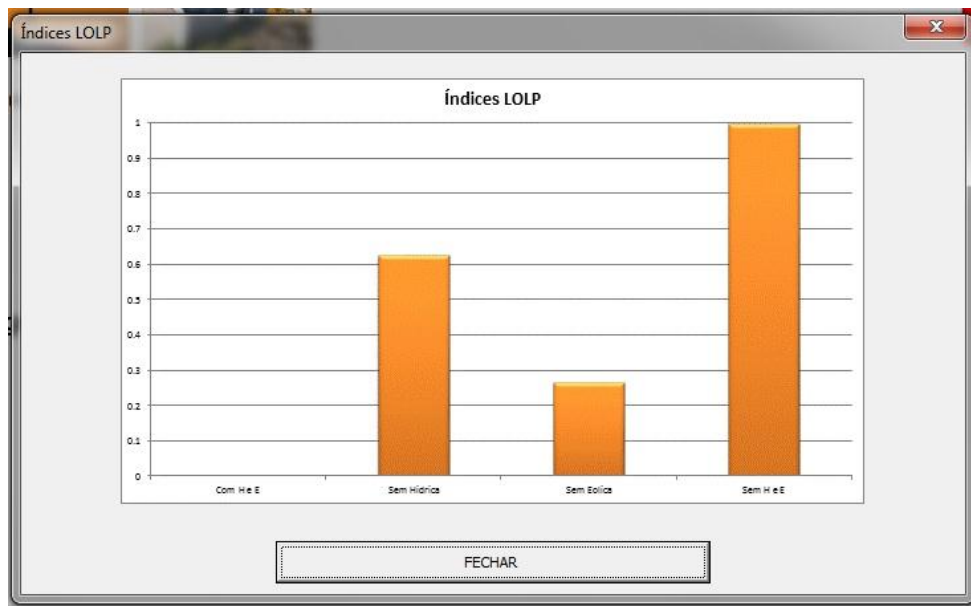
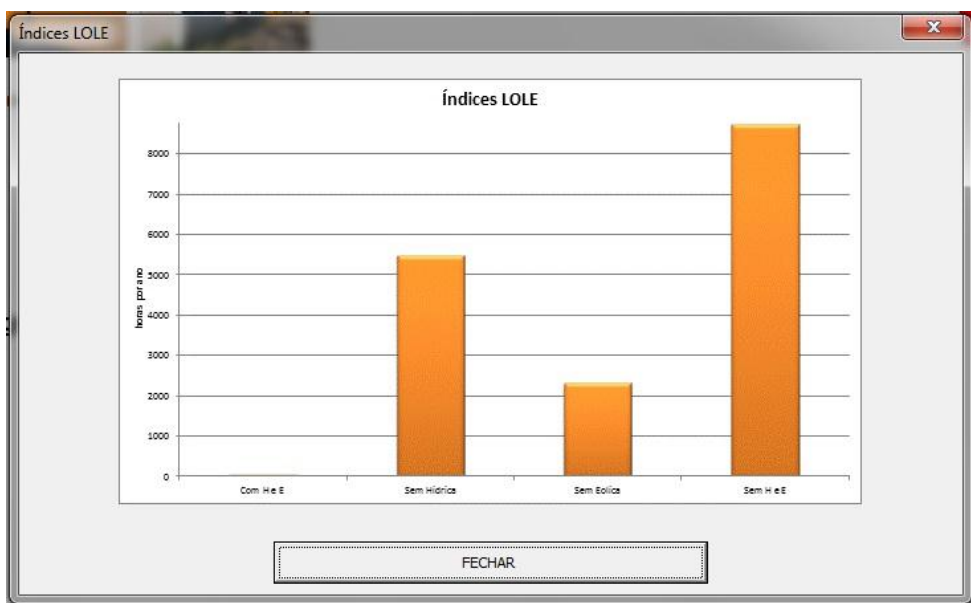


Figura 4.11 - Janela Gráficos de *Impactus*

Nas figuras seguintes são mostrados, a título de exemplo, o resultado de cada um dos gráficos disponíveis para consulta.

Figura 4.12 - Exemplo de gráfico LOLP gerado por *Impactus*Figura 4.13 - Exemplo de gráfico LOLE gerado por *Impactus*

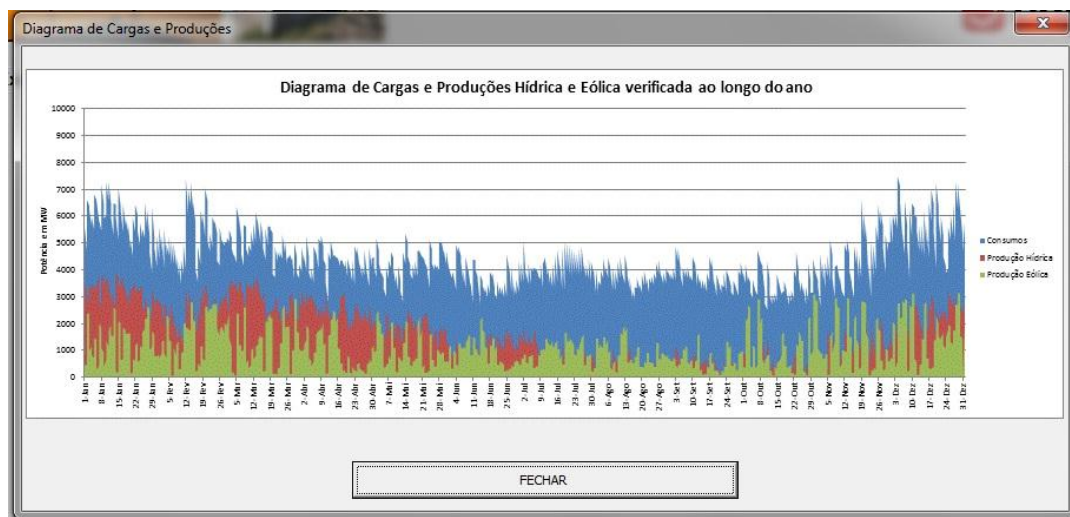


Figura 4.14 - Exemplos de diagrama de Cargas e Produções gerados por *Impactus*



Figura 4.15 - Exemplo da visualização gráfica da potência em manutenção gerado por *Impactus*

Deve assinalar-se que os gráficos apresentados são apenas ilustrações que servem de exemplo, não correspondendo às características de nenhum estudo em causa.

4.2.7 - Interface com excel

O *Excel* associado à aplicação desenvolvida pode sempre ser usado para edição dos dados que normalmente são inseridos na interface gráfica, mais especificamente as centrais envolvidas.

Para executar o algoritmo o utilizador terá sempre que recorrer à interface gráfica enumerando as condições de execução.

Se o utilizador optar por configurar o sistema térmico através da folha *Excel* deve ter alguns cuidados pois o *Excel* não faz a verificação de dados em falta nem incrementa de forma automática o número de centrais disponíveis, podendo originar erros na execução do algoritmo.

Identificação da Central	Nº de Grupos	Potência (MW)	FOR	Mês Inicial	Manutenção	
					Dia	duração(em semanas)
Lares	2	420	0.011			
CRJ	3	392.00	0.011			
TurboGás	3	330.00	0.048			
Sines	4	298.00	0.087	7	2	3

Figura 4.16 - Folha *Excel* para edição de dados das centrais manualmente

O utilizador pode preencher os dados directamente nas células que estão destinadas para o efeito tendo os seguintes cuidados na sua utilização:

1. Preencher obrigatoriamente: “Identificação da Central”, “Nº de Grupos”, “Potência (MW)” e “FOR”;
2. Verificar que não existem linhas vazias entre centrais;
3. Indicar o número total de centrais envolvidas, que corresponderá ao número de linhas que a aplicação irá considerar.

O terceiro cuidado é muito importante porque, mesmo que o utilizador preencha correctamente várias linhas de centrais, só serão consideradas tantas centrais quantas o número de centrais indicado no início da folha.

Para todas as outras funções o utilizador deve usar a interface gráfica.

4.3 - Erros e avisos

Neste ponto são enumerados erros e avisos que a aplicação gera para que a sua utilização possa decorrer da melhor forma possível.

Para isso as imagens servem de exemplo, antecipadas de uma breve explicação.

Se o utilizador tentar executar o algoritmo sem efectuar a escolha das condições a considerar será apresentada um caixa de texto alerta o utilizador para esse facto e impede a execução dos cálculos.

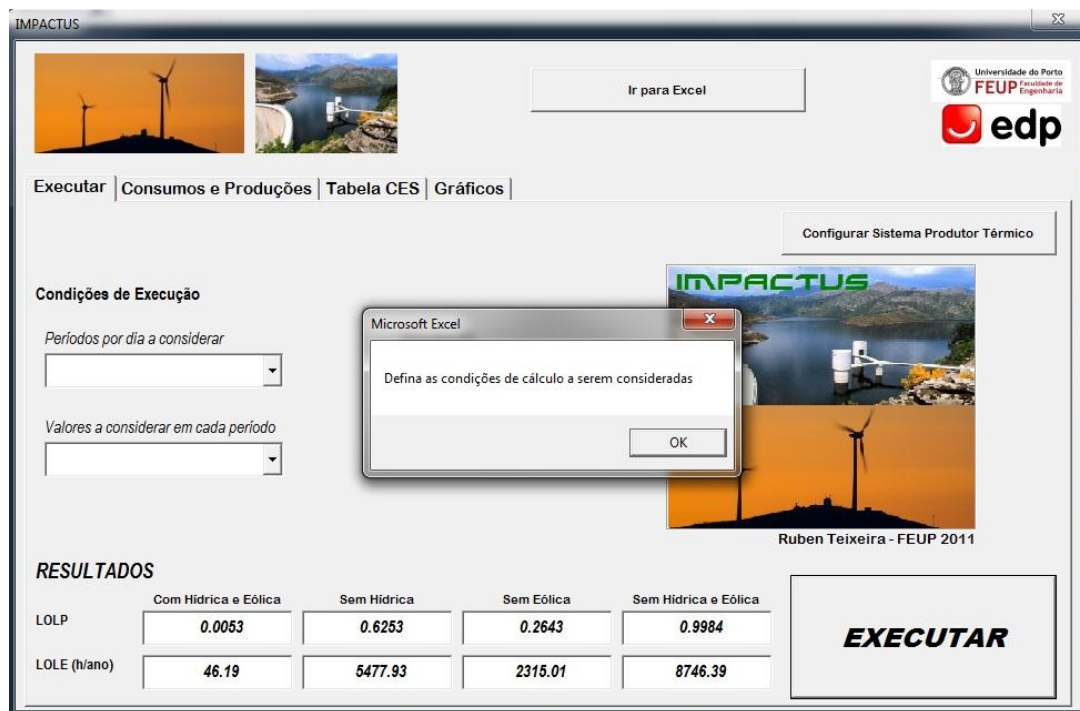


Figura 4.17 - Erro ao tentar executar sem escolha de condições

Ao inserir uma nova central, a aplicação não permite o sucesso do processo se faltar o preenchimento de algum dos campos obrigatórios, gerando uma caixa de aviso ao utilizador fazendo referência a esse facto. Este erro ocorre também da mesma forma na edição de uma central já existente.

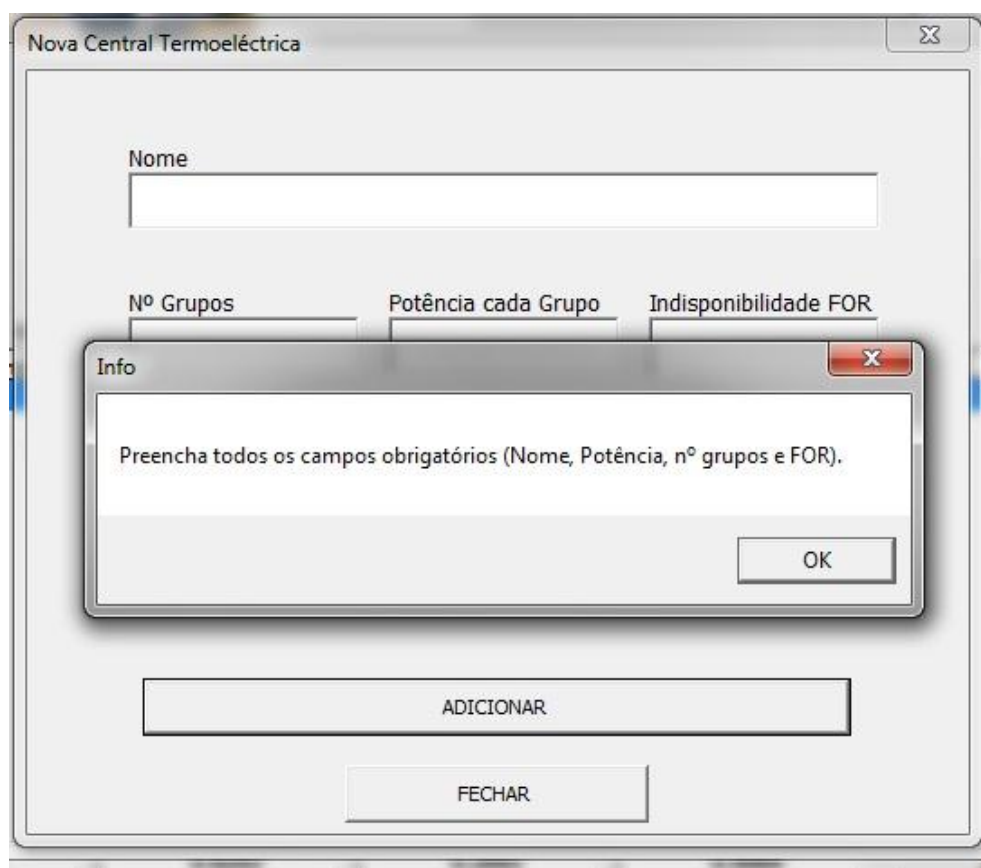


Figura 4.18 - Erro no preenchimento de nova central

Inseridos os campos obrigatórios da central e caso o utilizador forneça toda a informação relativa à manutenção prevista para essa central ou esse grupo, o programa gera um aviso para que o utilizador verifique se os dados que inseriu relativos à manutenção estão correctos, visto que a aplicação não restringe a inserção destes valores.

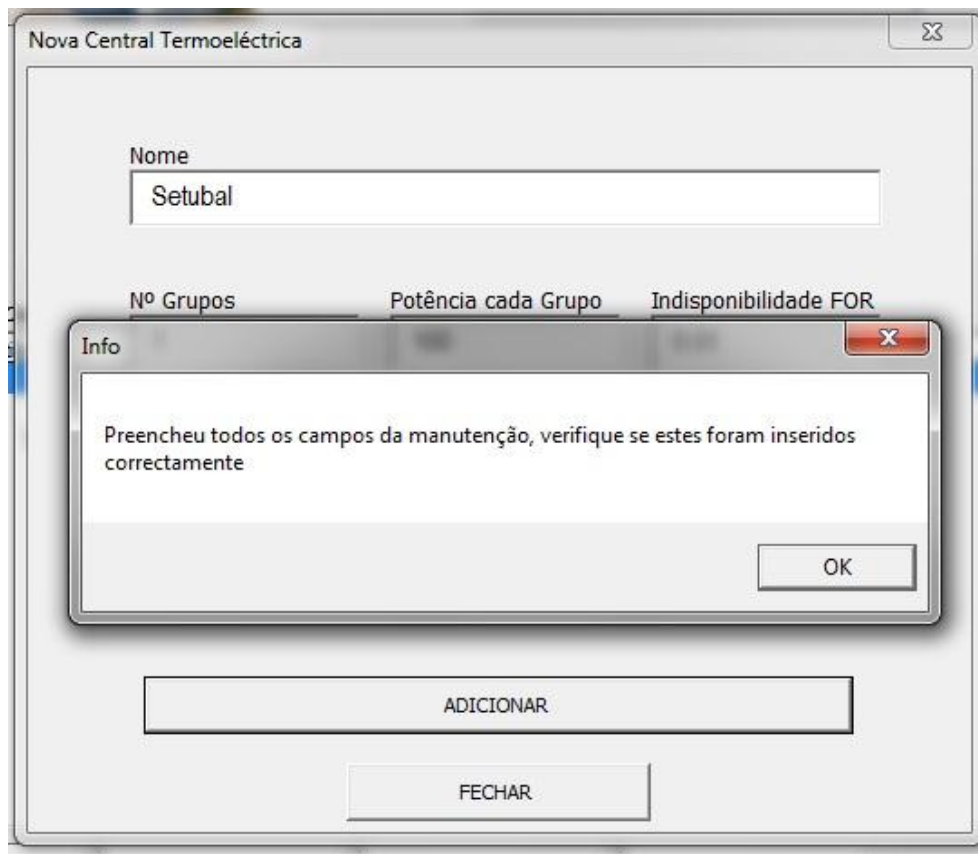


Figura 4.19 - Aviso na configuração da manutenção programada

Tanto na inserção como na alteração dos valores obrigatórios das centrais ocorrem erros caso o utilizador não insira valores plausíveis para os campos numéricos tal como as figuras seguintes ilustram.

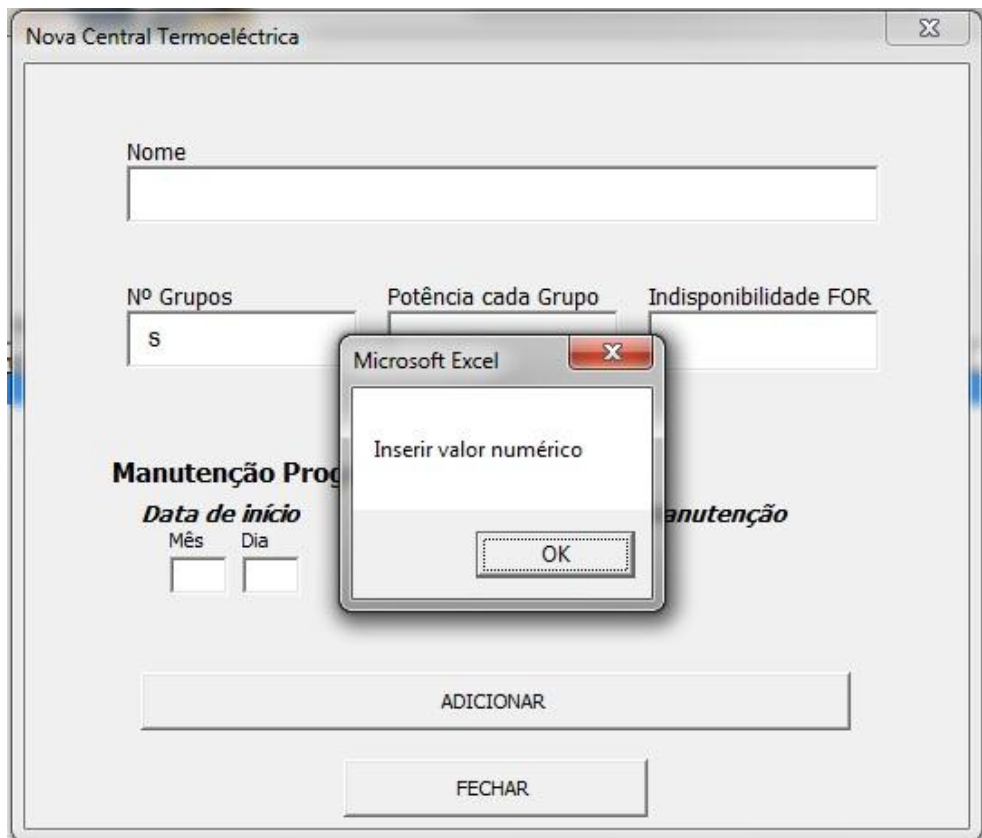


Figura 4.20 - Erro por inserção de valores não numéricos

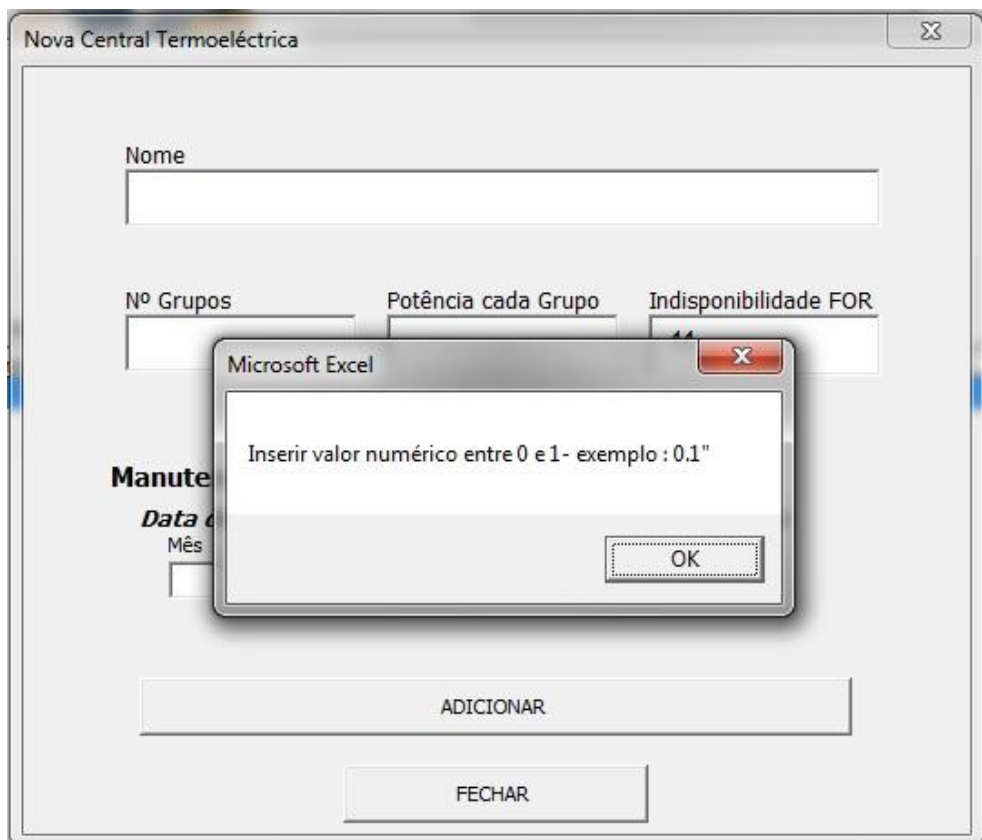


Figura 4.21 - Erro por valor fora da gama permitida para F.O.R.

4.4 - Algoritmo

4.4.1 - Estrutura da aplicação

Depois de conhecidos os detalhes da aplicação, a Tabela 4.1 sintetiza os dados de entrada e de saída utilizados e gerados pelo algoritmo, respectivamente.

Tabela 4.1 - Dados de entrada e de saída

		Entradas	Saídas
Centrais Térmicas		Nome das centrais	LOLP (adimensional)
		Potência dos geradores existentes na central (MW)	LOLE (horas/ano)
		F.O.R dos geradores térmicos (adimensional)	Manutenção acumulada (MW)
		Nº de grupos da central (valor inteiro adimensional)	
Manutenção		Mês inicial da manutenção (geradores térmicos)	
		Dia inicial da manutenção (geradores térmicos)	
		Duração da manutenção (nº de semanas)	
Cargas e Produções		Diagrama de cargas horário (MW)	
		Produções Hídrica e Eólica horária (MW)	
Construção Diagrama		Nº de períodos diários a considerar	
		Valores a considerar (Picos ou Média)	

O algoritmo é descrito pelo conjunto sequencial de operações representadas no fluxograma da figura seguinte.

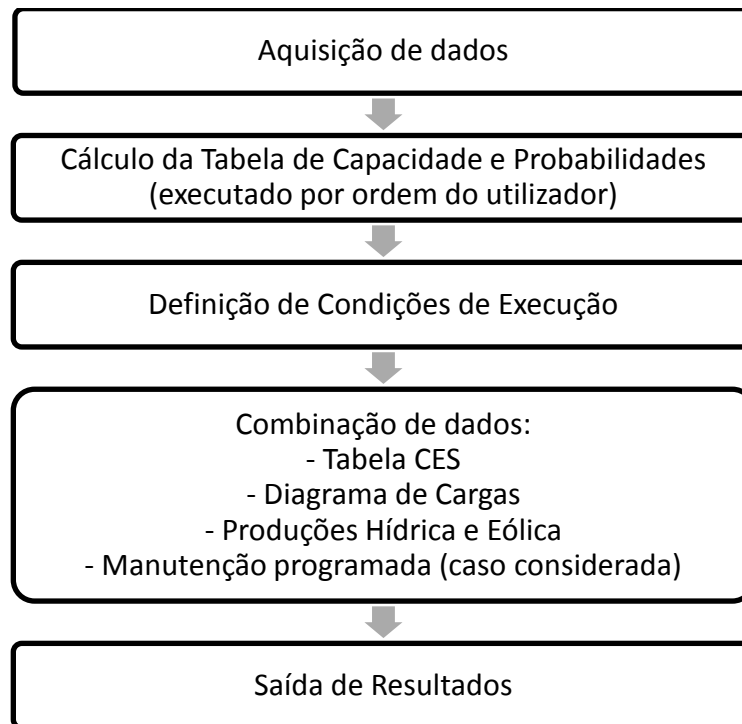


Figura 4.22 - Conjunto de acções do algoritmo

Analisando cada um dos níveis da execução do algoritmo temos:

- **Aquisição de dados:** Armazenada toda a informação relativa ao sistema produtor térmico, consumo anual horário, produções hídrica e eólica horárias e manutenção programada de grupos produtores;
- **Construção da Tabela de Capacidade Em Serviço e Probabilidades:** com base nas características das centrais podendo agrupar-se grupos com características comuns normalmente existentes nas centrais. A construção da tabela de capacidades e probabilidades é uma tarefa a executar por ordem do utilizador quando o sistema térmico estiver configurado. Para a construção da tabela foi utilizado algoritmo recursivo explicado no Capítulo 2. Numa primeira fase, são adquiridos os dados das centrais, e de seguida, é efectuada a inserção dos grupos um a um utilizando a expressão (2.14);
- **Definição de Condições de Execução:** definidas pelo utilizador no que respeita ao número de períodos diários a considerar, os valores que pretende utilizar (Picos ou Média) e se pretende considerar a manutenção prevista ou não;
- **Saída de Resultados:** A aplicação fornece os índices LOLP e LOLE respectivos considerando as seguintes condições de cálculo:
 - Produção hídrica e eólica;
 - Somente a produção hídrica (sem produção eólica);
 - Somente a produção eólica (sem produção hídrica);
 - Somente sistema térmico (sem produções hídrica e eólica).

4.4.2 - Diagrama de cargas

Para os diversos cenários considerados, o diagrama de cargas é diferente na combinação com a tabela de CES como se espera.

O pior cenário corresponde à ausência de produções hídrica e eólica em simultâneo. O cenário é agravado se a manutenção for considerada.

Assim para cada um dos cenários o consumo dado pela expressão (3.1) é recalculado, sendo que:

- Considerar produção hídrica e eólica:

$$\text{Consumo}F_i^{\text{novo}} = \text{Consumo}F_i - \text{Hídrica}_i - \text{Eólica}_i \quad (4.1)$$

- Considerar apenas produção hídrica:

$$\text{Consumo}F_i^{\text{novo}} = \text{Consumo}F_i - \text{Hídrica}_i \quad (4.2)$$

- Considerar apenas produção eólica:

$$\text{Consumo}F_i^{\text{novo}} = \text{Consumo}F_i - \text{Eólica}_i \quad (4.3)$$

- Não considerar produções hídrica e eólica:

$$\text{Consumo}F_i^{\text{novo}} = \text{Consumo}F_i \quad (4.4)$$

Nestas expressões:

- $\text{Consumo}F_i^{\text{novo}}$ - novo valor da carga na hora i ;
- $\text{Consumo}F_i$ - valor da carga na hora i resultante da expressão (3.1);
- Hídrica_i - produção hídrica verificada na hora i ;
- Eólica_i - produção eólica verificada na hora i .

O diagrama de cargas resultante será construído através do diagrama horário resultante de cada cenário e terá um número de elementos que pode ser calculado por (4.5).

$$N \text{ valores de carga} = \frac{8760}{n^\circ \text{ de períodos diários}} \quad (4.5)$$

4.5 - Análise de melhorias

A aplicação descrita desenvolvida no sentido de diminuir a probabilidade de o utilizador cometer erros na inserção de valores, bem como de ocorrerem erros no cálculo dos valores

finais pretendidos. Contudo, é de salientar que as restrições para a manutenção não são as desejáveis, pelo que o programa permite a inserção de valores que podem não ser plausíveis.

As restrições aos dados relativos à manutenção correspondem ao aspecto menos trabalhado e por isso a ser melhorado.

Contudo, a manutenção só é inserida caso o utilizador preencha todos os seus campos, caso contrário os valores não são considerados. Na edição acontece o mesmo e caso o utilizador pretenda alterar os valores terá que inserir todos os campos, ou seja, no caso de querer anular os valores inseridos deve preencher todos os campos com o valor "0".

Finalizando, com uma análise global à aplicação, esta é bastante intuitiva na óptica do utilizador. Permite que o utilizador possa detalhar os dados inseridos ao nível desejado e realizar análises de valores de anos anteriores bem como projecções futuras. Assim, trata-se de uma aplicação que não foi desenhada para executar cálculos apenas referentes a um conjunto muito específico de dados, mas com o intuito de poder considerar qualquer cenário pretendido.

Capítulo 5

Análise de resultados

5.1 - Introdução

Neste Capítulo serão apresentados e analisados resultados referentes a um conjunto de simulações efectuados através de *Impactus*.

O conjunto de simulações realizadas tem o objectivo de determinar a influência das produções hídrica e eólica, da manutenção programada e do diagrama de cargas utilizado nos índices de fiabilidade do sistema produtor.

Para estes estudos serão efectuadas simulações com e sem consideração da manutenção e para o ano de 2009 serão efectuadas simulações considerando um número de períodos diários diferentes. Nos restantes anos os períodos diários a serem considerados serão quatro.

Serão efectuadas simulações para os anos de 2009, 2010 e 2011, sendo que para o ano de 2011 será admitido um cenário de estudo acordado pelos intervenientes nesta dissertação no que respeita ao sistema térmico, aos consumos utilizados, às produções e à manutenção programada para esse ano, como será descrito nessa análise.

Os dados que compõem o sistema térmico dos anos de 2009 e 2010 são iguais, assim, a única diferença verificada é ao nível dos consumos e produções, visto que o ano de 2009 foi um ano seco e o ano de 2010 um ano húmido.

Para o ano de 2011 foi adoptado um cenário intermédio das produções a considerar tendo como grande diferença a desclassificação da central do Carregado.

Serão avaliados os anos individualmente e no final do Capítulo será efectuada uma análise entre eles, procurando identificar algumas semelhanças e diferenças e tomada de decisões estratégicas.

A composição do sistema térmico para os períodos em análise pode ser encontrada nas tabelas seguintes bem como o plano de manutenção programada para estas avaliações de fiabilidade.

Tabela 5.1 - Constituição do sistema térmico português em 2009 e 2010

Centrais Térmicas Portuguesas 2009 e 2010

Id. Central	Tecnologia	Pot. Liq. Unitária (MW)	Nº Grupos	F.O.R. (grupos)
LARES	CCGTPT	420	2	0.011
CRJ	CCGTPT	392	3	0.011
Turbo Gás	CCGTPT	330	3	0.048
Pego	Carv. Imp. PT	292	2	0.034
Setúbal	Fuelóleo	237	4	0.085
Barreiro	Fuelóleo	56	1	0.115
Tunes 34	Gasóleo	83	2	0.043
Sines	Carv. Imp. PT	298	4	0.087
Carregado 12	Fuelóleo	119	2	0.137
Carregado 34	Fuelóleo	119	2	0.137
Carregado 56	Fuelóleo	119	2	0.137

Deve notar-se que a central do Carregado 12 é composta pelos grupos 1 e 2 respectivamente da central do Carregado. Isso verifica-se para a designação das outras centrais assim numeradas.

Tabela 5.2 - Manutenção programada em 2009 e 2010

Manutenção Programada para 2009 e 2010

Central	Grupo	Mês inicial	Dia inicial	Duração (semanas)
Sines	1	1	4	2
	2	8	27	1
	3	7	2	8
	4	10	2	8
Carregado (12; 34)	1	12	3	1
	2	7	6	1
	3	11	28	1
	4	11	28	1

Para 2011 a Tabela 5.3 descreve a constituição do sistema térmico produtor, desclassificando os grupos produtores do Carregado como se verifica. Na Tabela 5.4 encontra-se a manutenção programada a considerar para esse ano.

Tabela 5.3 - Constituição do sistema térmico português em 2011

Centrais Térmicas Portuguesas para 2011

Id. Central	Tecnologia	Pot. Liq. Unitária (MW)	Nº Grupos	F.O.R. (grupos)
LARES	CCGTPT	420	2	0.011
CRJ	CCGTPT	392	3	0.011
Turbo Gás	CCGTPT	330	3	0.048
Pego	Carv. Imp. PT	292	2	0.034
Setúbal	Fuelóleo	237	4	0.085
Barreiro	Fuelóleo	56	1	0.115
Tunes 34	Gasóleo	83	2	0.043
Sines	Carv. Imp. PT	298	4	0.087

Tabela 5.4 - Manutenção programada a considerar em 2011

Manutenção considerada para 2011

Central	Grupo	Mês inicial	Dia inicial	Duração (semanas)
Sines	1	1	4	2
	2	8	27	1
	3	7	2	8
	4	10	2	8
LARES	1	7	15	2
	2	8	10	2

Ao longo da análise de cada ano serão explicadas as simulações efectuadas acompanhadas de gráficos e figuras referentes aos resultados obtidos.

5.2 - Análise referente a 2009

Neste ano serão calculados os índices de fiabilidade pretendidos efectuando várias simulações mostrando-se a diferença de resultados obtidos considerando um número diferente de períodos diários com e sem manutenção.

A caracterização do sistema produtor térmico e a manutenção referentes a este ano são semelhantes ao ano de 2010 pelo que não será repetida esta caracterização quando se apresentar a análise referente ao ano de 2010.

5.2.1 - Configuração do sistema produtor

Considerando as Tabelas 5.1 e 5.2 e atendendo ao modo de inserção das centrais e dos grupos explicados anteriormente, estas tabelas agrupam-se originando a Tabela 5.5 de configuração do sistema produtor térmico cujos dados devem ser inseridos na aplicação.

Tabela 5.5 - Configuração do sistema produtor térmico a inserir na aplicação 2009 e 2010

Configuração do sistema térmico a inserir na aplicação 2009 e 2010

Id. Central	Pot. Liq. Unitária (MW)	Nº Grupos	F.O.R. (grupos)	Mês inicial	Dia inicial	Duração (semanas)
LARES	420	2	0.011			
CRJ	392	3	0.011			
Turbo Gás	330	3	0.048			
Pego	292	2	0.034			
Setúbal	237	4	0.085			
Barreiro	56	1	0.115			
Tunes 34	83	2	0.043			
Sines Grupo 1	298	1	0.087	1	4	2
Sines Grupo 2	298	1	0.087	8	27	1
Sines Grupo 3	298	1	0.087	7	2	8
Sines Grupo 4	298	1	0.087	10	2	8
Carregado Grupo 1	119	1	0.137	12	3	1
Carregado Grupo 2	119	1	0.137	7	6	1
Carregado Grupo 3	119	1	0.137	11	28	1
Carregado Grupo 4	119	1	0.137	11	28	1

Deve notar-se que pelo facto dos grupos da central de Sines, Carregado 12 e Carregado 34 efectuarem manutenção nestes anos, estes são inseridos individualmente especificando a data e a duração prevista da manutenção destes grupos.

5.2.2 - Consumo, produções e manutenção

A carga no ano de 2009 é discriminada hora a hora assim como as produções hídrica e eólica verificadas nesse ano, representadas na Figura 5.1

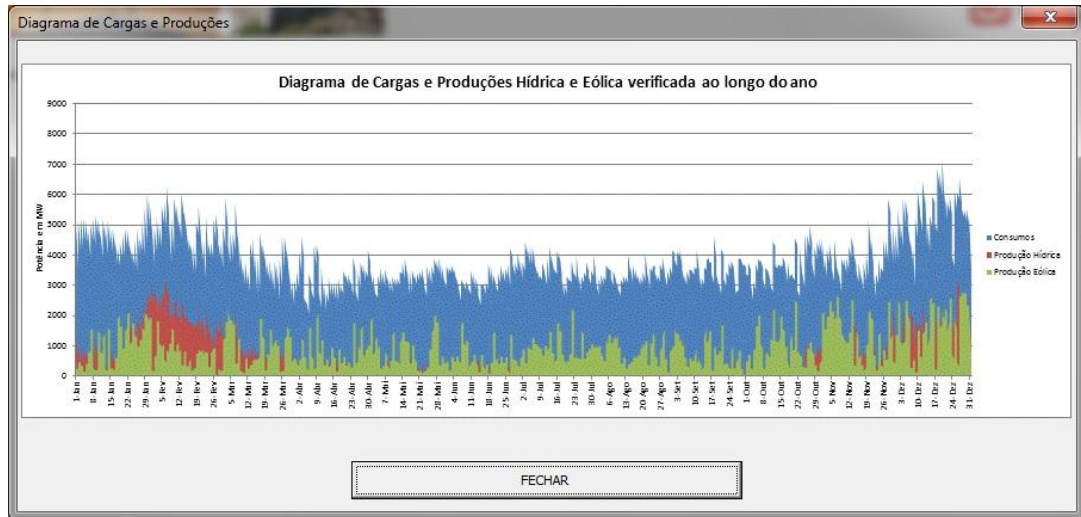


Figura 5.1 - Diagrama horário da carga e produções hídrica e eólica de 2009

Neste ano verifica-se que a produção eólica supera na maioria do tempo a produção hídrica devido ao facto de 2009 ter sido um ano seco e, por isso, a produção hídrica foi baixa.

A manutenção efectuada no ano de 2009 é igual à efectuada no ano de 2010 e pode ser verificada no gráfico representado na Figura 5.2.



Figura 5.2 - Manutenção programada para 2009 e 2010

Deve notar-se que os meses em que predomina a manutenção são meses onde a carga é mais baixa, os meses de Verão ou nos meses de Inverno ou em que a disponibilidade hídrica é maior.

5.2.3 - Resultados para o ano de 2009

Neste ponto serão ilustrados os resultados das várias simulações efectuadas pretendendo analisar o facto da utilização de diferentes condições de execução nos resultados obtidos.

5.2.3.1 - Simulação 1: Pontas de carga, 2 períodos diários e sem manutenção

Neste ponto são ilustrados pela Figura 5.3 os resultados obtidos para uma simulação considerando 2 períodos diários e considerando as pontas desses períodos, visto ser o caso mais desfavorável.

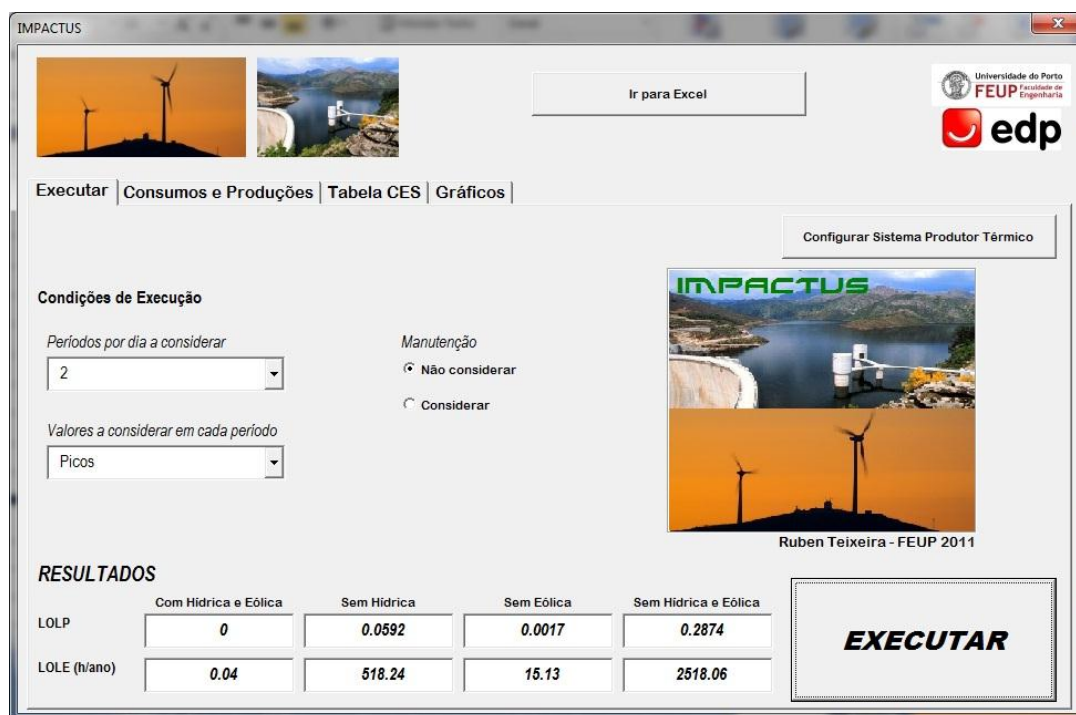


Figura 5.3 - Resultados da simulação 1 para o ano de 2009

A Figura 5.4 ilustra os resultados obtidos para o LOLP nesta simulação através de um gráfico de barras disponibilizado pela aplicação.

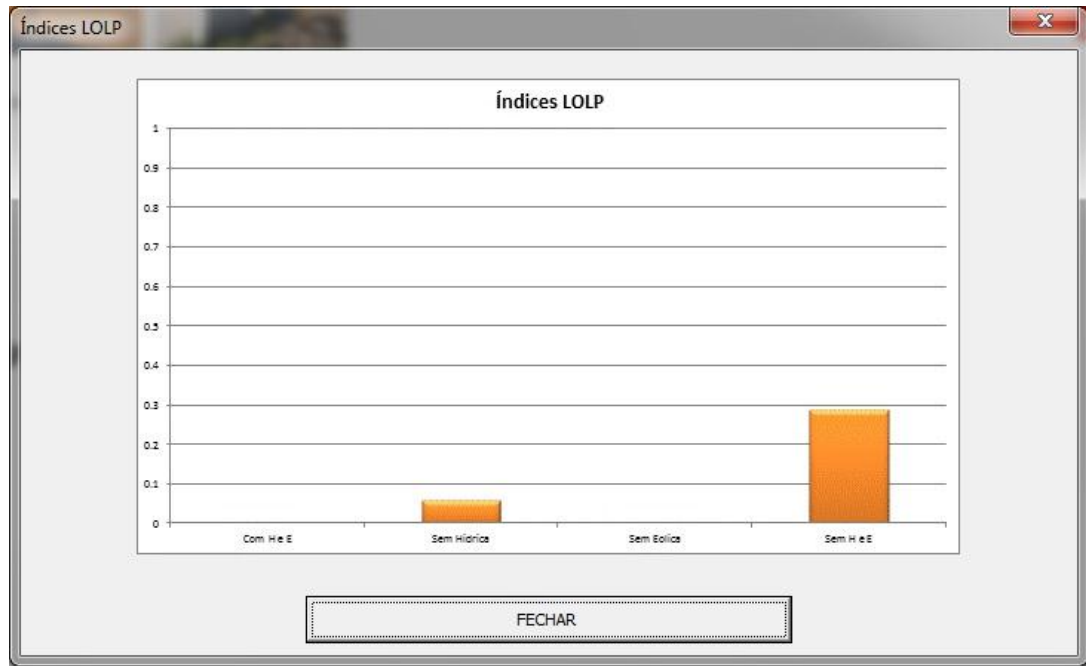


Figura 5.4 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 1 para o ano de 2009

Deve notar-se que para o sistema completo a fiabilidade do sistema se revela muito boa tendo índices de fiabilidade próximos de zero. Assim acontece também quando não é considerada a produção eólica. O mesmo já não acontece quando não consideramos a produção hídrica que se revela importante no aumento da fiabilidade do sistema. Como seria de esperar a situação mais gravosa é a última em que não se considera as produções hídrica e eólica e, por isso, os índices de fiabilidade reflectem os valores referentes à resposta do sistema térmico isoladamente para a carga verificada.

5.2.3.2 - Simulação 2: Pontas de carga, 4 períodos diários e sem manutenção

Nesta simulação pretende-se mostrar a alteração dos valores dos índices de fiabilidade relativamente à simulação 1. Estes valores terão diferenças representativas visto que a consideração de um maior número de períodos diários dá origem a valores mais precisos dos índices de fiabilidade. Contudo, estas diferenças mostram-se pouco significativas quando se eleva mais o número de períodos diários. Por isso, as simulações analisadas serão efectuadas considerando 4 períodos diários, visto a simulação demorar pouco tempo e os valores obtidos serem considerados bons resultados da simulação, isto é, com um nível de precisão considerado aceitável para este estudo.

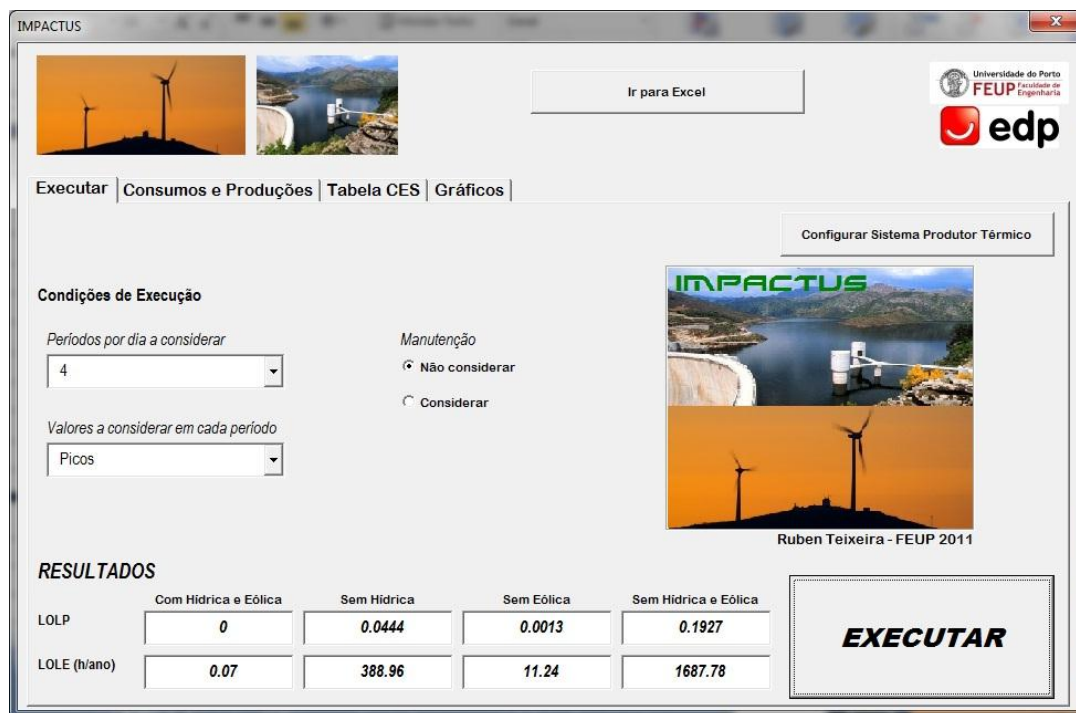


Figura 5.5 - Resultados da simulação 2 para o ano de 2009

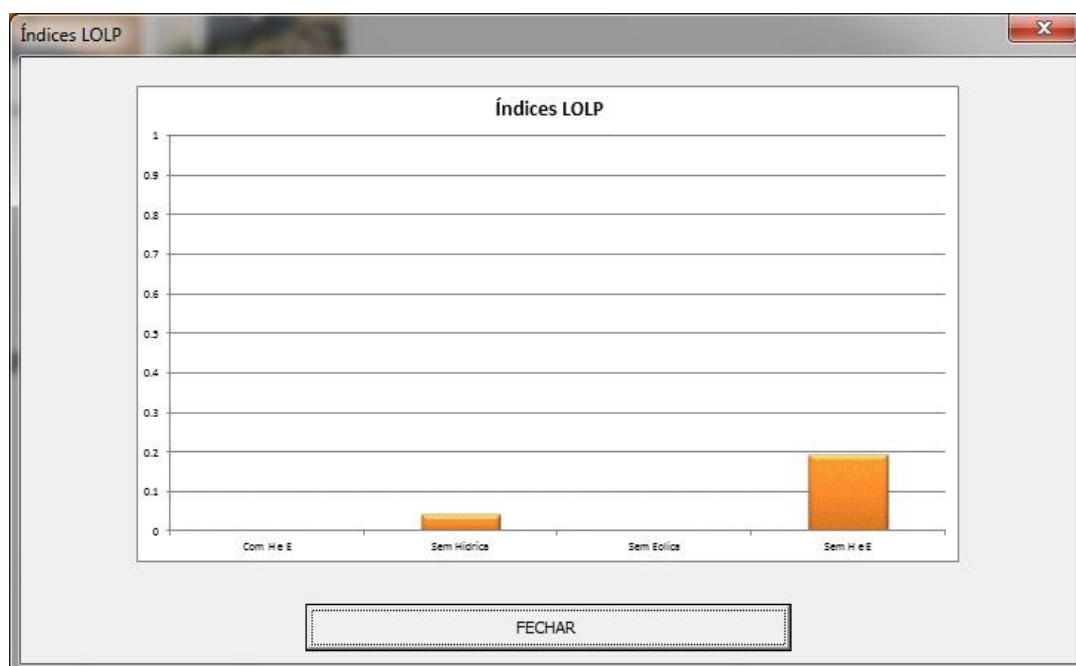


Figura 5.6 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 2 para o ano de 2009

Através da análise das Figuras 5.5 e 5.6 verifica-se que a comparação de resultados feita com a simulação 1 se mantém nesta simulação. Contudo, os valores dos índices de fiabilidade sofreram alterações revelando-se mais baixos e, por isso, revelando um sistema produtor melhor do que aquele que se perspectivou na simulação 1. Pode verificar-se que os valores dos índices de fiabilidade não considerando as produções hídrica e eólica são valores

preocupantes revelando a importância das produções hídrica e eólica no melhoramento da fiabilidade do sistema.

5.2.3.3 - Simulação 3: Média da carga, 4 períodos diários e sem manutenção

Esta simulação pretende, sobretudo, ilustrar a diferença de considerar o valor médio da carga nos períodos considerados ao invés dos valores máximos, considerados nas simulações anteriores.

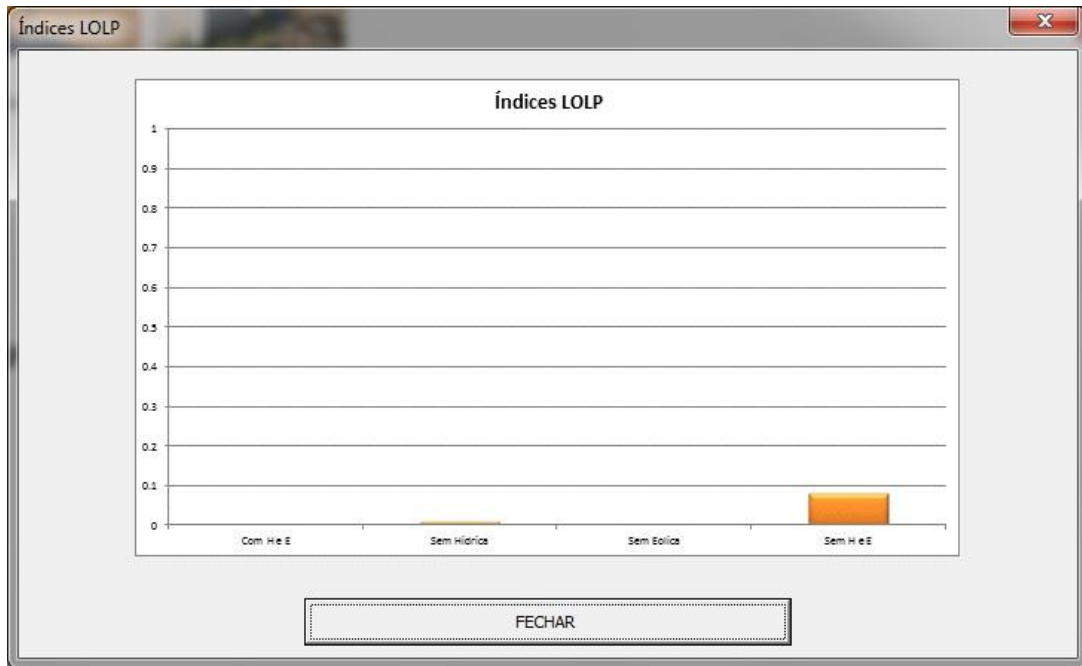


Figura 5.7 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 3 para o ano de 2009

A Figura 5.7 ilustra, tal como seria de esperar, que a fiabilidade do sistema sai valorizada relativamente às simulações anteriores. Isto é, os índices de fiabilidade calculados são muito melhores relativamente à consideração das pontas de carga. Isto deve-se a que ao considerar as pontas, os valores da carga são mais elevados que a média aritmética e, por isso, o risco de corte de carga é superior.

Estes resultados podem ser importantes na medida em que são mais realistas, enquanto que a consideração das pontas de carga fornecem uma estimativa mais severa na avaliação da fiabilidade do sistema produtor, pelo que serão apresentados os resultados relativos a estes dois tipos de dados nas simulações a apresentar em seguida.

5.2.3.4 - Simulação 4: Média da carga, 4 períodos diários e com manutenção

Esta simulação permitirá obter resultados que reflectem mais fielmente o que se passa no sistema produtor ao longo do ano, uma vez que é considerada a manutenção programada, sendo essa a única diferença relativamente à simulação 3.

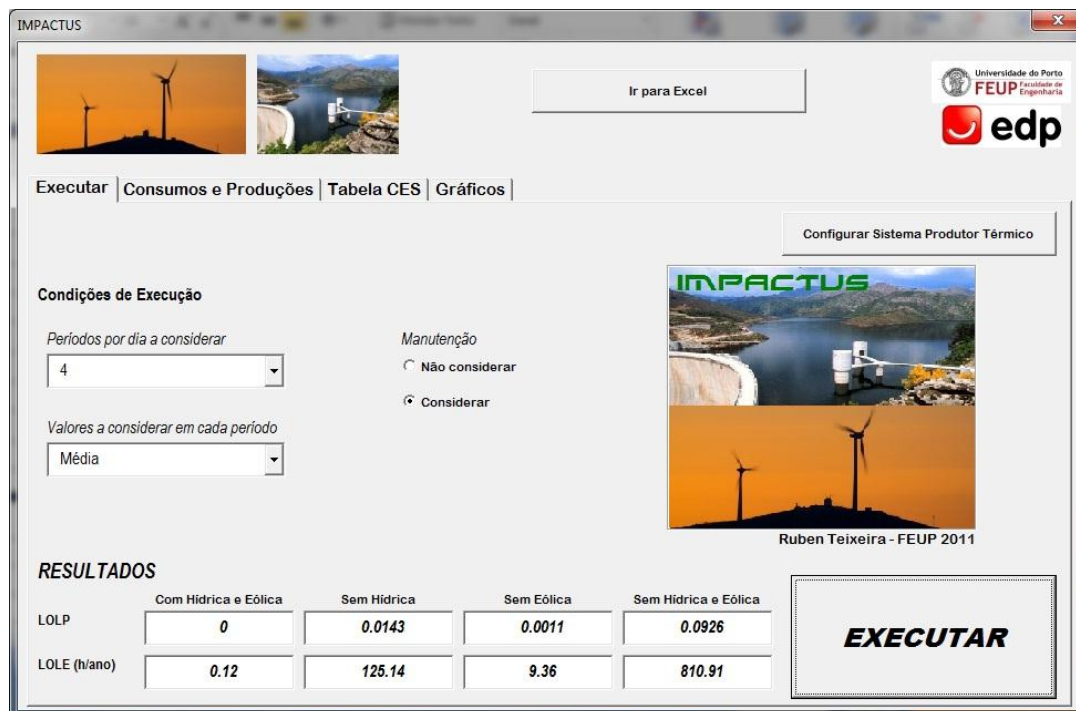


Figura 5.8 - Resultados da simulação 4 para o ano de 2009

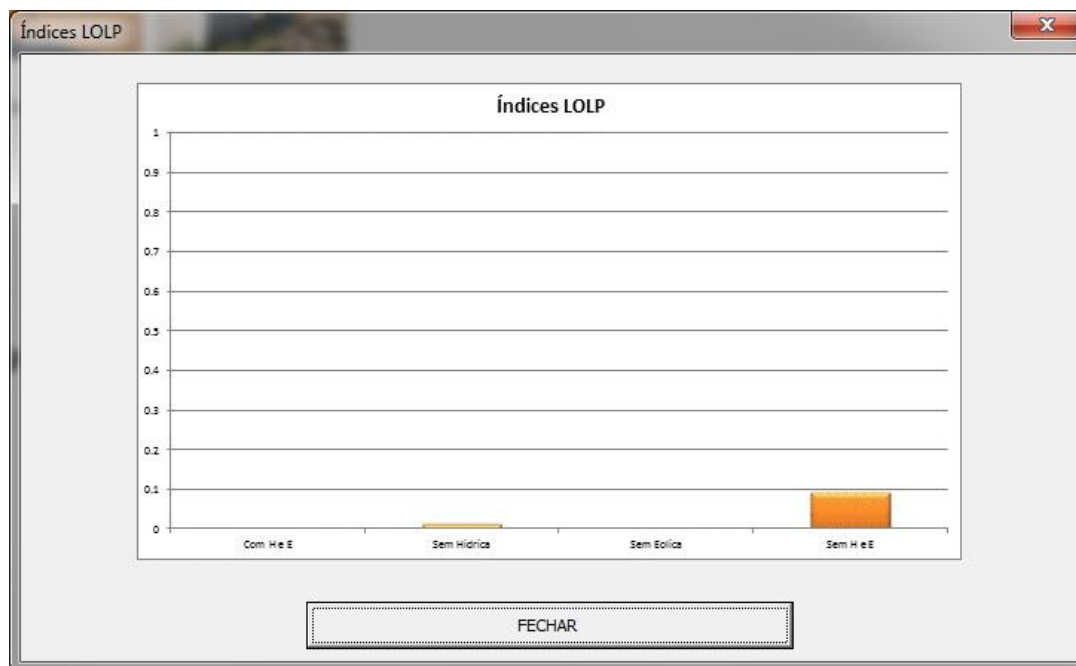


Figura 5.9 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 4 para o ano de 2009

Os resultados obtidos nesta simulação mostram um agravamento dos índices de fiabilidade. Este resultado era esperado, na medida em que a manutenção introduz agravamento da carga, isto é, um aumento da carga nos períodos em que se verifica a manutenção correspondente à potência que se encontra fora de serviço nesse período de tempo.

5.2.3.5 - Simulação 5: Pontas de carga, 4 períodos diários e com manutenção

Finalmente são apresentados os resultados com as condições mais frequentemente utilizadas no cálculo dos índices de fiabilidade, isto é, considerando as pontas de carga e a influência da manutenção programada.

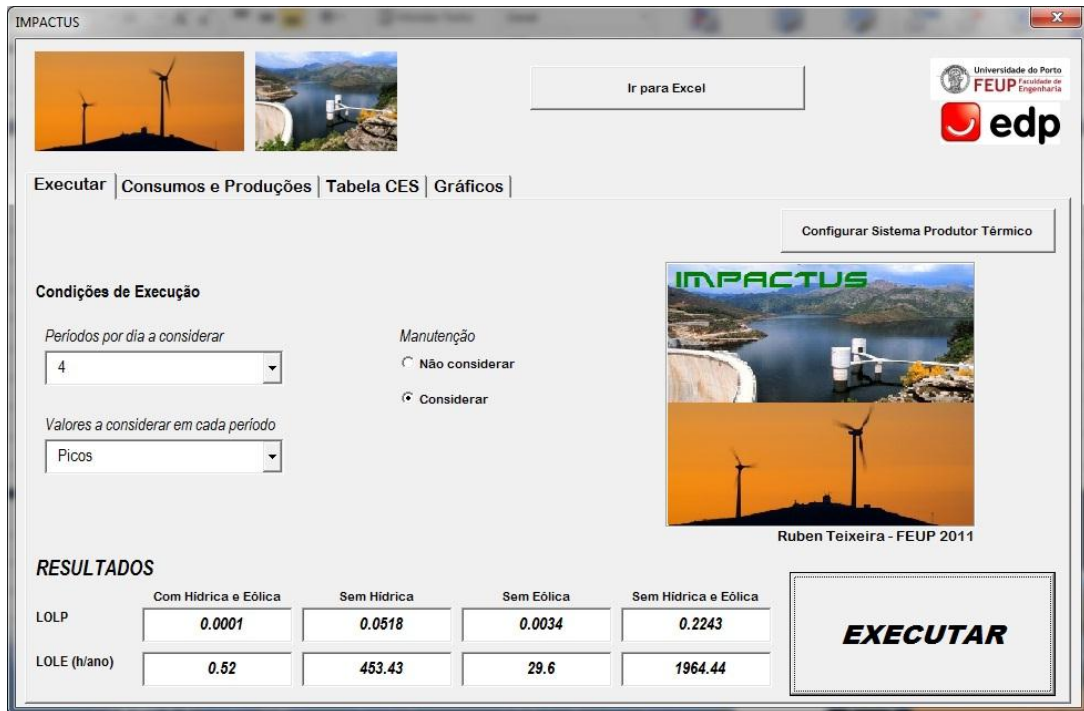


Figura 5.10 - Resultados da simulação 5 para o ano de 2009

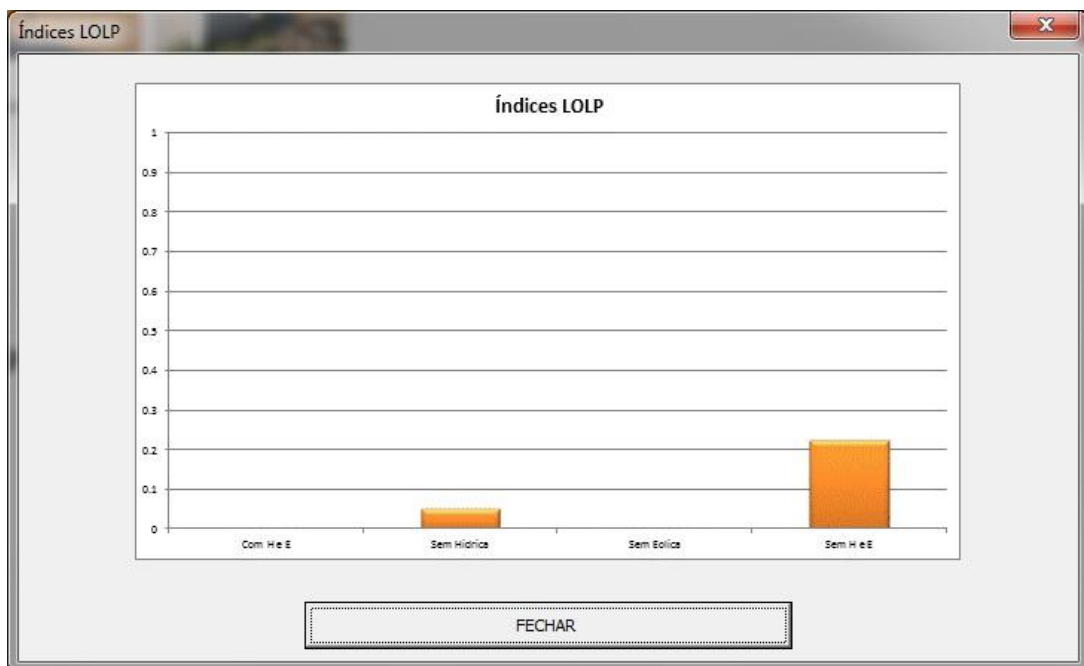


Figura 5.11 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 5 para o ano de 2009

Verifica-se que nesta simulação os índices são agravados relativamente às simulações anteriores, exceptuando a simulação 1 que considera apenas 2 períodos diários.

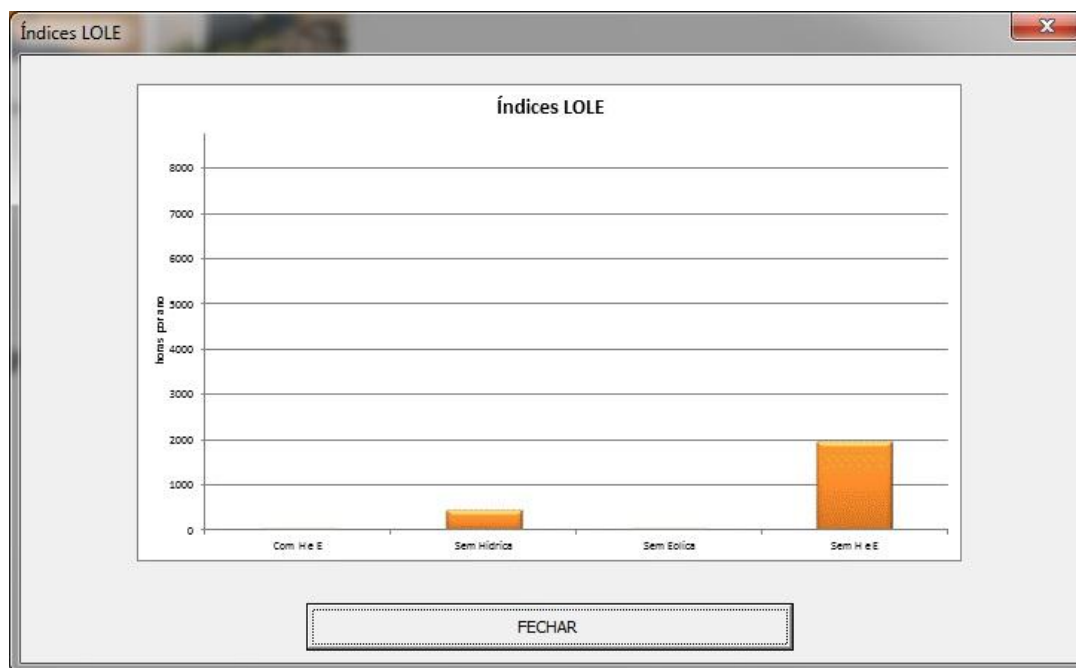


Figura 5.12 - Gráfico de índices LOLE para a simulação 5 para o ano de 2009

A Figura 5.12 apresenta a os índices LOLE, permitindo avaliar o sistema pelo tempo em que este seria incapaz de satisfazer a carga no período de um ano.

Assim, para esta simulação é possível verificar que para o sistema completo o número de horas em que o sistema não seria capaz de satisfazer a carga é inferior a uma hora. O sistema revela ter índices de fiabilidade de boa qualidade no ano de 2009 no que respeita à sua composição total.

Contudo, no caso mais desfavorável, ou seja, a inexistência de produção hídrica e produção eólica o sistema revela índices de fiabilidade pouco aceitáveis com um número de horas de incapacidade de alimentar a carga próxima das 2000 horas, o que equivale a aproximadamente 6 horas por dia, 83 dias por ano, o que é um valor inaceitável.

5.2.4 - Comparação de resultados

A Tabela 5.6 resume os resultados obtidos, para os índices de fiabilidade nas várias simulações efectuadas para o ano de 2009.

Tabela 5.6 - Resumo dos resultados obtidos no conjunto das várias simulações para 2009

Resultados LOLP para 2009					
Combinações	simulação 1	simulação 2	simulação 3	simulação 4	simulação 5
Com hídrica e eólica	0	0	0	0	0.0001
Sem hídrica	0.0592	0.0444	0.0101	0.0143	0.0518
Sem eólica	0.0017	0.0013	0.0004	0.0011	0.0034
Sem hídrica e eólica	0.2874	0.1927	0.08	0.0926	0.2243
Manutenção	não	não	não	sim	sim

A Figura 5.13 apresenta graficamente os diferentes resultados obtidos disponíveis numericamente na Tabela 5.6.

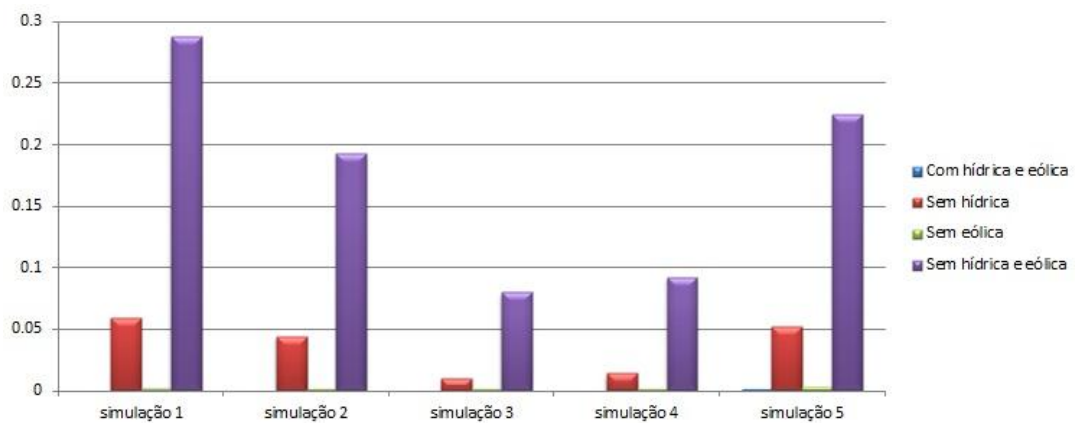


Figura 5.13 - Gráfico LOLP que resume os resultados obtidos das várias simulações para 2009

Nesta Tabela:

- simulação 1: pontas de carga, 2 períodos diários e sem manutenção;
- simulação 2: pontas de carga, 4 períodos diários e sem manutenção;
- simulação 3: média da carga, 4 períodos diários e sem manutenção;
- simulação 4: média da carga, 4 períodos diários e com manutenção;
- simulação 5: pontas de carga, 4 períodos diários e com manutenção.

Resumindo, para o ano de 2009 os índices de fiabilidade do sistema produtor são bons, visto que a inexistência de produção hídrica e eólica em simultâneo na sua totalidade é um caso muito raro. Assim, estes valores permitem avaliar a importância dessas produções no aumento da fiabilidade do sistema.

Apesar de 2009 ser um ano pouco chuvoso, a produção hídrica assume um maior destaque relativamente à produção eólica, visto que revela uma capacidade de produção maior que a produção eólica sobretudo nos meses de inverno. A capacidade hídrica instalada superior à

capacidade eólica, a volatilidade e ausência do recurso eólico contribuem para a diferença de produção entre estas duas fontes de energia.

Note-se ainda que a consideração da manutenção contribuiu para um agravamento dos índices de fiabilidade.

5.3 - Análise referente a 2010

Para este ano serão feitas apenas simulações considerando quatro períodos diários. O ano de 2010 distingue-se de 2009 na sua tipologia. Se 2009 foi um ano seco, 2010 foi um ano húmido e por isso com uma disponibilidade hídrica maior que o ano de 2009. Foi devido a esta diferença que se decidiu obter os índices do ano de 2009 de modo a comparar estes dois anos.

5.3.1 - Consumo, produções e manutenção

O ano de 2010 possuiu a mesma configuração do sistema produtor térmico de 2009. Assim, os dados das centrais a inserir no sistema produtor térmico devem corresponder à Tabela 5.5, pelo que a Tabela das Probabilidades das Capacidades em Serviço será a mesma que foi calculada para as simulações realizadas para o ano de 2009. Assim, não precisa de ser calculada novamente e a manutenção programada será a mesma que em 2009 o que corresponde à distribuição apresentada pela Figura 5.2.

A Figura 5.14 apresenta os consumos e as produções hídrica e eólica verificadas no ano de 2010.

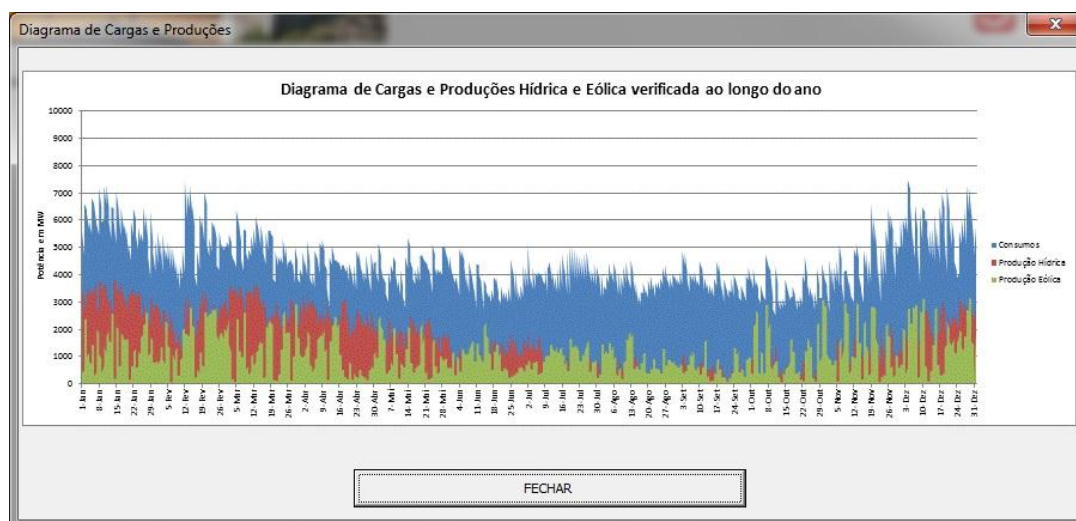


Figura 5.14 - Diagrama horário da carga e produções hídrica e eólica de 2010

É possível verificar que a componente hídrica é bem mais abundante neste ano relativamente ao ano de 2009, precisamente por se tratar de um ano húmido.

Foi possível verificar ainda para o ano de 2010 que a média anual da produção tanto hídrica como eólica aumentaram bem como a média anual do consumo registado, relativamente a 2009, como mostra a Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Média dos consumos e produções verificadas em 2009 e 2010

Valores médios anuais verificados		
	2009	2010
Consumo (MW)	4461.45	4702.05
P. Hídrica (MW)	903.86	1699.99
P. Eólica (MW)	854.71	1029.87

O aumento da produção hídrica deveu-se a que 2010 foi um ano húmido enquanto o aumento da produção eólica se deveu aos investimentos feitos para aumento da capacidade eólica instalada no país.

5.3.2 - Resultados de 2010

Neste ponto serão apresentados os resultados relativos às simulações efectuadas para o ano de 2010, pretendendo analisar a influência da manutenção nos resultados obtidos bem como o impacto das produções hídrica e eólica na fiabilidade do sistema produtor.

5.3.2.1 - Simulação 1: Média da carga, 4 períodos e sem manutenção

A Figura 5.15 apresenta os resultados obtidos nesta simulação pela aplicação *Impactus*.

The screenshot shows the IMPACTUS simulation interface. On the left, under 'Condições de Execução', there are two dropdown menus: 'Períodos por dia a considerar' set to '4' and 'Valores a considerar em cada período' set to 'Média'. To the right, under 'Manutenção', there are two radio buttons: 'Não considerar' (selected) and 'Considerar'. On the right side, there is a logo for IMPACTUS and a photograph of a dam and wind turbines, with the text 'Ruben Teixeira - FEUP 2011' below it. At the bottom, a table displays the results for LOLP and LOLE (h/ano) under four scenarios: 'Com Hídrica e Eólica', 'Sem Hídrica', 'Sem Eólica', and 'Sem Hídrica e Eólica'. A large 'EXECUTAR' button is located on the right side of the results table.

RESULTADOS				
	Com Hídrica e Eólica	Sem Hídrica	Sem Eólica	Sem Hídrica e Eólica
LOLP	0	0.0211	0.0015	0.1227
LOLE (h/ano)	0	184.7	13.53	1075.04

Figura 5.15 - Resultados da simulação 1 para o ano de 2010

Verifica-se que a ausência de produção hídrica introduz um agravamento nos índices de fiabilidade maior que a ausência da produção eólica. Este facto deve-se a que as centrais hídricas revelam uma maior capacidade de produção relativamente à produção eólica.

5.3.2.2 - Simulação 2: Pontas da carga, 4 períodos e sem manutenção

Os resultados desta simulação são agravados relativamente aos da simulação 1, visto que se consideram as pontas dos períodos considerados o que agrava o diagrama de cargas considerado nos cálculo dos índices de fiabilidade como ilustra a Figura 5.16.



Figura 5.16 - Resultados da simulação 2 para o ano de 2010

Ao considerar as pontas de carga relativamente à média os resultados são agravados para cerca do dobro.

5.3.2.3 - Simulação 3: Média da carga, 4 períodos e com manutenção

A Figura 5.17 permite observar que a consideração da manutenção relativamente à simulação 1 reflecte nos resultados valores de fiabilidade semelhantes à consideração das pontas de carga em vez dos valores médios. Estes resultados permitem verificar a importância da consideração da manutenção programada dos grupos térmicos no cálculo da fiabilidade do sistema produtor. Permite dizer que a consideração da manutenção e a sua programação são tão importantes como a consideração dos valores usados na construção do diagrama de cargas revelando um agravamento considerável nos índices de fiabilidade. Assim, a manutenção deve ser sempre que possível considerada para que os índices analisados sejam reflexo do real funcionamento do sistema produtor.



Figura 5.17 - Resultados da simulação 3 para o ano de 2010

5.3.2.4 - Simulação 4: Pontas da carga, 4 períodos e com manutenção

À semelhança das simulações efectuadas para o ano de 2009 este cenário é aquele que apresenta os índices de fiabilidade mais gravosos, devido às condições de cálculo consideradas.

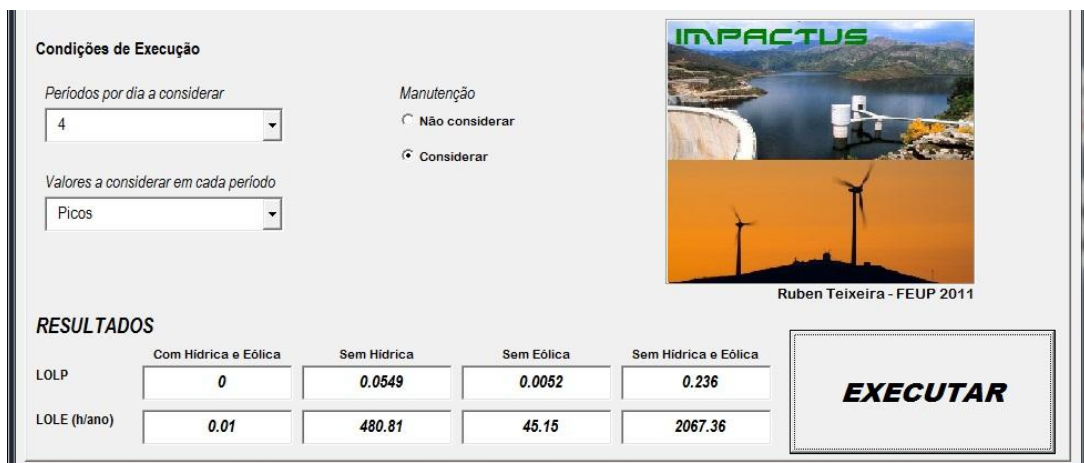


Figura 5.18 - Resultados da simulação 4 para o ano de 2010

Este cenário é aquele que reflecte os índices que normalmente são analisados nos estudos de fiabilidade.

Assim, pode dizer-se que a sistema produtor no ano de 2010 possuiu índices de fiabilidade muito bons, tendo em conta as produções hídrica e eólica que contribuíram significativamente para os valores obtidos.

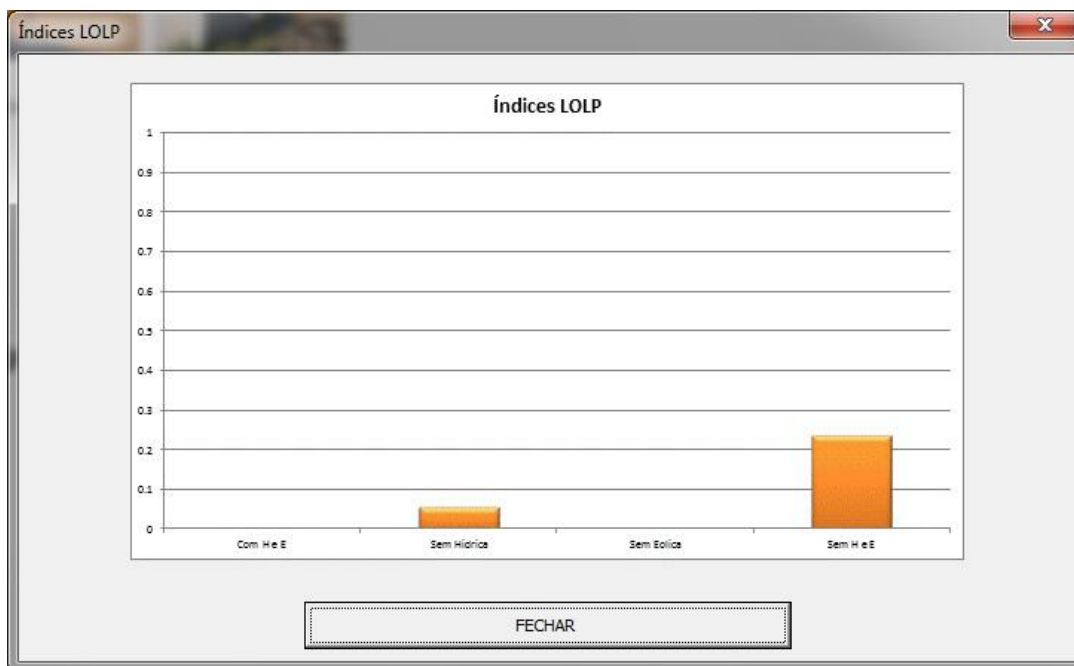


Figura 5.19 - Gráfico de índices LOLP para a simulação 4 para o ano de 2010

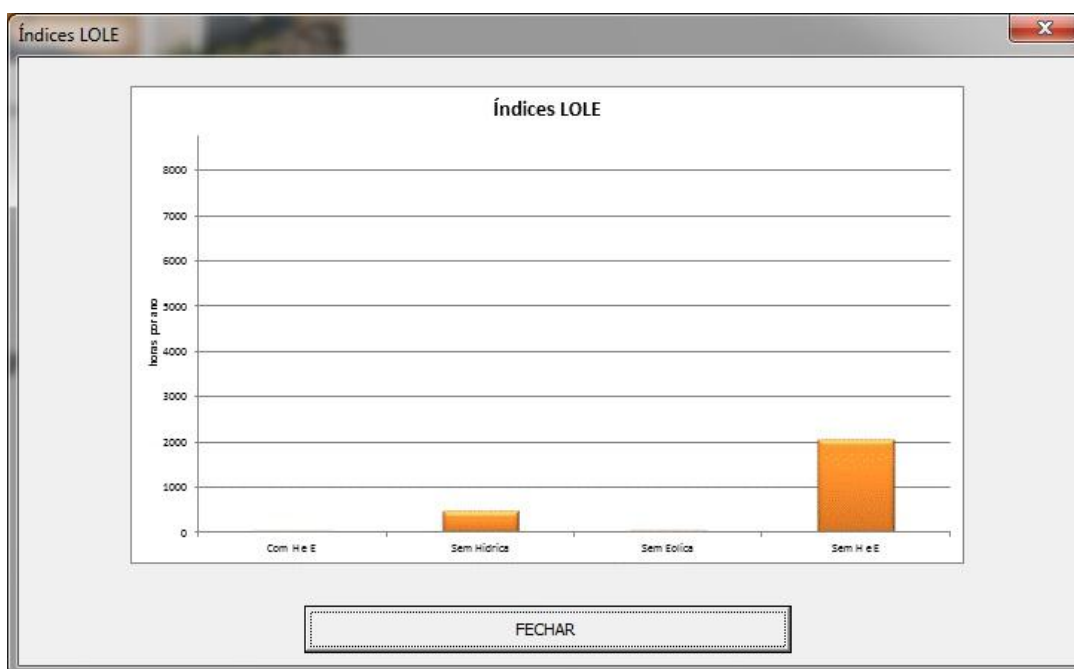


Figura 5.20 - Gráfico de índices LOLE para a simulação 4 para o ano de 2010

As produções hídrica e eólica assumem uma papel importante na melhoria dos índices de fiabilidade uma vez que, por exemplo na ausência da produção eólica o tempo em que a carga não é satisfeita aproxima-se da 48 horas, ou seja, aproximadamente 2 dias por ano, o que reflecte desde logo índices considerados pouco razoáveis.

5.3.3 - Comparação de resultados

A Tabela 5.8 resume os resultados obtidos no conjunto de simulações efectuadas para o ano de 2010.

Tabela 5.8 - Resumo dos resultados obtidos no conjunto das várias simulações para 2010

Resultados LOLP para 2010				
Combinações	simulação 1	simulação 2	simulação 3	simulação 4
Com hídrica e eólica	0	0	0	0
Sem hídrica	0.0211	0.0449	0.0272	0.0549
Sem eólica	0.0015	0.0032	0.0028	0.0052
Sem hídrica e eólica	0.1227	0.2154	0.1343	0.236
Manutenção	não	não	sim	sim
LOLE (h/ano)				
Com hídrica e eólica	0	0	0.01	0.01
Sem hídrica	184.7	393.64	238.09	480.81
Sem eólica	13.53	28.31	24.92	45.15
Sem hídrica e eólica	1075.04	1886.77	1176.64	2067.36

A Figura 5.21 revela graficamente os diferentes resultados obtidos disponíveis numericamente na Tabela 5.8.

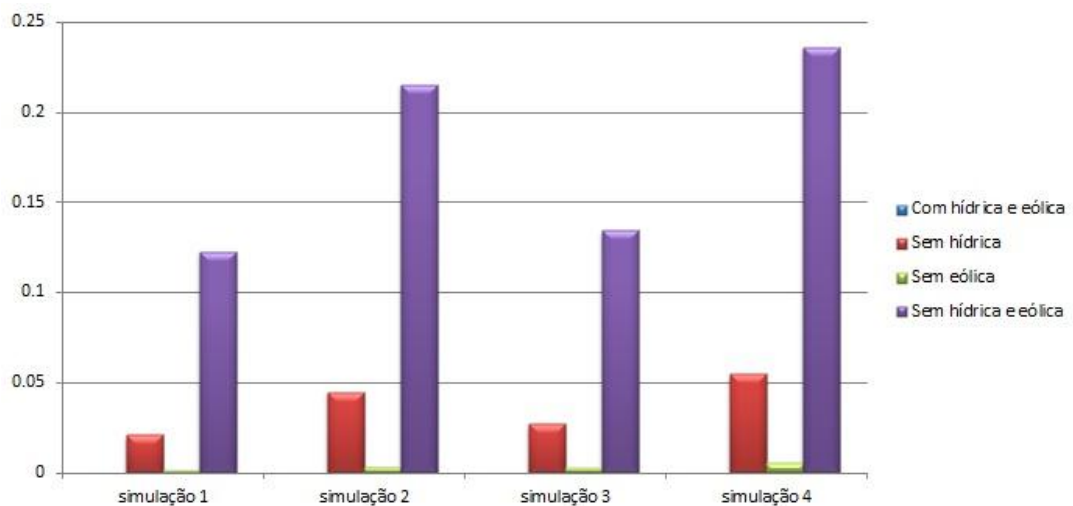


Figura 5.21 - Gráfico LOLP que resume os resultados obtidos das várias simulações para 2010

Nesta Tabela:

- simulação 1: média da carga, 4 períodos diários e sem manutenção;
- simulação 2: pontas de carga, 4 períodos diários e sem manutenção;
- simulação 3: média da carga, 4 períodos diários e com manutenção;
- simulação 4: pontas de carga, 4 períodos diários e com manutenção.

Resumindo, para o ano de 2010 os índices obtidos são muito bons revelando um sistema produtor com capacidade térmica em excesso face à carga a ser abastecida no sistema completo. O sistema térmico considerado em 2010 tem uma potência instalada de cerca 6428 MW para uma média anual de cerca de 2490 MW, mínimo 0 MW (sem produção térmica registada) e máximo de cerca de 5565 MW abastecidos somente pelo sistema térmico, isto é, considerando as produções hídrica e eólica que cobrem uma grande parte do consumo.

Nesta perspectiva, a produção hídrica e a produção eólica revelam-se fundamentais para a obtenção de bons índices de fiabilidade.

Esta importância pode ser avaliada no agravamento que os índices de fiabilidade sofrem quando se retira a produção deste tipo de fontes de energia eléctrica. A produção hídrica é uma parte fundamental de abastecimento do consumo e a produção eólica assume em 2010 um valor que, na sua ausência, agrava consideravelmente a fiabilidade e a capacidade de resposta do sistema produtor.

5.4 - Análise referente a 2011

Dada a forte componente hídrica e eólica que se tem verificado ao nível da produção, as centrais térmicas estão a sofrer desclassificações, isto é, existem centrais que foram desactivadas em 2011 e perspectivam-se novas desclassificações em 2012. A desclassificação das centrais térmicas tem ainda que ver com o tempo de vida destas e os custos associados à sua exploração e manutenção.

Contudo, é preciso perceber a influência que uma diminuição da capacidade térmica pode ter nos índices de fiabilidade.

Neste ponto serão efectuadas apenas duas simulações considerando 4 períodos diários, utilizando as pontas de carga. Numa das simulações não foi considerada a manutenção programada e na outra foi considerada.

5.4.1 - Consumo, produções e manutenção

Em 2011 os grupos térmicos da Central do Carregado foram desclassificadas, apresentando o sistema térmico uma capacidade mais reduzida que nos anos anteriores com uma constituição que pode ser verificada na Tabela 5.3.

Para o ano de 2011 será considerada a manutenção da Central de Sines à semelhança dos anos anteriores e considerada a entrada em manutenção dos grupos da Central de Lares, que será programada para os meses de Março e de Abril. Tomou-se esta opção visto os casos anteriores não contemplarem este tipo de programação considerando-se, por isso, um novo caso de estudo no âmbito desta dissertação.

Assim, a configuração do sistema térmico para o ano de 2011 deve ser inserida de acordo com a Tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Configuração do sistema térmico a inserir na aplicação para o ano de 2011

Configuração do sistema térmico a inserir na aplicação 2011

Id. Central	Pot. Liq. Unitária (MW)	Nº Grupos	F.O.R. (grupos)	Mês inicial	Dia inicial	Duração (semanas)
LARES Grupo 1	420	1	0.011	7	15	2
LARES Grupo 2	420	1	0.011	8	10	2
CRJ	392	3	0.011			
Turbo Gás	330	3	0.048			
Pego	292	2	0.034			
Setúbal	237	4	0.085			
Barreiro	56	1	0.115			
Tunes 34	83	2	0.043			
Sines Grupo 1	298	1	0.087	1	4	2
Sines Grupo 2	298	1	0.087	8	27	1
Sines Grupo 3	298	1	0.087	7	2	8
Sines Grupo 4	298	1	0.087	10	2	8

No que respeita à manutenção a Figura 5.22 ilustra a sua distribuição tal como foi considerada no ano de 2011.

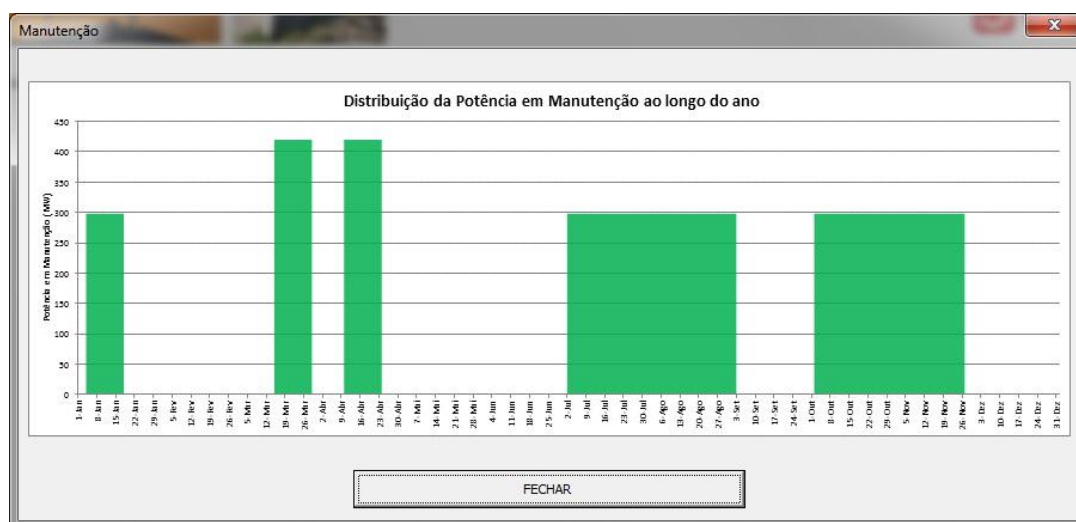


Figura 5.22 - Distribuição da potência em manutenção para 2011

Na configuração dos consumos e produções para este ano assumiu-se o seguinte cenário:

- consumos relativos ao ano de 2010;
- produção hídrica e Produção eólica - média das produções verificadas em 2009 e 2010.

Finalmente a Tabela das Probabilidades de Capacidades em Serviço apresenta para este ano de 2011 um capacidade total menor e um número de combinações menor dado o menor número de grupos envolvidos. Para os anos de 2009 e 2010 a Tabela apresentava 5179 combinações possíveis enquanto a de 2011 apresenta 4117.

5.4.1.1 - Simulação 1: Pontas da carga, 4 períodos e sem manutenção

A Figura 5.23 apresenta os resultados gerados pela aplicação *Impactus* para as condições de execução especificadas sem considerar a manutenção.

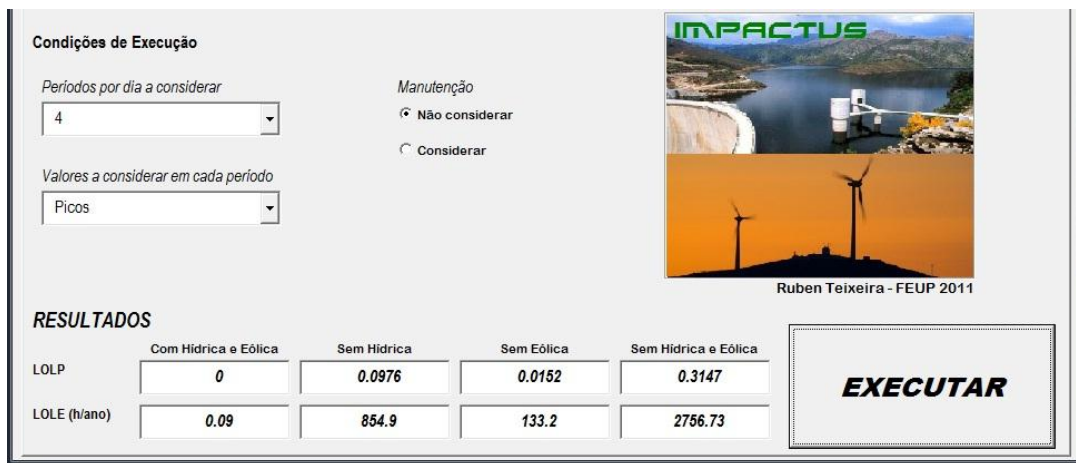


Figura 5.23 - Resultados da simulação 1 para o ano de 2011

Deve notar-se que com a saída dos grupos da Central do Carregado existe desde logo um agravamento dos índices de fiabilidade do sistema. Contudo esse agravamento para o sistema completo não é muito elevado.

5.4.1.2 - Simulação 2: Pontas da carga, 4 períodos e com manutenção



Figura 5.24 - Resultados da simulação 2 para o ano de 2011

Considerando a manutenção prevista para este ano, o agravamento da fiabilidade é notório, principalmente porque existe manutenção programada em períodos em que a carga é mais elevada. Contudo, para o sistema completo e projectando as produções hídrica e eólica niveladas através dos anos de 2009 e 2010, os índices de fiabilidade são muito bons, pelo que se pode dizer que o sistema produtor térmico continua com sobredimensionamento face às cargas verificadas e as contribuições prevista das componentes hídrica e eólica.

Importa salientar para esta simulação que as produções estimadas do parque hídrico e eólico apresentam valores inferiores aos que se devem realmente verificar no ano de 2011 visto que a tendência para este ano indica que deverá ocorrer um aumento deste tipo de produção, sobretudo eólica, relativamente ao ano de 2010.

A Tabela 5.10 resume os resultados obtidos nas duas simulações efectuadas para o ano de 2011.

Tabela 5.10 - Resumo resultados obtidos nas simulações para 2011

RESULTADOS Combinações	LOLP	
	simulação 1	simulação 2
Com hídrica e eólica	0	0.0001
Sem hídrica	0.0976	0.1098
Sem eólica	0.0152	0.0212
Sem hídrica e eólica	0.3147	0.3648
	LOLE (h/ano)	
Com hídrica e eólica	0.09	0.49
Sem hídrica	854.9	962.06
Sem eólica	133.2	185.62
Sem hídrica e eólica	2756.73	3195.62
Manutenção	não	sim

Nesta Tabela:

- simulação 1: Pontas da carga, 4 períodos e sem manutenção;
- simulação 2: Pontas da carga, 4 períodos e com manutenção.

Através dos resultados obtidos verifica-se que, apesar da saída de serviço dos grupos da Central do Carregado o sistema mantém-se muito fiável.

5.5 - Análise global 2009-2011

5.5.1 - Considerações gerais

Neste ponto da dissertação é apresentada uma evolução dos índices desde 2009 até 2011. Para esse efeito são apresentados os valores referentes às simulações efectuadas para as condições de 4 períodos diários e considerando as pontas da carga. São apresentados os resultados com e sem a consideração da manutenção para os valores de fiabilidade referentes ao sistema completo, isto é não ignorando a produção hídrica e/ou eólica.

São apresentados os valores referentes aos índices LOLE, visto tratarem-se de valores com um facilidade de análise melhor que os índices LOLP. Contudo estes podem ser consultados nas tabelas que reúnem os resumos dos valores comparados.

5.5.2 - Análise dos índices para o sistema eléctrico

A Figura 5.25 apresenta os resultados verificados para os índices de fiabilidade obtidos para o sistema eléctrico português para os três anos em análise considerando a manutenção prevista em cada um deles ou não.

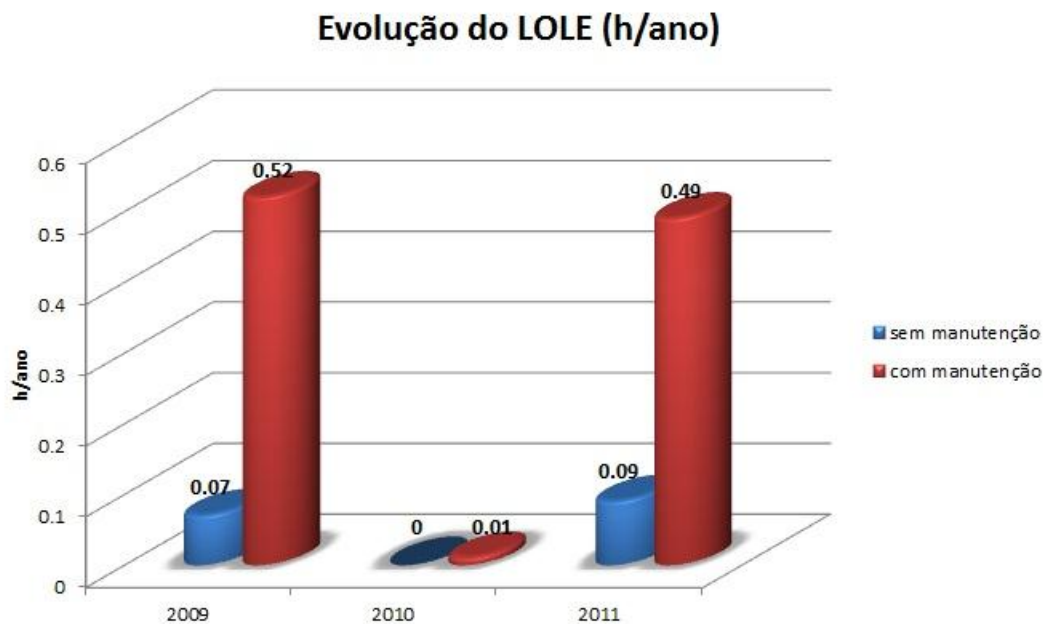


Figura 5.25 - Resultados LOLE (h/ano) para 2009, 2010 e 2011 com e sem manutenção

É possível verificar que para a constituição completa do sistema eléctrico em análise em cada um dos anos, o sistema se revela muito fiável.

Verifica-se também que o facto de considerar ou não a manutenção programada é relevante, pois influencia o resultado da simulação significativamente, revelando índices de fiabilidade piores quando se considera a manutenção, como seria de esperar.

De 2009 para 2010 pode-se observar uma melhoria dos índices de fiabilidade. Contribuíram para esta melhoria a maior produção hídrica e eólica verifica neste ano.

Para o ano de 2011, com o cenário que foi considerado de consumos e produções, a manutenção programada e sobretudo com a desclassificação de todos os grupos da Central do Carregado, os índices voltam a ter valores próximos dos que se verificam em 2009, mantendo, em todo o caso, índices de fiabilidade bons.

A Figura 5.26 reúne os resultados referentes aos anos analisados nas condições mais frequentes de cálculo dos índices de fiabilidade, caracterizando o normal funcionamento do sistema produtor eléctrico e ainda as várias combinações geradas pela aplicação de modo a poder reflectir o impacto das fontes de energia hídrica e eólica.

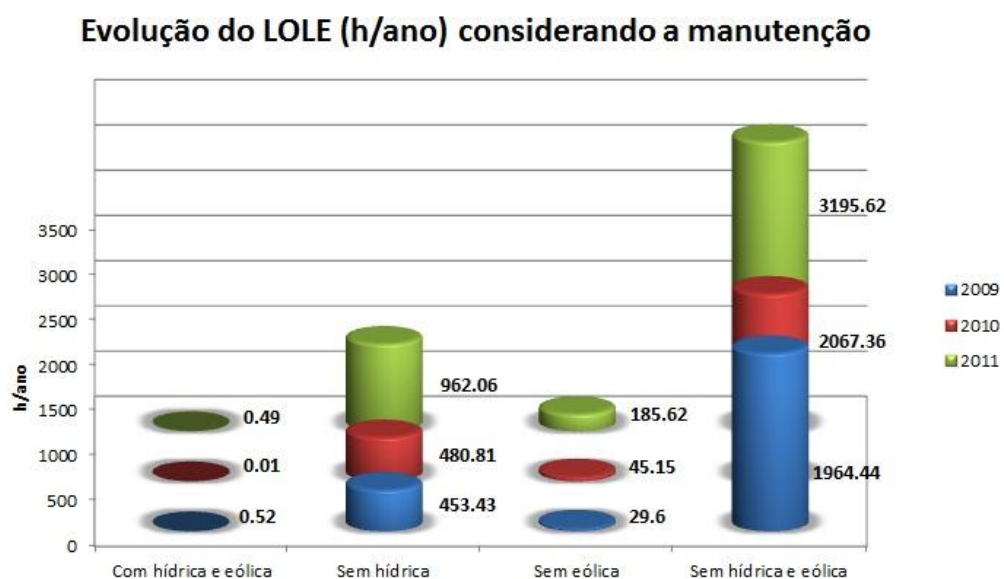


Figura 5.26 - Resultados LOLE 2009, 2010 e 2011 para as várias combinações do sistema

Verifica-se que ao longo destes últimos três anos a contribuição da produção hídrica e da produção eólica têm vindo a aumentar, pelo que se estas capacidades não fossem consideradas o valor do LOLE seria muito agravado. No que respeita à produção eólica de 2009 para 2010 o número de horas que o sistema não seria capaz de satisfazer a carga na ausência deste tipo de produção passaria para cerca do dobro, piorando drasticamente em 2011 nas condições analisadas.

É possível constatar o elevado impacto da produção hídrica em Portugal que, caso não existisse, originaria uma dependência muito elevada das centrais térmicas o que significaria que o investimento neste tipo de centrais seria maior e Portugal teria que ter uma potência térmica instalada muito superior à existente para manter bons níveis de fiabilidade.

De salientar que de 2009 para 2010 se obteve uma melhoria significativa dos índices de fiabilidade que permitiu desclassificar seis grupos produtores térmicos em 2011 sem colocar em causa os bons índices de fiabilidade. Este passo foi possível devido ao aumento da

contribuição da produção hídrica mas sobretudo ao aumento da capacidade eólica instalada e consequentemente a maior produção verificada utilizando este recurso renovável.

Capítulo 6

Conclusões

Nesta dissertação foram apresentados conceitos básicos sobre a análise de fiabilidade aplicados aos sistemas eléctricos de energia e em particular aos sistemas produtores, foi descrita a aplicação desenvolvida e foram discutidos os resultados obtidos. A metodologia utilizada permite avaliar a adequação dos sistemas produtores de um sistema eléctrico de energia e a produção de energia eléctrica através de centros produtores com recursos primários finitos e voláteis, neste caso a produção hídrica e a produção eólica verificada, na melhoria da fiabilidade do sistema produtor.

As principais conclusões obtidas no âmbito desta dissertação são:

- através do aumento da capacidade de produção de energia hídrica e eólica existe uma menor dependência energética de combustíveis fósseis, que Portugal necessita de importar;
- o facto da produção hídrica se revelar muito importante para manter os níveis de fiabilidade muito bons;
- o aumento da produção eólica que se revela cada vez mais influente no abastecimento da carga;
- uma notória procura do uso de energias renováveis no sistema produtor num pensamento estratégico com mais preocupações ambientais permitindo assim fazer uma reestruturação e redução do sistema produtor térmico sem colocar em causa os níveis de fiabilidade.

Ao longo da dissertação foram efetuados os estudos de fiabilidade para os anos de 2009, 2010 e 2011 de modo a retirar as conclusões que foram apresentadas.

A aplicação desenvolvida permitiu ainda avaliar a importância da manutenção programada dos grupos que compõem o sistema produtor térmico e como a localização no tempo destas acções de manutenção pode contribuir para um agravamento da fiabilidade do sistema.

Os estudos de fiabilidade para um horizonte futuro requerem estudos adequados de previsão. O estudo realizado para o ano de 2011, envolveu a utilização de diversas estimativas tentando perceber o impacto da desclassificação da Central do Carregado e, conseqüentemente, a redução da capacidade instalada do sistema térmico em estudo.

Foi possível verificar que a capacidade de produção verificada, nos anos analisados, hídrica e eólica, são fundamentais para se obterem índices de fiabilidade aceitáveis com a capacidade dos grupos térmicos existentes.

O valor aceitável do LOLE varia de acordo com as características dos sistemas eléctricos de cada país. A título de exemplo, o valor máximo do LOLE aceitável na Holanda é de 24 h/ano, na Bélgica é de 16 h/ano, na Inglaterra e Irlanda é de 8 h/ano e nos Estados Unidos é de 2,4 h/ano.

Em Inglaterra o valor padrão considerado é o de 0,1 dias/ano o que equivale a 2,4 h/ano tal como nos Estados Unidos. Metas que devem ser cumpridas até 2013/14 segundo o documento publicado pela *ISO New England Inc.* em 2010 [33].

Face a estes indicadores é possível concluir que o sistema eléctrico português possui valores de LOLE muito inferiores àqueles que são consideráveis aceitáveis revelando-se um sistema muito fiável. Assim, podem ser tomadas outras opções estratégicas de modo a aumentar a independência de recursos fósseis obtendo-se níveis de fiabilidade considerados aceitáveis.

A finalizar, espera-se que esta aplicação corresponda ao pretendido pela EDP Produção e que possa constituir uma ferramenta auxiliar na avaliação do impacto do sistema produtor hídrico e eólico no planeamento do sistema produtor.

Referências

- [1] Billinton, R., Allan, R. N. , 1996. Reliability evaluation of power system. Vol. 2nd ed. New York: Plenum Press.
- [2] Billinton, R., Allan, R. N. , 1984. Power-system reliability in perspective. Electronics and Power 30 (3):231-236.
- [3] Barbosa, M. , 2005. Fiabilidade do sistema produção/transporte, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [4] Billinton, R. , Allan, R. N. , 1992. Reliability evaluation of engineering systems concepts and techniques. Vol. 2nd ed. New York: Plenum.
- [5] Miranda, V. , 2006. Fiabilidade em sistemas de potência - uma introdução, versão 2.0, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [6] Barbosa, M. , 2008. Introdução à fiabilidade de sistemas eléctricos de energia, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [7] Lobo, L. , 2000. Determinação do índices de fiabilidade em sistemas eléctricos utilizando o método de Monte Carlo, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [8] Alberto, A. S. , 2002. Cálculo da remuneração de índole marginal utilizando preços nodais de curto prazo e o método de Simulação de Monte Carlo, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [9] Almeida, J. 2008. Impacto na fiabilidade do sistema de produção da interligação de parques eólicos na rede, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [10] ENER, 2005. Estudo de panorama das Energias Renováveis a União Europeia e Sugestões para Portugal, ISBN: 972-8822-02-02, pp. 1.87-1.92.

- [11] Castro, Rui M.G. , 2009. Breve Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional, DEEC / Área Científica de Energia da Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico.
- [12] Lacasta, Nuno S. , Barata, P. M. , 1999. O Protocolo de Quioto Sobre Alterações Climáticas: Análise de Prespectivas, EUR NATURA.
- [13] Lopes, Diogo L. , 2010. Impacto das Centrais Eólicas na Fiabilidade do Sistema Produtor, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [14] Pereira, L. , 2010. Impacto na Fiabilidade de um Sistema Produtor, Devido à Introdução de Centros Produtores com Recursos Primários Finitos e Voláteis - Centrais Hídricas, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [15] Li, W. , 2005. Risk assessment of power systems models, methods, and applications, IEEE Press Series on Power Engineering. New York, IEEE Press.
- [16] Applied reliability assessment in electric power systems, 1991. IEEE Press selected reprint series. New York, IEEE.
- [17] Endrenyi, J , 1978. Reliability Modeling in Electric Power Systems. Chichester, John Wiley & Sons.
- [18] Warren, C. A, 1995. Distribution reliability-what is it? At the 39th Annual Rural Electric Power Conference, 30 Abril a 2 Maio 1995.
- [19] González, C., Juan, J. , 1999. Reliability evaluation for hydrothermal generating systems:: Application to the Spanish case, Reliability Engineering & System Safety vol 64 , no1, pp. 89-97.
- [20] Juan, J., Ortega., I., 1997. Reliability analysis for hydrothermal generating systems including the effect of maintenance scheduling, IEEE Transactions Power Systems, vol 12, no 4, pp-1561-1568.
- [21] Billinton, R., Harrington ,P. G, 1978. Reliability Evaluation in Energy Limited Generating Capacity Studies, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol 97 , no 6, pp. 2076-2085.
- [22] Dechamps, C., Z. A. Yamayee, Man- Loong, C., 1982. Analytical Treatment of Hydro Units with Random Energy in Stochastic Production Simulation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol 101, no 1, pp. 113-119.
- [23] Subcommittee, P. M. 1979. IEEE Reliability Test System. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol 98, no 6, pp. 2047-2054.

- [24] Billinton, R., Wenyan., L., 1994. Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo Methods, New York, Plenum Press.
- [25] Heredia, F. J., Nabona, N., 1995. Optimum short-term hydrothermal scheduling with spinning reserve through network flows, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no 3, pp. 1642-1651.
- [26] Allan, R. N., Billinton , R., Abdel-Gawad, N. M. K., 1986. The IEEE Reliability Test System - Extensions to and Evaluation of the Generating System, IEEE Transactions on Power Systems, vol 1, no 4, pp. 1-7.
- [27] Redes Energéticas Nacionais, 2009. “Dados Técnicos Electricidade - Valores Provisórios 2009”.
- [28] <http://www.internationalrenewablesenergy.com>. Maio de 2011.
- [29] Ribeiro, J. , 2010. <http://economieportuguesa.blogspot.com/2010/06/importancia-da-producao-de-energias.html>. Maio 2011.
- [30] <http://www.apenergia.pt>. Maio de 2011.
- [31] ENEOP - Eólicas de Portugal, “O que é a energia eólica?”. http://www.eneop.pt/canais_topo.asp?id_canal=1. Maio de 2011.
- [32] ENEOP - Eólicas de Portugal, “Energia eólica em Portugal - capacidade instalada”. http://www.eneop.pt/subcanais_n1.asp?id_subcanal_n1=170&id_canal=110. Maio de 2011.
- [33] ISO New England Inc. , 2010. ISO New England Installed Capacity Requirement, Local Sourcing Requirements, and Maximum Capacity Limit for the 2013/14 Capacity Year.
- [34] Vijayamohan, Pillai N. , 2008. Loss Of Load Probability Of a Power System, Center for Development Studies, Prasanth Nagar, Ulloor, Trivandrum, Kerala India.