

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



A produção distribuída não despachável como recurso da rede de distribuição - Enquadramento regulamentar

Bruno Miguel Martins Antunes

Versão 1

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

Orientador: Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro

Janeiro de 2017

Resumo

Com o aumento da potência instalada de produção distribuída nas redes de distribuição, o operador da rede de distribuição (ORD) tem sentido cada vez mais dificuldades perante cenários de contingências (fortuitas ou programadas) em operar e controlar estas mesmas redes.

Posto isto, de forma a encontrar soluções para colmatar o problema enunciado, foi realizado, numa primeira fase, um estudo/análise aos regulamentos nacionais que regem a relação entre o ORD e os produtores distribuídos nas áreas técnicas, operacionais e comerciais, e numa segunda fase um estudo/análise aos regulamentos técnicos internacionais (Espanha, Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Holanda e Itália) sobre a mesma temática (benchmarking), por forma a identificar diferentes abordagens que permitam ao ORD utilizar os produtores distribuídos como recurso da rede de distribuição.

Na fase de desenvolvimento desta dissertação, dando seguimento ao benchmarking, aplicou-se um método de teoria de decisão (Analytical Hierarchy Process) por forma a seleccionar as melhores práticas detetadas na análise efetuada aos vários regulamentos, de acordo com os critérios seleccionados e mais valorizados pelo ORD que permitam cumprir as funções que lhe estão adstritas em termos regulamentares. Seleccionadas as melhores práticas, foi realizada uma validação, através de estudo estacionário de trânsito de potências, para as práticas do controlo de tensão da rede e do controlo/limitação de potência pelos produtores distribuídos, implementando-as em cenários de contingência de rede, constatando posteriormente os seus impactos na gestão da rede de distribuição.

Ainda na fase de desenvolvimento, para auxiliar a análise de dados obtidos através do estudo estacionário do trânsito de potências, foi realizada uma análise ao histórico de dados de consumo e produção, para perceber numa primeira fase a adequação dos valores obtidos no estudo à realidade, através de várias abordagens de controlo/limitação de potência e posteriormente perceber os diferentes impactos financeiros das diferentes abordagens nos produtores distribuídos.

Em função dos resultados obtidos executaram-se propostas de alteração às práticas atuais de relacionamento técnico entre o ORD e os produtores distribuídos, bem como propostas de trabalhos futuros para implementação de métodos/ferramentas de análise de contingências mais completos e eficientes para o estudo dos mecanismos comerciais a aplicar para que os produtores distribuídos possam fornecer serviços ao ORD, de forma a serem utilizados como um recurso de rede de distribuição.

Abstract

With the increase of the installed power of distributed generation in the distribution networks, the distribution system operator (DSO) has increasingly felt difficulties with scenarios of contingencies (fortuitous or programmed) in operating and controlling these same networks.

In order to find solutions to address the problem, a study/analysis was carried out in the first phase of the national regulations that govern the relationship between the DSO and the distributed generation in the technical, operational and commercial areas, and in a second phase was carried out a study/analysis of the international technical regulations (Spain, United Kingdom, Germany, Denmark, Netherlands and Italy) on the same topic (benchmarking), in order to identify different approaches that allow the DSO to use the distributed generation as a resource of the distribution network.

In the development phase of the dissertation, following the benchmarking, a decision theory method (AHP) was applied in order to select the best practices detected in the analysis made to the various regulations, according to the criteria selected and most valued by the DSO, that allow to fulfil the functions that are attached to it in regulatory terms. Once the best practices were selected, a validation was carried out, through a stationary power flow study, for the practices of network voltage control and power control/curtailment by the distributed generation, implementing them in network contingency scenarios, noting subsequently its impacts on the management of the distribution network.

Still in the development phase, to assist the analysis of data obtained through the steady study of power flow, an analysis of the history of consumption and production data was made, in order to perceive in a first phase the adjustment of the values obtained in the study to the reality, through various approaches to power control/ curtailment, and subsequently to perceive the different financial impacts of different approaches on distributed generation.

Based on the results obtained, proposals to modify the current technical relations practices between the DSO and the distributed generation were made, as well as proposals for future work to implement more complete and efficient methods/tools for analysis of contingencies and for the study of commercial mechanisms to be applied so that distributed generation can provide services to the DSO in order to be used as a distribution network resource.

Agradecimentos

À partida quando iniciei este trabalho tinha a noção de que este não iria ser fácil, dado que as condições de vida mudaram bastante, comparativamente à fase de estudante a tempo inteiro. Contudo esta tarefa revelou-se ainda mais exigente no decorrer da sua execução, por vários fatores que a minha vida atualmente encerra, mas que acima de tudo são as que eu desejo e do qual sinto muito orgulho em ter alcançado, nesta fase da minha vida.

Posto isto, as vicissitudes só foram possíveis ultrapassar graças aos apoios do meu orientador da universidade, Professor Doutor Cláudio Monteiro, que sempre se demonstrou prestável e paciente e do meu orientador da empresa, Engenheiro Rui Fiteiro o qual me incitou e encorajou na realização deste trabalho.

Não posso deixar de referenciar também os meus colegas de profissão que contribuíram para o desenvolvimento de uma fase deste trabalho.

Por fim a base e sustentação deste feito foram sem sombra de dúvidas as meninas do meu coração pelo qual almejo ao lado delas os melhores dias. A vós e ao futuro que nasce em nós estendo-vos as minhas desculpas pelos momentos que vos privei com a minha ausência, contudo partilho com vocês este humilde e dedicado trabalho que sem vós a meu lado nunca seria possível.

Por tudo isto os meus mais sinceros agradecimentos.

Índice

Resumo	iii
<i>Abstract</i>	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de Figuras.....	xiv
Lista de Tabelas	xix
Abreviaturas e Símbolos.....	xxiii
Capítulo 1	29
Introdução	29
1.1 - Motivação e enquadramento	29
1.1 - Objetivos.....	30
1.2 - Estrutura da dissertação	30
1.3 - Informação e ferramentas utilizadas	31
Capítulo 2.....	35
Estado da arte	35
2.1 - Produção distribuída	35
2.1.1 - Definições e características.....	35
2.1.2 - Alavancas de crescimento.....	36
2.2 - Impactos da produção distribuída.....	37
2.2.1 - Impactos técnicos.....	37
2.2.1.1 - Perfil de tensão	38
2.2.1.2 - Perdas de energia	39
2.2.1.3 - Curto-circuitos.....	40

2.2.1.4	- Limites térmicos/ congestionamentos.....	41
2.2.1.5	- Coordenação de proteções	41
2.2.1.6	- Inversão de trânsitos.....	42
2.2.1.7	- Qualidade de energia.....	42
2.2.1.8	- Estabilidade.....	43
2.2.1.9	- Operação da rede.....	43
2.2.1.10	- Planeamento de indisponibilidades na rede de distribuição	47
2.2.1.11	- Produção distribuída renovável	49
2.2.2	- <i>Impactos económicos e comerciais</i>	50
2.2.2.1	- Melhoria da fiabilidade.....	51
2.2.2.2	- Capacidade de reserva e de suporte nas horas de ponta	51
2.2.2.3	- Alternativa de expansão e reforço da rede de distribuição.....	51
2.2.2.4	- Fornecimento de serviços de sistema	51
2.2.2.5	- Redução do preço de eletricidade de mercado	52
2.2.2.6	- Redução da energia de perdas nas redes de distribuição	52
2.2.3	- <i>Impacto regulatório</i>	52
2.2.3.1	- CAPEX	53
2.2.3.2	- OPEX	53
2.2.3.3	- Indicadores de desempenho dos ORD	53
2.2.3.4	- Gestão de rede dos ORD.....	54
2.3	- Produção distribuída como recurso da rede	54
2.3.1	- <i>Condições técnicas</i>	54
2.3.1.1	- Banda de operação de tensão e frequência.....	55
2.3.1.2	- Resposta de frequência	55
2.3.1.3	- Regulação da potência ativa (restrições de potência ativa).....	56
2.3.1.4	- Regulação da potência reativa.....	58
2.3.1.5	- Suporte dinâmico de rede.....	60
2.3.2	- <i>Serviços de sistema/auxiliares</i>	61
2.3.3	- <i>Gestão ativa de rede</i>	66
2.4	- Enquadramento dos regulamentos nacionais	67
2.4.1	- <i>Ligação à rede e condições de acesso e uso</i>	69
2.4.1.1	- Ligação à rede.....	69
2.4.1.2	- Alteração das condições de ligação à rede	74
2.4.1.3	- Acesso à rede	75
2.4.2	- <i>Condições técnicas de ligação e operação</i>	76
2.4.3	- <i>Controlo e operação</i>	79
2.4.4	- <i>Relação dos intervenientes do sistema elétrico</i>	81
2.5	- Enquadramento dos regulamentos internacionais	83
2.5.1	- <i>Espanha</i>	84
2.5.2	- <i>Reino Unido</i>	87
2.5.3	- <i>Alemanha</i>	92
2.5.4	- <i>Dinamarca</i>	95
2.5.5	- <i>Holanda</i>	109

2.5.6	- Itália	110
Capítulo 3		119
Descrição da metodologia desenvolvida		119
3.1 - Benchmarking		119
3.1.1	- Definição e conceitos	119
3.1.2	- Benchmarking funcional	121
3.1.3	- Fases de Benchmarking	121
3.2 - Analytic Hierarchy Process (AHP)		123
3.3 - Estudo trânsito de potências		128
Capítulo 4		135
Aplicação e validação da metodologia		135
4.1 - Iniciação de Benchmarking		135
4.1.1	- Planeamento	135
4.1.2	- Análise	136
4.1.2.1	- Definição de critérios e subcritérios	136
4.1.2.2	- Estrutura hierárquica de decisão	139
4.1.2.3	- Preparação e motivos de avaliação	140
4.1.3	- Avaliação das condições técnicas de ligação e operação	146
4.1.3.1	- Avaliação condição técnica: frequência	146
4.1.3.2	- Avaliação condição técnica: tensão	152
4.1.3.3	- Avaliação condição técnica: potência ativa	154
4.1.3.4	- Avaliação condição técnica: potência reativa	157
4.1.3.5	- Avaliação condição técnica: suporte dinâmico de rede (FRT)	158
4.1.3.6	- Avaliação condição técnica: controlo remoto	159
4.1.4	- Resumo da avaliação condições técnicas	160
4.2 - Validação das condições técnicas de ligação e operação		162
4.2.1	- Cenários de estudo	163
4.2.2	- Rede de alta tensão	164
4.2.3	- Dados	164
4.2.4	- Condições técnicas de ligação e operação - Portugal	165
4.2.5	- Condições técnicas de ligação e operação - Dinamarca e Alemanha	166
4.2.6	- Resultados e análise dos casos	167
4.2.6.1	- Tensões	167
4.2.6.2	- Potência ativa	173
4.3 - Análise de histórico de dados de produção e consumo		177
4.3.1	- Corte /Corte flexível	178
4.3.2	- Limitações de potência	180

4.4	- Resumo.....	184
4.5	- Abordagem à evolução regulamentar em trabalhos programados	187
Capítulo 5.....		195
Conclusões e trabalhos futuros		195
5.1	- Conclusões e trabalhos futuros	195
Referências.....		201
Anexos.....		208

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Esquema do Sistema Elétrico Tradicional e Moderno [2].	36
Figura 2.2 - Diagrama de variação de tensões da rede [2].	39
Figura 2.3 - Variação das Perdas de potência ativa em função no nível de penetração da produção distribuída [10].	40
Figura 2.4 - Esquema de variação de tensão ao longo da rede com e sem a presença de produção distribuída.	45
Figura 2.5 - Exemplo de tensão alta no nível tensão 60 kV, com posição de tomada baixa (gama de regulação diminuída).	45
Figura 2.6 - Rede com identificação do local de paralelo.	46
Figura 2.7 - Ilustração da diferença de tensões no local de execução de paralelo entre as redes.	46
Figura 2.8 - Esquema de rede para exemplificar limitação de potência à instalação de produção.	48
Figura 2.9 - Impactos da energia eólica em sistemas de energia, divididos em diferentes escalas de tempo [20].	50
Figura 2.10 - Requisitos técnicos de operação dependendo da frequência de rede [6].	56
Figura 2.11 - Estratégias de controlo da potência ativa [6].	57
Figura 2.12 - Estratégia de controlo de potência ativa - sistema de proteção [23].	58
Figura 2.13 - Controlo de tensão por injeção/absorção de potência reativa [26].	59
Figura 2.14 - Controlo de fator de potência [62].	59
Figura 2.15 - Controlo do fator de potência automático [26].	60
Figura 2.16 - Requisitos de LVRT e HVRT [27].	61
Figura 2.17 - Requisito de injeção de potência reativa durante a ocorrência de cava de tensão [26].	61
Figura 2.18 - Diferença entre serviços de sistema e serviços auxiliares [24].	62
Figura 2.19 - Serviços de Mercado e Operações de Rede [2].	63
Figura 2.20 - Esquema de Virtual Power Plant [31].	64
Figura 2.21 - Serviços auxiliares por tecnologias de produção [31].	64
Figura 2.22 - Interação dos ORD com o mercado e o ORT em diferentes escalas temporais [2].	67
Figura 2.23 - Organização do Sistema Elétrico Nacional [35].	68
Figura 2.24 - Ligação de Produtores ao abrigo do DL nº 172/2006 de 23 de agosto [35].	70
Figura 2.25 - Tramitação da ligação de UPAC [35]	73
Figura 2.26 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (Portugal) [36].	77
Figura 2.27 - Curva de fornecimento de corrente reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Portugal) [36].	78
Figura 2.28 - Número de ORD e penetração da produção distribuída na EU [44].	83

Figura 2.29 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (Espanha).	86
Figura 2.30 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Espanha).	86
Figura 2.31 - Curva característica do controlo de potência por mínimo de frequência (Reino Unido).	87
Figura 2.32 - Curva característica do controlo de potência por mínimo de frequência- Inversores (Reino Unido).	88
Figura 2.33 - Característica de controlo de tensão em estado estacionário (a) (Reino Unido).	88
Figura 2.34 - Característica de controlo de tensão em estado estacionário (b) (Reino Unido).	89
Figura 2.35 - Característica de controlo de tensão em estado estacionário (c) (Reino Unido).	89
Figura 2.36 - Curva de capacidade de gerador (Reino Unido).	90
Figura 2.37 - Limites de injeção de potência reativa (Reino Unido).	90
Figura 2.38 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (a) (Reino Unido).	91
Figura 2.39 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (b) (Reino Unido).	91
Figura 2.40 - Redução de potência ativa das instalações de produção de origem renovável em caso de sobre frequência (Alemanha).	92
Figura 2.41 - Característica $\cos \varphi$ (P) (Alemanha).	93
Figura 2.42 - Requisitos de injeção de potência reativa da instalação de produção em frequências entre 49,5 e 50,5 Hz e sem limitar a saída de potência ativa (Alemanha).	93
Figura 2.43 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (a) (Alemanha).	94
Figura 2.44 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (b) (Alemanha).	94
Figura 2.45 - Curva característica do controlo de potência por máximo de frequência (Dinamarca).	95
Figura 2.46 - Curva característica do controlo de frequência (Dinamarca).	96
Figura 2.47 - Requisitos de produção de potência ativa em eventos de flutuação de tensão e frequência (Dinamarca).	96
Figura 2.48 - Requisitos de produção de potência ativa em eventos de flutuação de tensão e frequência para parques eólicos de categoria A (Dinamarca).	97
Figura 2.49 - Requisitos de produção de potência ativa em eventos de flutuação de tensão e frequência para parques eólicos de categoria B, C e D (Dinamarca).	97
Figura 2.50 - Bandas de operação de frequência, tempos de operação e requisitos de produção para centrais de cogeração (Dinamarca).	98
Figura 2.51 - Limites de tensão para operação da frequência para centrais de cogeração (Dinamarca).	98
Figura 2.52 - Definição dos limites de tensão mínima e máxima (Dinamarca).	99
Figura 2.53 - Função de controlo de tensão para os parques eólicos (Dinamarca).	99
Figura 2.54 - Função de controlo de potência reativa para os parques eólicos centrais fotovoltaicas (Dinamarca).	100
Figura 2.55 - Controlo de fator de potência para parques eólicos e centrais fotovoltaicas (Dinamarca).	100
Figura 2.56- Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função de P/Sn para centrais fotovoltaicas de categoria B e C (Dinamarca).	101
Figura 2.57 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função da tensão no ponto de ligação para centrais fotovoltaicas de categoria B e C (Dinamarca).	101
Figura 2.58 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função de P/Sn para centrais fotovoltaicas de categoria D (Dinamarca).	102
Figura 2.59 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função da tensão no ponto de ligação para centrais fotovoltaicas de categoria D (Dinamarca).	102
Figura 2.60 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função do nível de potência ativa para parques eólicos da categoria B (Dinamarca).	103

Figura 2.61 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função do nível de potência ativa para parques eólicos da categoria C (Dinamarca).	103
Figura 2.62 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função da tensão no ponto de ligação para parques eólicos de categoria C (Dinamarca).	104
Figura 2.63 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função do nível de potência ativa para parques eólicos da categoria D (Dinamarca).	104
Figura 2.64 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função da tensão no ponto de ligação para parques eólicos de categoria D (Dinamarca).	105
Figura 2.65 - $\text{tg } \varphi$ em função da tensão no ponto de ligação para centrais de cogeração ligadas a redes com tensões inferiores a 100 kV (Dinamarca).	105
Figura 2.66 - Controlo automático do fator de potência para centrais fotovoltaicas (Dinamarca).	106
Figura 2.67 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão para centrais fotovoltaicas (Dinamarca).	106
Figura 2.68 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão para parques eólicos (Dinamarca).	107
Figura 2.69 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão para centrais de cogeração (Dinamarca).	107
Figura 2.70 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Dinamarca).	107
Figura 2.71 - Esquema de atuação das funções de limitação de potência ativa (Dinamarca).	108
Figura 2.72 - Limites de operação em paralelo com a rede em função da tensão e frequência da rede (Holanda).	109
Figura 2.73 - Regulação de potência ativa injetada de rede em condição de sobre frequência (Itália).	111
Figura 2.74 - Valores limites de tensão e de frequência para geradores síncronos (b) e para geradores assíncronos (b) (Itália).	111
Figura 2.75 - Estado de funcionamento dos geradores em função da tensão e frequência da rede (Itália).	112
Figura 2.76 - Curva de capacidade típica de um grupo gerador (Itália).	113
Figura 2.77 - Curva de capacidade típica de um grupo gerador 2 (Itália).	113
Figura 2.78 - Capacidade dos geradores eólicos (característica retangular) (Itália).	114
Figura 2.79 - Capacidade para geradores estáticos (inversores) para instalações de produção < 400 kW (característica semicircular limitada) (Itália).	114
Figura 2.80 - Capacidade para geradores estáticos (inversores) para instalações de produção ≥ 400 kW (característica semicircular) (Itália).	115
Figura 2.81 - Curva característica standard $\cos \varphi = f(P)$ e variantes definidas em três pontos (Itália).	115
Figura 2.82 - Curva característica $Q = f(V)$	116
Figura 2.83 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos geradores estáticos (inversores) para suportarem sobre tensões (HVRT) e cavas de tensão (LVRT) (Itália).	116
Figura 2.84 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos geradores eólicos para suportarem sobre tensões (HVRT) e cavas de tensão (LVRT) (Itália).	117
Figura 3.2.1 - Fases do método AHP.	124
Figura 3.2.2 - Desenvolvimento da hierarquia de decisão do método AHP.	125
Figura 3.3.1 - Esquema unifilar de um barramento genérico (sistema com 2 barramentos) [79].	130
Figura 4.1.1 - Distribuição da potência instalada por tecnologia de produção em Portugal.	143
Figura 4.1.2 - Normalização de valores por transformação geométrica linear.	145
Figura 4.1.3 - Avaliação das Condições Técnicas Frequência por países.	152
Figura 4.1.4 - Avaliação das Condições Técnicas Tensão por países.	154
Figura 4.1.5 - Avaliação das Condições Técnicas Potência Ativa por países.	156
Figura 4.1.6 - Avaliação das Condições Técnicas Potência Reativa por países.	158
Figura 4.1.7 - Avaliação das Condições Técnicas Suporte Dinâmico de Rede (FRT) por países.	159

Figura 4.1.8 - Avaliação das Condições Técnicas Controlo Remoto por países.	160
Figura 4.1.9 - Resumo da avaliação das Condições Técnicas por países (Posição relativa dos países por condição técnica).....	162
Figura 4.1.10 - Resumo da avaliação das Condições Técnicas por países (Posição relativa das condições técnicas por país).	162
Figura 4.2.1 - Rede de alta tensão alvo de estudo.	164
Figura 4.2.2 - Perfil de Tensão Médio da Rede - Caso 1	169
Figura 4.2.3 - Perfil de Tensão Médio da Rede - Caso 2	169
Figura 4.2.4 - Perfil de Tensão Médio da Rede - Caso 3	169
Figura 4.2.5 - Perfil de Tensão Médio da Rede - Caso 4	170
Figura 4.2.6 - Perfil de Tensão da subestação B6 - Caso 1	170
Figura 4.2.7 - Perfil de Tensão da subestação B6 - Caso 2	171
Figura 4.2.8 - Perfil de Tensão da subestação B4 - Caso 2	171
Figura 4.2.9 - Perfil de Tensão da subestação B4 - Caso 4	172
Figura 4.2.10 - Perfil de Tensão da subestação B3 - Caso 1.....	172
Figura 4.2.11 - Perfil de Tensão da subestação B3 - Caso 2.....	173
Figura 4.3.1 - Diagrama de cargas e diagrama de produção exemplificativo da diferença entre pontas e mínimos de carga e produção.	177
Figura 4.4.1 - Evolução da perda de remuneração por abordagem de Corte/Limitação.....	186
Figura 4.5.1 - Relação Custo Marginal com o número de Cortes/Limitação.....	191

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Parâmetros de ligação à rede de geradores síncronos.	76
Tabela 2.2 - Energia reativa, nas horas CP, na produção em regime especial.	78
Tabela 2.3 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação em Espanha.....	85
Tabela 2.4 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação no Reino Unido.....	87
Tabela 2.5 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação na Alemanha.	92
Tabela 2.6 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação na Dinamarca.	95
Tabela 2.7 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação na Holanda.	109
Tabela 2.8 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação em Itália.	110
Tabela 3.1.1 - Fases de um benchmarking.	122
Tabela 3.2.1 - Matrizes de comparação de pares (exemplos) ao nível dos subcritérios, critérios e objetivo final.	125
Tabela 3.2.2 - Escalas de avaliação do método AHP.	126
Tabela 3.2.3 - Exemplo de preenchimento da matriz de comparação de pares.....	126
Tabela 3.2.4 - Valores do índice aleatório de consistência por índice de matriz.	128
Tabela 3.3.1 - Combinação de cenários de carga e produção.	132
Tabela 3.3.2 - Critérios a verificar na análise do estudo de trânsito de potências em função das configurações de rede.	132
Tabela 4.1.1 - Critérios e subcritérios da condição técnica Frequência.	139
Tabela 4.1.2 - Critérios e subcritérios da condição técnica Tensão.	139
Tabela 4.1.3 - Critérios e subcritérios da condição técnica Potência Ativa.	139
Tabela 4.1.4 - Critérios e subcritérios da condição técnica Potência Reativa.	140
Tabela 4.1.5 - Critérios e subcritérios da condição técnica Suporte Dinâmico de Rede (FRT).	140
Tabela 4.1.6 - Critérios e subcritérios da condição técnica Controlo Remoto.....	140
Tabela 4.1.7 - Avaliação de mérito da função técnica Frequência.	141
Tabela 4.1.8 - Avaliação de mérito da função técnica Tensão.	141
Tabela 4.1.9 - Avaliação de mérito da função técnica Potência Ativa.	142
Tabela 4.1.10 - Avaliação de mérito da função técnica Potência Reativa.	142
Tabela 4.1.11 - Avaliação de mérito da função técnica Suporte Dinâmico de Rede (FRT). ...	142
Tabela 4.1.12 - Potências instaladas por tecnologia de produção nas redes de distribuição AT e MT.	143
Tabela 4.1.13 - Avaliação de mérito do fator Tecnologia.	143
Tabela 4.1.14 - Avaliação de mérito do fator Motivo de Ativação.	144
Tabela 4.1.15 - Avaliação de mérito do fator Operador.	144
Tabela 4.1.16 - Características do fator Serviço Auxiliar (condição técnica Tensão).	144
Tabela 4.1.17 - Características do fator Serviço Auxiliar (condição técnica Potência Ativa).	144
Tabela 4.1.18 - Características do fator Serviço Auxiliar (condição técnica Potência Reativa).	144

Tabela 4.1.19 - Característica Informações da condição técnica Controlo Remoto.	144
Tabela 4.1.20 - Característica Controlo de funções da condição técnica Controlo Remoto. .	145
Tabela 4.1.21 - Fator Potência.	145
Tabela 4.1.22 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Resposta de Frequência $f < (P)$	146
Tabela 4.1.23 - Matriz normalizada das avaliações entre as alternativas ao nível do subcritério Resposta de Frequência $f < (P)$	147
Tabela 4.1.24 - Cálculo da Razão de Consistência da avaliação relativa entre as alternativas ao nível do subcritério Resposta de Frequência $f < (P)$	147
Tabela 4.1.25 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Resposta de Frequência $f > (P)$	147
Tabela 4.1.26 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Controlo de frequência.	148
Tabela 4.1.27 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Deslastre escalonado $f > \dots$	148
Tabela 4.1.28 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Disparo por setpoint.	148
Tabela 4.1.29 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Não Renovável.	148
Tabela 4.1.30 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Renovável.	149
Tabela 4.1.31 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Renovável (Diferenciação).	149
Tabela 4.1.32 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do critério Potência.	149
Tabela 4.1.33 - Matriz de comparação de pares entre subcritérios ao nível do critério Função Técnica Frequência.	150
Tabela 4.1.34 - Matriz normalizada das avaliações entre subcritérios ao nível do critério Função Técnica Frequência.	150
Tabela 4.1.35 - Cálculo da Razão de Consistência da avaliação relativa entre os subcritérios ao nível do critério Função Técnica Frequência.	150
Tabela 4.1.36 - Matriz de comparação de pares entre subcritérios ao nível do critério Tecnologia.	150
Tabela 4.1.37 - Matriz de comparação de pares entre critérios ao nível do objetivo final Condição Técnica Frequência.	151
Tabela 4.1.38 - Matriz normalizada das avaliações entre critérios ao nível do objetivo final Condição Técnica Frequência.	151
Tabela 4.1.39 - Cálculo da Razão de Consistência da avaliação relativa entre os critérios ao nível do objetivo final Condição Técnica Frequência.	151
Tabela 4.1.40 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Frequência.	152
Tabela 4.1.41 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Tensão.	153
Tabela 4.1.42 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Potência Ativa.	156
Tabela 4.1.43 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Potência Reativa.	157
Tabela 4.1.44 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Suporte Dinâmica de Rede (FRT).	158
Tabela 4.1.45 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Controlo Remoto.	160
Tabela 4.1.46 - Resumo das melhores condições técnicas por país.	161
Tabela 4.2.1 - Cenários desenvolvidos para o estudo de trânsito de potências.	163
Tabela 4.2.2 - Dados de carga máxima e mínima por subestação.	165
Tabela 4.2.3 - Dados de produção mínima, média e máxima por instalação de produção. ...	165

Tabela 4.2.4 - Valores de mínimo e máximo de tensão obtidos para cada cenário em estudo.	168
Tabela 4.2.5 - Diferença de tensão (Ganho) entre os cenários SPROD e CPROD.	168
Tabela 4.2.6 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124 - caso 2.	173
Tabela 4.2.7 - Valor potência a limitar de potência adicional e de sobre-equipamento por instalação de produção - caso 2.	174
Tabela 4.2.8 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124, após limitação de potência adicional e de sobre-equipamento - caso 2.	174
Tabela 4.2.9 - Valor potência a limitar por instalação de produção dentro da banda de potência instalada - caso 2.	174
Tabela 4.2.10 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124 - caso 3 cenário 15.	175
Tabela 4.2.11 - Valor potência a limitar de potência adicional e de sobre-equipamento por instalação de produção - caso 3 cenário 15.	175
Tabela 4.2.12 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124 - caso 3 cenário 18.	175
Tabela 4.2.13 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124, após limitação de potência adicional e de sobre-equipamento - caso 3 cenário 18.	175
Tabela 4.2.14 - Valor potência a limitar por instalação de produção dentro da banda de potência instalada - caso 3 cenário 18.	176
Tabela 4.2.15 - Violação do limite de sobrecarga da linha L14 - caso 4.	176
Tabela 4.2.16 - Violação do limite de sobrecarga da linha L14, após limitação de potência adicional e de sobre-equipamento - caso 4.	176
Tabela 4.2.17 - Valor potência a limitar por instalação de produção dentro da banda de potência instalada - caso 4.	176
Tabela 4.3.1 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores para preços de tarifa - caso 2.	179
Tabela 4.3.2 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores para preços de tarifa - caso 4.	179
Tabela 4.3.3 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores para preços de mercado - caso 2.	179
Tabela 4.3.4 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores para preços de mercado - caso 4.	179
Tabela 4.3.5 - Esquema de cálculo e procedimento para calcular as potências a limitar - abordagem limitação 1.	181
Tabela 4.3.6 - Esquema de cálculo e procedimento para calcular as potências a limitar - abordagem limitação 2.	181
Tabela 4.3.7 - Esquema de cálculo e procedimento para calcular nova potência de produção máxima permitida - abordagem limitação 2.	182
Tabela 4.3.8 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores em esquema de limitação para preços de tarifa - caso 2.	182
Tabela 4.3.9 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores em esquema de limitação para preços de tarifa - caso 4.	183
Tabela 4.3.10 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores em esquema de limitação para preços de mercado - caso 2.	183
Tabela 4.3.11 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores em esquema de limitação para preços de mercado - caso 4.	183
Tabela 4.5.1 - Esquemas de remuneração para corte/limitação de potência em cenários de constrangimentos de rede [33].	188
Tabela 4.5.2 - Perda de remuneração por abordagem corte/limitação para 5 interrupções anuais durante 30 anos.	189
Tabela 4.5.3 - Custo de construção e manutenção de linha alta tensão.	189
Tabela 4.5.4 - Custo marginal de reforço de rede.	190
Tabela 4.5.5 - Custo marginal de corte de potência para preço de tarifa - caso 2 e 4.	190
Tabela 4.5.6 - Custo marginal de corte de potência para preço de mercado - caso 2 e 4. ...	190
Tabela 4.5.7 - Custos marginais de corte flexível e de limitação de potência para preço de tarifa e mercado - caso 2 e 4.	191

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

A	Alemanha
ACM	<i>Authority for Consumers and Markets</i>
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
AT	Alta tensão
BT	Baixa tensão
BDEW	<i>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft</i>
CAPEX	<i>Capital expenditure</i>
CC	Centros de condução
CCAT	Centro de condução de alta tensão
CCMT	Centro de condução de média tensão
CE	Comunidade Europeia
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i>
CIGRE	<i>Council on Large Electric Systems</i>
CO ₂	Dióxido de carbono
CP	Período com as horas de cheia e de ponta
CPROD	Com recurso às condições técnicas de produção
CUR	Comercializador de último recurso
D	Dinamarca
DER	<i>Distributed energy resources</i>
DFIG	<i>Doubly-fed induction generator</i>
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DGRES	<i>Distributed generation renewable energy sources</i>
DGRES _{UG}	<i>Micro distributed generation renewable energy sources</i>
DIA	Declarações de impacto ambiental
DInCA	Decisão de incidências ambientais

DL	Decreto de lei
DSO	Distribution system operator
E	Espanha
EDP	Energias de Portugal
ENA	<i>Energy Networks Association</i>
EU	<i>European Union</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FC	<i>Full converter</i>
FRT	<i>Fault ride through</i>
GTGS	Gestor técnico global do sistema
H	Holanda
HV	<i>High voltage</i>
HVRT	<i>High voltage ride through</i>
I	Ítalia
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INV	<i>Inverters</i>
LAT	Linha de alta tensão
LIFO	<i>Last in, first out</i>
LV	<i>Low voltage</i>
LVRT	<i>Low voltage ride through</i>
MCDM	<i>Multiple criteria decision making</i>
MIBEL	Mercado ibérico da energia elétrica
MT	Média tensão
MV	<i>Medium voltage</i>
NA	Órgão de manobra normalmente aberto
NP EN	Normas Portuguesas
ORDBT	Operador de rede de distribuição exclusivamente em baixa tensão
ORT	Operador da rede de transporte
Op.	Opção
OPEX	<i>Operational expenditure</i>
ORD	Operador de rede de distribuição
P	Portugal
PC	Posto de corte
PD	Produção distribuída
PdE	Ponto de entrega
PDBF	Programa diário base de funcionamento
PDCA	<i>PLAN - DO - CHECK - ACT</i>
PDIRD	Plano de desenvolvimento investimento da rede de distribuição
P _{ligação}	Potência de ligação

PRE	Produção em regime especial
PRO	Produção em regime ordinário
PSS	<i>Power transmission system planning software</i>
RARI	Regulamento de acesso às redes e às interligações
RDBT	Rede de distribuição em baixa tensão
REE	Regime especial de exploração
RESP	Rede elétrica de serviço público
REN	Redes energéticas nacionais
RND	Rede nacional de distribuição
RNT	Rede nacional de transporte
RQS	Regulamento de qualidade de serviço
RRC	Regulamento de relações comerciais
RRD	Regulamento da rede de distribuição
RRT	Regulamento da rede de transporte
RT	Regulamento tarifário
RU	Reino Unido
Subcrit.	Subcritérios
SCADA	<i>Supervisory control and data acquisition</i>
SEN	Sistema elétrico nacional
SPROD	Sem recurso às condições técnicas de produção
SERUP	Registo de unidades de produção
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de potência
UPAC	Unidade de produção de autoconsumo
UPP	Unidade de pequena produção
VPP	<i>Virtual power plant</i>
VS	Período com as horas de vazio e de super vazio

Lista de símbolos

Δ segue	Símbolo que denota variação ou perturbação da grandeza cujo símbolo se lhe segue
*	Símbolo que denota conjugada da grandeza cujo símbolo lhe é anterior
ε	Erro do modelo
θ	Argumento
θ_i	Argumento no barramento i
θ_j	Argumento no barramento j
$\lambda_{\max}$	Grau de maior importância
B_{ij}	Susceptância do barramento i para j

CR	Razão de consistência
$\cos \varphi$	Fator de potência
$f > (P)$	Resposta ao aumento de frequência com a diminuição de potência produzida
$f < (P)$ produzida	Resposta à diminuição de frequência com a estabilização de potência
$f >$	Deslastre por escalões de potência por aumento de frequência
G_{ij}	Condutância do barramento i para j
I_b	Corrente de base
IC	Índice de consistência
I_i	Corrente injetada no barramento i
I_{ij}	Corrente transitada do barramento i para j
$I_{\text{limitar PD}}$	Corrente a limitar da instalação de produção PD
$I_{\text{máxima PD}}$	Corrente máxima da instalação de produção PD
$I_{\text{máxima TP}}$	Corrente máxima do transformador de potência
$I_{\text{mínima TP}}$	Corrente mínima do transformador de potência
$I_n \text{ Linha1}$	Corrente nominal da linha 1
IR	Índice aleatório
J^k	Matriz jacobiano
j	Unidade imaginária
k	Índice do ramo que se está a analisar
P	Potência ativa
P_c	Potência ativa de carga
P_G	Potência ativa de geração
P_k	Potência ativa correspondente ao ramo k
P_n	Potência nominal
Q	Potência reativa
Q_c	Potência reativa de carga
Q_G	Potência reativa de geração
Q_k	Potência reativa correspondente ao ramo k
Q_{max}	Potência reativa máxima
Q_{min}	Potência reativa mínima
S	Potência aparente
S_b	Potência aparente de base
S_c	Potência aparente de carga
S_{ij}	Potência aparente transitada do barramento i para j
S_G	Potência aparente de geração
S_n	Potência aparente nominal
$\text{tg } \varphi$	Tangente de φ
U_n	Tensão nominal
V	Tensão

V_b	Tensão de base
V_i	Tensão no barramento i
V_j	Tensão no barramento j
V_k	Tensão no ramo k
$V_{\max}$	Tensão máxima
$V_{\min}$	Tensão mínima
V_{1l}	Primeiro nível de tensão mínima
V_{1s}	Primeiro nível de tensão máxima
V_{2s}	Segundo nível de tensão máxima
V_{2l}	Segundo nível de tensão mínima
Y_b	Admitância de base
Z_b	Impedância de base
27.S ₁	Proteção mínimo tensão
59.S ₁	Proteção máximo tensão

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Motivação e enquadramento

Ao nível da motivação considero que existem dois níveis, o primeiro é o pessoal e o segundo é a origem do tema da dissertação.

O primeiro nível de motivação surge por vontade e desafio pessoal bem como da necessidade de aprender mais, passados 10 anos de ter concluído a licenciatura.

Como referi em jeito de conclusão no trabalho de final da licenciatura em 2006, a execução da mesma, durante 5 anos, dotou-me de conhecimentos, ferramentas e métodos de estudo e a prova destes factos é o desempenho profissional que tenho tido até ao momento através do auxílio aos mesmos. Contudo como disse o poeta " O mundo pula e avança", alguns conhecimentos de outrora, embora importantes, podem já não ser os mais adequados. Neste contexto tecnológico é deveras crucial acompanhar a evolução, reaprender, ir à procura do conhecimento e com esta nova fase da minha vida é precisamente o que eu procuro.

O segundo nível de motivação prende-se com a necessidade que deu origem ao tema de dissertação " A produção distribuída não despachável como recurso da rede de distribuição - Enquadramento regulamentar".

A capacidade instalada de produção distribuída não despachável na rede de distribuição aumentou consideravelmente, 85 % desde 2000 registando-se no final de 2015 5977,76 MVA de potência instalada nas redes de alta e média tensão.

Atualmente o operador de rede de distribuição (EDP Distribuição) na incumbência dos deveres que lhe estão adstritos, durante a operação e condução de rede, paulatinamente, à medida que a potência instalada de produtores não despacháveis tem aumentado, tem sido desafiado em gerir alguns impactos na vertente técnica e relacional, da instalação destes produtores na rede de distribuição.

A operação de rede e condução é realizada em dois períodos de tempo distintos, em tempo real e programada. Ao nível da operação e condução em tempo real um dos constrangimentos verificados a nível técnico é a variação e alteração dos perfis de tensão ao longo da rede em função da injeção de potência por parte dos produtores, que na maioria dos casos é variável uma vez que é dependente de fontes de energia primária inconstantes (ex. vento, sol e água). A nível da operação e condução programada, aquando da interrupção

programada de um ativo de rede, verifica-se por análise de contingências outro constrangimento a nível técnico, que leva à necessidade de limitar ou mesmo cortar a injeção de potência por parte dos produtores distribuídos, com o objetivo de evitar sobrecarga dos ativos e sobretensões para consequentemente garantir a estabilidade, integridade e segurança da exploração da rede de distribuição.

A nível relacional face à regulamentação em vigor (relação comercial, tarifário, operação e distribuição) e aos procedimentos instituídos resultam constrangimentos, no momento de acordar ações de limitações ou mesmo cortes de injeção de potência dos produtores distribuídos, uma vez que irá impactar consequentemente no rendimento dos produtores. Esta situação advém do facto que a maioria dos produtores distribuídos (produtores em regime especial) não são despacháveis e sempre que tenham disponíveis as fontes primárias poderão a qualquer momento injetar potência na rede de distribuição, que irá ser sempre ressarcida por tarifa fixada administrativamente.

Perante os constrangimentos enunciados a nível técnico e relacional, surge a necessidade de os ultrapassar tendo a perspetiva de que com a evolução dos mesmos poderá ser possível incorporar os produtores distribuídos na solução dos problemas verificados tornando-os um recurso da rede de distribuição, mitigando os seus impactos.

1.1 - Objetivos

Para o desenvolvimento da presente dissertação foram definidos dois objetivos principais.

O primeiro objetivo definido foi a análise dos atuais quadros jurídicos, nacional e internacionais, que regulam a interação dos produtores distribuídos com as redes de distribuição, com principal incidência no sistema elétrico português.

O segundo objetivo estipulado foi o estudo das diferentes abordagens para permitir o uso dos produtores distribuídos como recurso de rede, definindo as obrigações e direitos do operador da rede de distribuição e dos produtores distribuídos.

Para a concretização dos objetivos atrás descritos foram definidas a persecução de 3 tarefas macro, que se enunciam de seguida:

- Enquadramento regulatório atual, que regula a ligação dos produtores distribuídos com a rede de distribuição em Portugal;
- Avaliação comparativa (Benchmarking) do enquadramento regulamentar com países europeus;
- Proposta de alterações ao enquadramento regulatório em vigor.

1.2 - Estrutura da dissertação

A dissertação está estruturada em 5 capítulos: Capítulo 1 - Introdução, Capítulo 2 - Estado da Arte, Capítulo 3 - Descrição da metodologia desenvolvida, Capítulo 4 - Aplicação e validação da metodologia (desenvolvimento) e Capítulo 5 - Conclusões e trabalhos futuros.

No capítulo 1 realiza-se a introdução ao tema da dissertação, referindo os motivos e enquadramento para o seu desenvolvimento, a forma como esta está estruturada, bem como as informações e ferramentas utilizadas.

No capítulo 2 reside a informação relativamente ao estado da arte que serviu de base ao desenvolvimento da dissertação.

Numa primeira fase deste capítulo abordam-se os fatores que motivaram o crescimento da produção distribuída bem como os impactos técnicos, económicos, comerciais e regulatórios que a produção tem sobre o sistema elétrico com especial incidência sobre a rede de distribuição.

Numa segunda fase é desenvolvida a informação, relativamente à forma como a produção distribuída pode ser encarada como um recurso da rede, pelo facto de possuir capacidades técnicas para tal, bem como a instituição de serviços auxiliares e adoção de um esquema de gestão ativa de rede são determinantes para a adoção e desenvolvimento deste conceito (recurso de rede).

Na terceira fase do estudo da arte foi executada a análise do quadro jurídico nacional atual que regula a ligação dos produtores distribuídos à rede de distribuição portuguesa, ao nível das condições de ligação e uso de rede, das condições técnicas de ligação e operação, das relações comerciais, e das condições de operação estabelecidas entre os produtores distribuídos e ORD.

Na última e quarta fase do estado da arte foi executado o estudo e análise da regulamentação técnica internacional nomeadamente às condições técnicas de ligação e operação dos produtores distribuídos em vigor em 6 países (Espanha, Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Holanda e Itália), que à imagem de Portugal têm uma forte incidência de potência instalada de produtores distribuídos.

No capítulo 3 são enunciados e descritos os principais métodos utilizados na fase de desenvolvimento da dissertação: *benchmarking*, método de decisão multicritério *AHP* e estudo de trânsito de potências.

Ao longo do capítulo 4 é percecionada a forma como estes métodos se integraram entre eles, bem como se enquadram no tema em desenvolvimento.

Posto isto, no quarto capítulo encontra-se esplanada a avaliação comparativa (*benchmarking*) entre os enquadramentos regulamentares das condições técnicas de ligação e operação da produção distribuída dos diversos países estudados. Neste capítulo descreve-se em particular a execução do método de teoria de decisão, o método *AHP*, cujo objetivo foi classificar por ordem de importância na ótica do ORD, os critérios técnicos e relacionais recolhidos na fase de estudo dos regulamentos portugueses e internacionais.

Ainda no capítulo 4 estão descritos e explanados os estudos de trânsito de potências, realizados sobre 48 cenários que traduzem a combinação de três cenários base: alteração topológica de rede, combinação de carga mínima/máxima, com produção nula, a 50 % e a 100%, e a combinação da aplicação dos melhores métodos/condições técnicas selecionados durante a avaliação comparativa. Ainda nesta fase do capítulo 4, para verificar os impactos de limites técnicos/constrangimentos na rede bem como a alteração do perfil de tensão na rede de distribuição, elucida-se a comparação entre simulações por forma a perceber as diferenças entre os resultados.

No capítulo 5 foram realizadas as conclusões gerais com base nos resultados obtidos sobre o tema desenvolvido bem como instruídas propostas de execução de trabalhos futuros para dar seguimento a este trabalho, ou seja, de forma a finalizar o processo de *benchmarking*.

1.3 - Informação e ferramentas utilizadas

As informações usadas para o desenvolvimento do trabalho descrito neste documento, tiveram por base a informação consultada nos documentos referenciados na bibliografia, com especial destaque para as informações residentes nos regulamentos portugueses e internacionais dos países que foram alvo de análise e avaliação comparativa. Esta informação reflete-se principalmente nas informações contidas no capítulo 2 onde se desenvolve o estado da arte.

Além das informações anteriores, foram ainda usadas informações relativas a dados técnicos, dados das redes de distribuição da responsabilidade de exploração do ORD (dados de cadastro de rede, medidas, outros), os quais possibilitaram a modelização de uma rede-teste de alta tensão para o estudo de trânsito de potências.

Relativamente às informações da capacidade técnica das instalações para se aplicarem esquemas de controlo (ex. controlo de tensão), estas foram obtidas através de contactos com os promotores.

Para realizar o estudo de trânsito de potências nos 48 cenários desenvolvidos foi utilizada uma ferramenta (aplicação informática), o PSS EXplore da Siemens, o qual apresenta a vantagem de possibilitar a imposição de condições de controlo às instalações de produção.

Capítulo 2

Estado da arte

2.1 - Produção distribuída

2.1.1 - Definições e características

A produção distribuída é um conceito em que não há unanimidade na sua definição, prova disso são as diferentes definições que são descritas por diversas entidades internacionais e académicos. Estas diferenças estendem-se mesmo até ao nível da designação e esta situação acontece, a título de exemplo, no Reino Unido onde esta é designada como sendo produção embebida, nos Estados Unidos produção dispersa e na Europa produção descentralizada.

Para o *CIGRE (Council on Large Electric Systems)* a produção distribuída não é planeada nem despachada centralmente, usualmente está ligada às redes de distribuição e tem potência instalada compreendida entre 50 a 100 MW. A *IEA (International Energy Agency)* define a produção distribuída como sendo uma instalação que serve o cliente no local de consumo, ou fornece suporte à rede de distribuição e está ligada nos níveis de tensão das redes de distribuição [1]. Para a *Euroelectric* a produção distribuída são centrais de produção ligadas à rede de distribuição, muitas vezes com pequenas a médias capacidades instaladas, bem como médias a grandes de unidades de produção renováveis [2].

Para [Thomas Ackermann, 2000], a definição para ser encontrada de forma precisa terá de discutir o seu propósito, a localização, a capacidade da produção, potência entregue à rede, a tecnologia, impactos ambientais, modo de operação, propriedade e a penetração e de acordo com estes fatores a definição que o autor apresentou foi que esta poderá ser definida como produção de eletricidade instalada na rede de distribuição ou na instalação do cliente da rede [3].

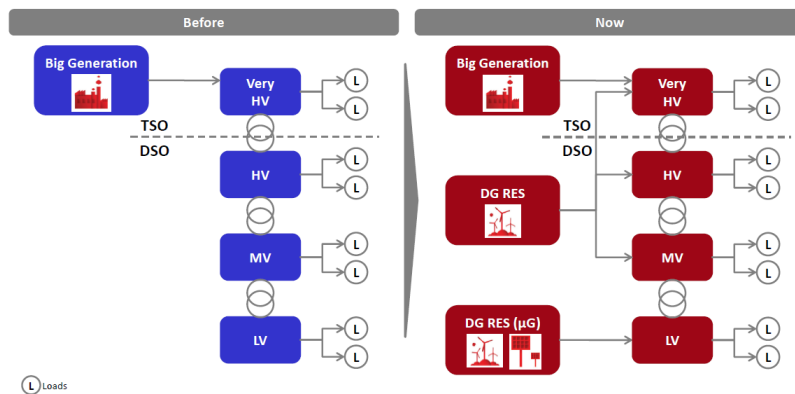


Figura 2.1 - Esquema do Sistema Elétrico Tradicional e Moderno [2].

Outras definições são propostas por algumas empresas de diferentes países da Europa sendo baseadas em diversos parâmetros (intervalo de capacidade, localização, ligação e despachabilidade, entre outros). Nos países em que os regulamentos foram alvo de estudo para o desenvolvimento da presente dissertação, a definição é dada da seguinte forma:

- Fonte sem acordo entre o proprietário e o ORT (Dinamarca);
- Fonte integrada ou modular próxima do ponto de consumo (Alemanha);
- Cogeração menos de 1 MW de capacidade e próximo do consumidor (Itália);
- Produção não incluída no sistema de balanceamento (Holanda);
- Produção modular menos de 50 MW localizada da instalação do cliente (Espanha);
- Fonte não ligada ao sistema de transporte (Reino Unido) [1].

Este tipo de produção pode ser gerada com base em tecnologias renováveis (exemplo: energia eólica e a energia solar) e não renováveis (exemplo: cogeração, microturbinas e pilhas de combustível). Pelo facto da maioria destas tecnologias utilizar recursos energéticos de natureza intermitente e imprevisível torna-se difícil efetuar previsões e despachos. Desta forma, é difícil ou mesmo impossível a produção distribuída ser gerida de forma centralizada pelos operadores de rede, ao contrário do que acontece com a geração convencional e centralizada que é despachada sobre supervisão técnica dos ORT. Assim, esta é caracterizada por uma gestão local, descentralizada e não despachável frequentemente controlada pelos próprios produtores que satisfaz as necessidades locais da rede em que está instalada.

2.1.2 - Alavancas de crescimento

Os motivos que levaram ao forte crescimento da produção distribuída bem como à sua integração no sistema elétrico, através de considerações ao nível da operação e planeamento devem-se a três principais fatores: o ambiental, o comercial e o regulatório [4].

Ao nível ambiental pelo facto de haver a necessidade de diminuir as emissões de gases com efeitos de estufa para a atmosfera. Este constrangimento positivo potenciou a implementação de instalações de produção distribuída com recurso a energias renováveis e de cogeração pois têm a capacidade de produção de energia mais limpa e eficiente [5]. Por outro lado, outro fator importante dentro da perspetiva ambiental é que o recurso à produção distribuída permite evitar a construção de novas linhas de transporte de grandes instalações de produção centralizada, uma vez que têm menor impacto a este nível aquando da construção e exploração.

Prova de que as questões ambientais impulsionaram a produção distribuída e continuarão a fazê-lo é o facto de estar a decorrer a estratégia "Europa 2020" com o objetivo de alcançar, na União Europeia, até 2020, uma diminuição de 20% das emissões de gases com efeito de estufa, um aumento de 20 % de energia produzida através de fontes renováveis e uma

diminuição de 20% no consumo de energia primária através do aumento da eficiência energética [6].

No que diz respeito a fatores comerciais a produção distribuída beneficiou de uma incerteza nos mercados de eletricidade utilizados principalmente por produtores convencionais e centralizados, em favor dos esquemas de financiamento com menor risco para a difusão de pequena geração. Em diversos países, foram criados enquadramentos legais específicos, nomeadamente no que diz respeito a esquemas de remuneração a aplicar à produção a partir de fontes de energia renovável. A título de exemplo em Portugal para a especificação de remuneração específica para produção a partir de fontes renováveis foram criados os decretos de lei Decreto-Lei nº 312/2001, de 10 de Dezembro, Decreto-Lei nº 339-C/2001, de 29 de Dezembro, Decreto-Lei nº 33-A/2005, de 16 de Fevereiro [7].

Outro fator comercial associado à expansão é o facto de a produção distribuída ser um meio rentável para poder melhorar a qualidade de serviço e a fiabilidade do fornecimento de eletricidade. A este nível, dependendo do correto e adequado planeamento articulado entre o produtor e o operador de rede, poderá haver redução de perdas nas redes e como consequência redução dos fluxos de potência e congestionamentos, bem como melhoria dos perfis de tensão através da capacidade de sobrevivência às cavas de tensão, facto que poderá diminuir o número de interrupções de serviço [8].

O fator regulatório através de produção e enquadramento regulamentar favorável pelos diversos governos nacionais e ao nível europeu pela adoção de diretiva (Diretiva 96/92/CE e 98/30/CE) com o objetivo de providenciar um livre fluxo e comercialização ao longo de todo o continente [5], foi preponderante para o crescimento da produção distribuída. A regulamentação produzida teve o objetivo de diversificar as fontes de energia no sentido de permitir o aumento da segurança de fornecimento de energia associado à sustentabilidade.

Enquadrado neste contexto foi possível à produção distribuída aumentar a sua partilha e cota na produção global do sistema elétrico uma vez que é efetivada por diversas tecnologias e fontes de energia primária (renováveis e não renováveis) e permite ser instalada ao longo de todo o sistema elétrico até mesmo na proximidade do e no consumidor.

Uma segunda perspetiva do fator regulatório é que as leis criadas permitem à produção distribuída ser um suporte para as políticas de concorrência, nomeadamente no mercado de eletricidade, por um lado devido ao grande número de instalações o que aumenta a oferta, e por outro lado pelo facto de terem baixos custos de investimento e manutenção, associado à não compra de energia primária, podem permitir baixar os preços de eletricidade [4]. Na ótica de fomento das políticas de concorrência, a elevada flexibilidade operacional permite ainda que a produção distribuída possa ser explorada como produção em reserva para fazer face aos períodos de maior consumo e de maior preço de mercado, permitindo aos operadores de rede o adiamento de investimento em expansão de rede e possibilitando o fornecimento de serviços de suporte ao sistema elétrico para uma melhor gestão da mesma (serviços auxiliares) [5].

2.2 - Impactos da produção distribuída

2.2.1 - Impactos técnicos

As redes de distribuição foram inicialmente projetadas pressupondo um fluxo de energia elétrica unidirecional, desde a produção até ao consumo final, através de redes radiais. Nesta configuração a operação da rede não era concebida de forma a acomodar a produção distribuída.

A introdução de produção distribuída em redes de distribuição, concebidas de acordo com os princípios anteriores, tem impacto e influenciam em termos de perfil de tensão, perdas de energia, potências de curto-circuito, limites térmicos, coordenação de proteções, trânsitos de potência bidirecionais, qualidade de energia, estabilidade, operação da rede e no planeamento de indisponibilidades na rede.

Estes impactos podem ter influência positiva ou negativa dependendo das características da instalação de produção (tipo de tecnologia, controlo e fatores meteorológicos) bem como das características da rede de distribuição (operação-radial/malha, constituição aérea/subterrânea, conceção das proteções, entre outros).

2.2.1.1 - Perfil de tensão

A amplitude da tensão varia ao longo da rede em função da distância desde o ponto de entrega até ao extremo.

O perfil da tensão depende da situação do trânsito de potência e da impedância da rede. Se o trânsito de potência for predominantemente no sentido dos locais de consumo a tensão diminui com a distância, se o trânsito de potência for predominantemente no sentido inverso aos locais de consumo, com predominância de instalações de produção, a tensão aumenta com a distância.

A tensão nas redes de distribuição é geralmente controlada através de reguladores de tensão instalados nos transformadores das subestações, por forma a mantê-la dentro de um intervalo de tensões consideradas admissíveis, com o objetivo de garantir a qualidade de serviço regulamentar e enquadrar a tensão nos limites de operação dos equipamentos.

As tensões admissíveis são definidas no regulamento de qualidade de serviço, o qual especifica que em condições normais de exploração, as características da onda de tensão de alimentação nos pontos de entrega em AT (Alta Tensão), MT (Média Tensão) e BT (Baixa Tensão) deve respeitar o disposto na norma NP EN 50160. Esta especifica que a frequência deve ser igual a 50 Hz. Em condições normais o valor médio medido em intervalos de 10 min deve estar:

- Entre 49,5 Hz e 50,5 Hz durante 95% de uma semana;
- Entre 47 Hz e 52 Hz durante 100% de uma semana;
- Tensão nominal - $U_n = 230$ V entre fase e neutro (BT);
- Variação da tensão de alimentação - Não considerando as interrupções, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos para cada período de uma semana devem situar-se na gama $U_n \pm 10\%$.

Esta forma de regulação da tensão assume que os fluxos de energia vão das subestações para os locais de consumo num único sentido. O facto de a introdução de produção distribuída provocar fluxos de potência inversos, leva a que surjam incompatibilidades perante as atuais práticas de regulação utilizadas, uma vez que os perfis de tensão serão modificados a jusante como consequência das injeções de potência nas redes.

Esta alteração ao nível da tensão, dada por ΔV , pode ser avaliada através da seguinte expressão [9]:

$$\Delta V = \frac{PR + XQ}{V} \quad (1.1)$$

Onde:

- P é a potência ativa produzida pela instalação de produção;
- Q é a potência reativa produzida pela instalação de produção;
- R é a resistência da rede;
- X é a reactância da rede;
- V é a tensão nominal da rede.

Como se pode concluir da análise à expressão anterior, quanto maior for a potência ativa P e a potência reativa Q produzidas pela instalação de produção distribuída, maior é o aumento verificado nos perfis de tensão, quando em comparação com a situação de ausência de produção distribuída nas redes de distribuição. Desta forma, verifica-se que tanto a potência ativa como a potência reativa alteram as tensões das redes de distribuição, uma vez que são responsáveis pela diminuição da redução de tensão ao longo das redes de distribuição, característica dos casos em que não existe produção distribuída.

O impacto resultante dessa injeção de potência pelas instalações de produção distribuída varia consoante a instalação fornece ou absorve potência reativa. Esses impactos variam se a instalação fornece tanto potência ativa como potência reativa à rede, se a instalação fornece

potência ativa e absorve potência reativa da rede ou se a instalação fornece potência ativa com um fator de potência unitário.

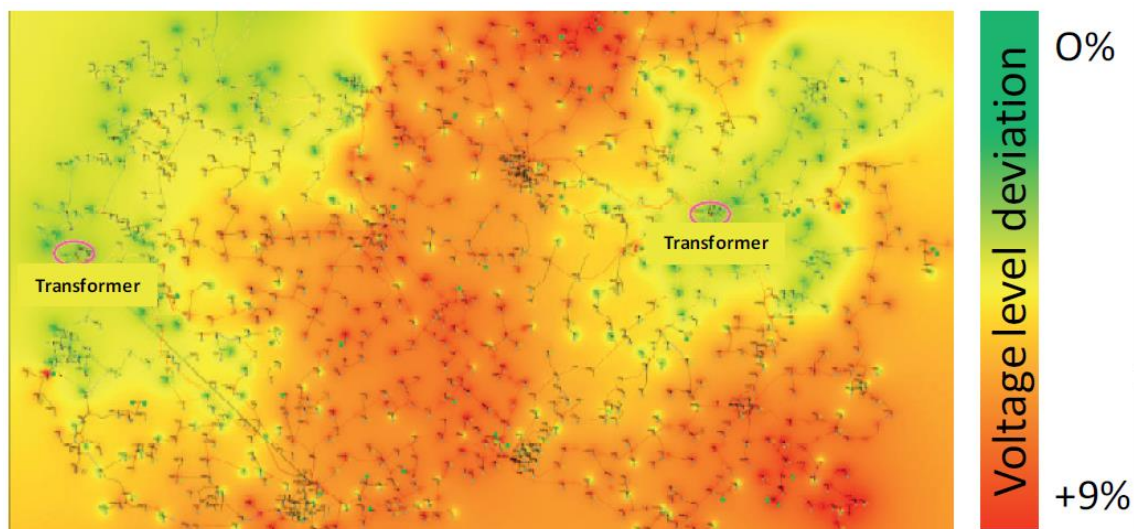


Figura 2.2 - Diagrama de variação de tensões da rede [2].

A impedância da rede depende dos diâmetros, da disposição dos condutores e do tipo de rede (aérea ou subterrânea). As redes aéreas têm elevada impedância por quilómetro as quais são principalmente indutivas. As redes subterrâneas têm baixa impedância, as quais são resistivas e indutivas em semelhante proporção. As redes aéreas são mais baratas por quilómetro e tipicamente instaladas nas zonas rurais onde, a densidade de carga é baixa e as distâncias são elevadas entre si. As redes subterrâneas são maioritariamente usadas em zonas urbanas e industriais, com elevada densidade de carga e as distâncias entre cargas é curta. Como resultado, a tensão ao longo das redes aéreas varia muito mais do que nas redes subterrâneas.

2.2.1.2 - Perdas de energia

O aumento das perdas de energia são o resultado das elevadas distâncias entre o ponto de fornecimento de potência e os locais de consumo. Um dos impactos da instalação da produção distribuída nas redes de eletricidade é a redução das perdas de energia, pois esta diminui esta distância, se estas forem instaladas ao nível das redes de distribuição e na instalação dos clientes, reduzindo o uso da rede de distribuição por parte destes [10].

As perdas de energia podem ser divididas em perdas ativas e perdas reativas. As perdas ativas surgem devido à resistência dos condutores à passagem da corrente elétrica e são as que, normalmente, mais atenção requerem devido ao seu impacto na eficiência da rede. As perdas reativas são, no entanto também importantes para a avaliação das perdas nos ramos [11].

Contudo, acima de determinados limites devido a elevada penetração e concentração de instalações de produção num local específico, onde todas fornecem potência à rede de distribuição, as perdas de energia aumentam [5][12].

Como já referido, a partir de um determinado nível de penetração de produção distribuída as perdas de energia nas redes podem tornar-se um desafio em vez de uma oportunidade. Como a figura 2.3 demonstra, depois de um determinado nível de penetração as perdas aumentam, fazendo com que seja um problema a integração das instalações de produção.

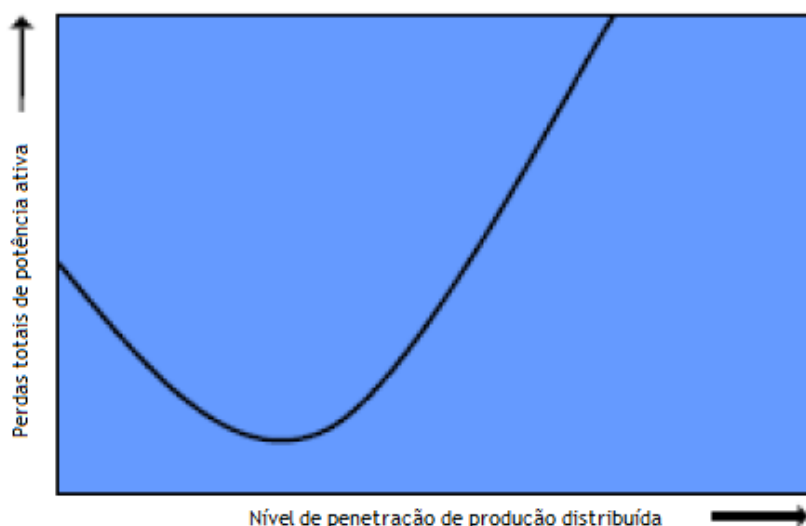


Figura 2.3 - Variação das Perdas de potência ativa em função no nível de penetração da produção distribuída [10].

Apenas com uma baixa penetração o operador de rede de distribuição poderá beneficiar da ligação de produção distribuída. Uma elevada penetração significará um aumento de perdas na rede quando a produção exceder o consumo local. Com a inversão do trânsito de potências a eletricidade terá de circular para os níveis de tensão superiores, aumentando novamente a distância entre o local de produção e o local de consumo. O ponto de viragem é relativamente difícil de determinar e pode variar substancialmente, dependendo da robustez da rede e do consumo local, o que se torna uma desvantagem [11][12].

De forma resumida o impacto da produção distribuída nas perdas de energia depende das características específicas da rede, tal como do consumo e seu comportamento, da topologia de rede, bem como da localização relativa das instalações de produção e se o seu fornecimento de potência é constante ou variável [13].

2.2.1.3 - Curto-circuitos

A presença de produção distribuída tem como consequência um aumento dos níveis de corrente de curto-circuito das redes, o que origina um aumento de correntes de defeito quando comparado com as condições de exploração sem a ligação de produção distribuída na rede, sendo este um dos maiores fatores limitadores da integração da produção distribuída nas redes de distribuição.

Um adequado planeamento e dimensionamento das redes (os cabos, as linhas, os transformadores e os sistemas de proteção), tem de incluir o imprescindível conhecimento do valor das correntes de curto-circuito. Se os equipamentos da rede forem dimensionados para valores muito próximos dos seus limites máximos, um aumento da quantidade de produção distribuída poderá aumentar os valores de corrente de curto-circuito para níveis não suportáveis pondo em causa a integridade da rede [10].

A contribuição da produção distribuída para a corrente de curto-circuito é determinada por uma série de fatores, nomeadamente o tipo de tecnologia em que esta se baseia (eólica, fotovoltaica, hídrica, entre outras), o sistema de conversão e o método de acoplamento utilizado na sua ligação à rede (máquinas síncronas e máquinas assíncronas), a distância a que a instalação de produção se encontra do curto-circuito (impedância da rede), a configuração da rede e a existência ou não de transformadores entre o local do defeito e a instalação de produção distribuída.

Como referido anteriormente, o tipo de produção distribuída influencia na contribuição para as correntes de curto-circuito, uma vez que os diferentes tipos de tecnologias têm

contribuições distintas para essas correntes. A distância da instalação de produção ao local onde ocorre o curto-circuito também é um fator importante, uma vez que quanto maior a distância, maior a impedância dos cabos e consequentemente, menores as correntes de curto-circuito. Por sua vez, a existência de transformadores entre o local do defeito e a instalação de produção distribuída deve ser tido em conta pois devido às impedâncias de curto-circuito dos transformadores, o curto-circuito é limitado por estes [14].

2.2.1.4 - Limites térmicos/ congestionamentos

Os elementos constituintes de uma rede elétrica (linhas, cabos, transformadores, entre outros) são caracterizados e dimensionados em função da sua corrente nominal, contudo se este nível for ultrapassado durante um determinado tempo, sobreaquecimentos irão ocorrer e as suas características físicas irão ficar degradadas.

A capacidade de transporte de um equipamento é referida como o seu limite térmico e ultrapassá-lo pode originar uma avaria permanente ou mesmo deflagrar um incêndio ou explosão. A ligação de produção distribuída à rede de distribuição tem o efeito de alterar os trânsitos de potências na rede. Com a escolha adequada do local de ligação da instalação de produção distribuída, a rede poderá beneficiar não de um aumento dos níveis de corrente na rede, mas sim de reduções.

Contudo este é o resultado desejável, nem sempre possível em termos técnicos e económicos. Em muitos casos o mais conveniente na conceção de ligação, resulta em correntes mais elevadas em alguns locais das redes. Estas correntes podem causar uma sobrelevação dos níveis admissíveis e cada elemento constituinte das redes, especialmente em casos em que se verifica cenários de máxima produção e carga mínima, ou em caso de contingência de rede, onde a rede será explorada num esquema diferente do da exploração normal, o qual é considerado aquando dos estudos de planeamento e dimensionamento para a ligação de produção distribuída [14].

2.2.1.5 - Coordenação de proteções

A inclusão de produção distribuída nas redes tem um potencial impacto de afetar a correta atuação dos sistemas de proteção mesmo além do ponto de ligação. No que diz respeito à conceção, tradicionalmente os sistemas de proteção estavam adaptados à operação radial das redes contudo, com a ligação de produção distribuída e a conceção de redes em malha em níveis de tensão mais elevados das redes de eletricidade, alguns aspetos terão de ser considerados tais como os trânsitos de potência bidirecionais, o aumento das correntes de defeito, o controlo de tensão, as capacidades dos equipamentos constituintes das redes, as reliações, bem como as ligações à terra dos transformadores no ponto de ligação [15].

Estes aspetos, terão impacto na coordenação e seletividade entre proteções, ao não serem considerados, irão inevitavelmente provocar o sub alcance ou sobre alcance na atuação das mesmas, não estando adstritos só aos circuitos onde está ligada a produção distribuída, como também irá ter repercussões na rede a montante e a jusante desse ponto de ligação [15][16].

A falha de atuação ou mesmo atuação indesejada são os principais problemas da integração da produção distribuída, problemas estes que se podem refletir em falsos disparos de partes de rede sem defeitos, em inibição das proteções, em funcionamento da rede em modo isolado e em descoordenação de reliações automáticas [17].

2.2.1.6 - Inversão de trânsitos

Com a integração de grandes capacidades/potências instaladas de produção distribuída nas redes de distribuição verifica-se a inversão de trânsitos de potência, através da exportação da energia produzida pelos produtores, dos níveis de tensão mais baixos para os níveis de tensão mais altos.

A inversão ocorre quando a energia total produzida pelas instalações de produção é superior a todas as cargas ligadas à rede. Como consequência física a restante energia circulará no sentido das subestações, sendo injetada nas redes de nível de tensão superior [11].

Quando a rede está perante este cenário de inversão do trânsito de potências, existem dois principais fatores que a limitam, tais como a potência nominal do transformador da subestação e a capacidade do sistema de controlo automático para responder corretamente sobre estas condições.

A possibilidade de ocorrências de inversão dos fluxos de potência pode por vezes, criar um problema na operação dos transformadores controlados automaticamente por reguladores de tensão dimensionados, para realizarem a regulação de tensão no nível de tensão secundário. O comutador em carga que possua apenas uma ponte de resistências instalado no nível de tensão primário, a capacidade nominal do transformador pode ser reduzida entre 30% a 70 % perante a presença de injeção do trânsito de potências. Por outro lado, esta situação induzirá constantes manobras de tomadas resultantes da variação da potência injetada pelos produtores distribuídos na rede [14].

2.2.1.7 - Qualidade de energia

A qualidade da energia fornecida pode ser afetada pela produção distribuída levantando questões como as variações de tensão, *flicker*, harmónicos, efeitos nos sistemas de sinalização e frequência.

Quando as instalações de produção distribuída estão a fornecer eletricidade à rede, o operador de rede de distribuição é confrontado com a elevação de tensão em vez de uma queda da mesma. Esta diferença entre o aumento e a queda de tensão é definido como variação de tensão. As variações de tensão originadas pelas instalações de produção distribuída são sentidas pelos clientes instalados nas proximidades destes. As instalações de produção fotovoltaica têm impacto na qualidade de energia causando variações de tensão e potência devido à variação da radiação solar. A variação de tensão pode causar excessivas manobras no regulador de tensão do transformador da subestação [8][14].

Relativamente às instalações de produção eólica o impacto na qualidade de energia pode ser causado pelo surgimento de *flicker*. Através da alteração da potência ativa e reativa produzida pela turbina eólica pode ter impacto na tensão e criar *flicker* na rede de distribuição. A maioria das empresas de distribuição está obrigada a cumprir com o IEEE-519 ou os *standards* relevantes IEC-61000. A potência ativa gerada a partir da turbina eólica pode diminuir o rácio de potência ativa para a potência reativa trocada entre a rede e a carga, logo o fator de potência de alimentação será afetado [14].

A emissão de harmónicos é uma questão de perturbação devido ao uso de eletrónica de potência, nomeadamente conversores de ligação entre a produção distribuída e a rede. Os harmónicos significam a distorção da onda sinusoidal, resultado das fontes de alimentação não linear (a maioria das instalações de produção distribuída utilizam conversores, como fontes de alimentação não linear). Quando os harmónicos são acumulados na baixa tensão a qualidade de tensão pode estar em causa, pois estes podem originar, entre outros, a operação imprecisa dos equipamentos eletrónicos, o sobreaquecimento das baterias de condensadores e disjuntores [8].

Quando são utilizados sinais de sinalização nas redes, é necessário assegurar que as instalações de produção distribuída não interferem com a propagação e emissão destes sinais. Esta situação pode acontecer se as instalações de produção distribuída alterarem a resposta característica dos harmônicos da rede na frequência de emissão, amortecendo ou amplificando os sinais, ou até mesmo a instalação de produção produzir harmônicos nessa frequência [14].

O problema da frequência é relativo ao equilíbrio entre o fornecimento e consumo de energia no sistema elétrico. O equilíbrio instantâneo entre a potência consumida e a produzida tem de ser mantida, para a frequência se manter estável nos 50 Hz. A maioria das instalações de produção distribuída normalmente são menos controláveis, o que perante a presença elevada deste tipo de produção no sistema elétrico o risco de instabilidade aumenta. Face a este constrangimento são necessárias mais fontes de alimentação flexíveis para manter a frequência ou garantir uma resposta imediata em caso de falha das instalações de produção distribuída.

2.2.1.8 - Estabilidade

As instalações de produção distribuída têm grande influência no comportamento dinâmico do sistema elétrico.

No que concerne aos problemas de estabilidade existem fatores que a influenciam e que estão associados a diferentes tipos de ocorrências nas redes tais como disparos de linhas de transporte, perda de capacidade de produção e defeitos na rede (curto-circuitos).

Na presença destas ocorrências as instalações de produção distribuída podem afetar a estabilidade das redes de distribuição, pois por momentos, podem-se originar diferenças entre a produção e o consumo numa determinada área de rede. Num sistema sem produção distribuída, estas perturbações meramente causariam desvios momentâneos no perfil de potência de consumo [18].

Contudo, com a introdução das instalações de produção distribuída no sistema elétrico, estas perturbações momentâneas têm um efeito não só ao nível das redes de distribuição, mas também nas redes de transporte e nas pequenas instalações de produção distribuída, porque estas unidades de produção não têm muita inércia como as grandes unidades de produção estando muito mais suscetíveis a pequenos desvios de carga e podendo causar como resultado, instabilidade na frequência. A instabilidade pode resultar numa oscilação de trânsito de potência entre várias instalações de produção distribuída e as cargas.

A integração das instalações de produção distribuída e os impactos resultantes da sua entrada ou saída de serviço da rede dependem de determinados fatores, os quais se relevam na dimensão da instalação, uma vez que quanto maior for a instalação maior o seu impacto nas redes elétricas, as características e o nível de tensão do ponto de ligação à rede, o tipo de tecnologia utilizado, a configuração da rede e a quantidade de instalações de produção ligadas na rede, dado que o somatório das potências de várias instalações com valores de potência nominal baixos tem o mesmo impacto que uma instalação com elevada capacidade instalada [19].

2.2.1.9 - Operação da rede

Os métodos de planeamento e consequente construção das redes de distribuição tem vindo a desenvolver-se, contudo inicialmente estas foram concebidas através de estudos determinísticos considerando cenários críticos de operação (piores cenários - carga máxima e produção mínima) uma vez que os níveis de controlo sobre esta eram demasiado baixos. Por outro lado, como a função das redes de distribuição era apenas de entrega de energia proveniente das redes de transporte aos consumidores nos níveis de tensão inferiores, a

operação era abordada de forma passiva uma vez que todos os problemas em configuração normal de rede eram previstos e solucionados na fase do planeamento [4].

À medida que o controlo sobre a rede de distribuição foi aumentando, a operação sobre o estado da rede foi se tornando mais ativa, numa fase inicial, através do controlo da alteração da topologia e configuração da rede, e numa fase posterior através do controlo de equipamentos de rede que permitem controlar as grandezas elétricas das redes tais como baterias de condensadores e transformadores com reguladores de tensão (equipados com comutadores em carga).

Apesar da evolução gradual do nível de controlo das redes de distribuição, a instalação de níveis elevados de produção distribuída de acordo com o princípio “*fit-and-forget*” está a induzir alterações de funcionamento cujas exigências estão a ser difíceis de gerir. Esta gestão é complexa devido ao modelo de operação passivo, característico das rede de distribuição, que em confrontação com os impactos técnicos da produção distribuída, com destaque para a alteração da magnitude e direção dos fluxos de energia, através da injeção de potência em diversos e diferentes pontos de rede (ex. níveis de consumos, distâncias ao ponto de entrega), e variações dos perfis de tensão, exigem níveis de monitorização e de controlo mais elevados do que as redes de distribuição concebidas de forma tradicional [4].

A operação e condução de rede elétrica é realizada em dois horizontes temporais distintos: em tempo real, com base na configuração normal de exploração da rede e em tempo programado, com base na implementação de configurações de recurso, decorrentes de indisponibilidades programadas.

Na operação e condução de rede em tempo real os impactos da produção distribuída nas redes de distribuição estão enquadrados dentro dos limites técnicos regulamentares, decorrente do planeamento devido da rede elétrica. Contudo, mesmo em configuração normal de exploração da rede elétrica, já se sentem algumas dificuldades, nomeadamente ao nível do controlo da tensão na rede.

A partir da conjugação dos fatores que influenciam os perfis de tensão, agregado a diferentes dispersões de carga e produção na rede que se desenvolve a partir de uma subestação, a operação de rede é cada vez mais complexa, como se podem constatar com as seguintes operações:

- Regulação de tensão nas subestações

O controlo da tensão é cada vez mais difícil e complexo. No caso de um local de rede com maior penetração de produção, a tensão aumenta em função da distância à subestação. A tensão num local de rede, alimentada pela mesma subestação, mas com maior penetração de carga, a tensão diminui em função da distância à subestação. Nesta situação a regulação efetuada na subestação é menos eficiente uma vez que a operação do regulador irá alterar o perfil da tensão nas redes com predominância de carga enquadrando-a dentro dos limites de operação (ex. tensão de referência +/- desvio admissível: 15 kV +/- 0,3 kV). Contudo nas redes com predominância de produção esta alteração poderá não ter impacto ou poderá até agravar as condições de exploração de rede.

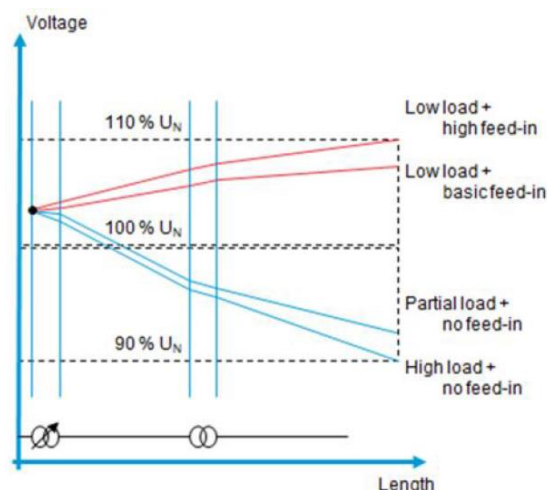


Figura 2.4 - Esquema de variação de tensão ao longo da rede com e sem a presença de produção distribuída.

Ao nível da regulação de tensão outros dos impactos verificados na operação pela elevação de tensão é a diminuição da gama de regulação dos transformadores das subestações.

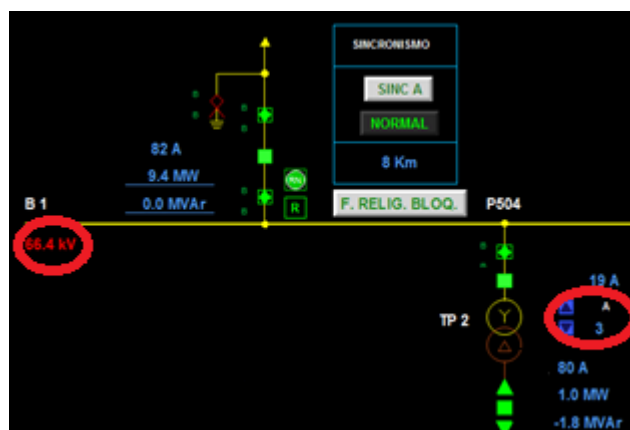


Figura 2.5 - Exemplo de tensão alta no nível tensão 60 kV, com posição de tomada baixa (gama de regulação diminuída).

Uma vez que a regulação de tensão é realizada ao nível do primário dos transformadores, devido a ser o nível de tensão com menor corrente, para manter a tensão estável na média tensão, o regulador tem de operar na relação de transformação alterando o número de tomadas. Assim sendo, como a tensão é elevada no nível de tensão AT, o regulador irá baixar o número de tomadas, para manter a tensão dentro dos parâmetros definidos de tensão admissível no secundário do transformador, diminuindo assim a gama de regulação disponível. Com a diminuição de amplitude de regulação, a disponibilidade, para dar resposta a variações de tensão ao nível da rede de média tensão, é menor. Esta situação ocorrendo procura-se coordenar a injeção de potência reativa com a regulação de tensão. Para o caso anterior, se na subestação estiver ao serviço a bateria de condensadores, injetando potência reativa, retira-se de serviço a mesma, pois haverá um abaixamento de tensão, aumentando assim a gama de regulação (aumento de tomadas) do transformador.

- Manobras entre pontos de entrega, para reconfiguração de redes

Aquando da necessidade de trabalhos na rede de distribuição ou mesmo motivado por incidentes é necessário realizar transferência de cargas entre pontos de entrega quer seja na rede AT quer na rede MT, para continuar a existir condições ótimas e estabilidade na exploração da rede.

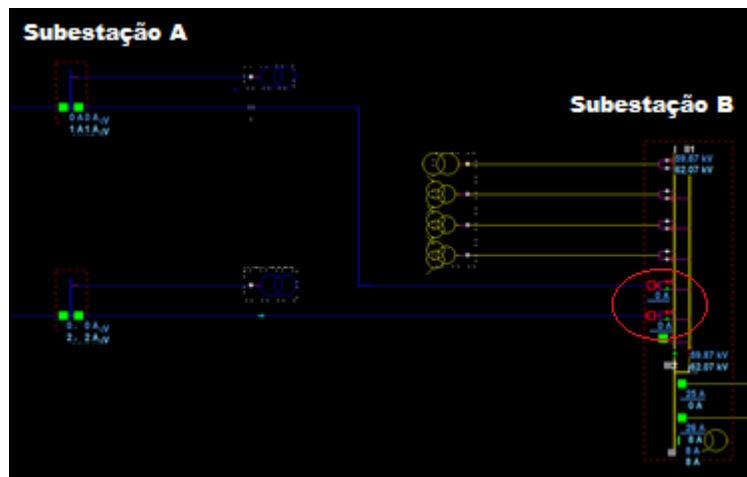


Figura 2.6 - Rede com identificação do local de paralelo.

Normalmente o paralelo da rede é executado em pontos extremos da rede que, em função da dispersão da carga em redes distintas, provocam diferentes quedas de tensão, logo distintos valores de amplitude de tensão nos pontos a executar o paralelo entre estas. A esta condição se incluímos os efeitos da instalação da produção distribuída teremos agravamento das diferenças de tensão entre as redes em que é necessário efetuar o paralelo.

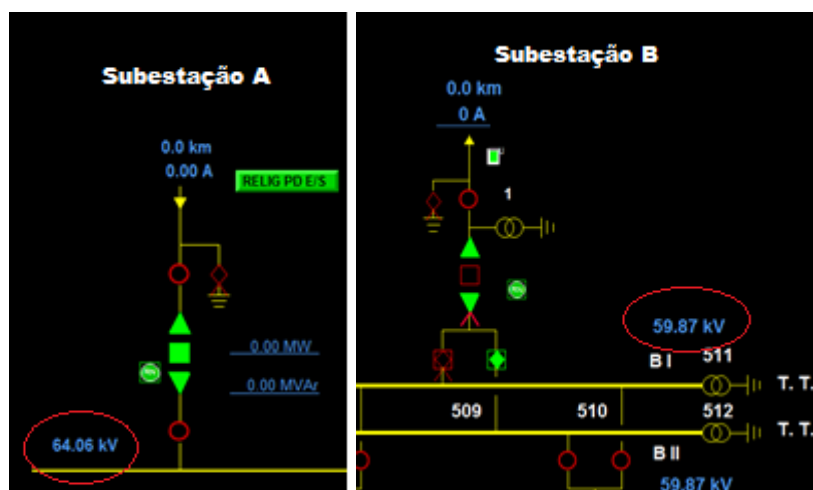


Figura 2.7 - Ilustração da diferença de tensões no local de execução de paralelo entre as redes.

As diferenças de tensão nos pontos paralelos irão originar correntes de circulação, que podem ultrapassar o limite de sobrecarga das redes provocando disparos e consequente falha de alimentação nas redes em que se pretende estabelecer o paralelo.

Uma das ações, em termos de operação, para minimizar os possíveis impactos dos paralelos na rede de média tensão, é realizar a montante o fecho das malhas ao nível de alta tensão para equipotencializar as redes (igualar as potências de curto-circuito). O ajuste dos reguladores de tensão a montante promove o equilíbrio de tensões, permitindo o fecho da malha.

Outro dos constrangimentos em termos de operação é o bloqueio dos sincronizadores instalados nos painéis de alta tensão. Em caso de necessidade de operação é necessário proceder ao bloqueio do sincronizador (desativar a comparação das tensões entre extremos) para se proceder ao paralelo entre as redes.

- Estabilização de tensões em clientes

As variações de tensão nas redes de distribuição provocadas pela instalação de produção distribuída, afetam a estabilidade de tensão o que tem impactos na tensão no ponto de entrega aos clientes. Este impacto tem relevância ao nível dos clientes AT, uma vez que usualmente não possuem nas suas instalações transformadores com gamas de regulação

suficiente para compensar as alterações dos perfis de tensão ao longo do dia. Esta situação pode provocar em alguns casos sobrelevação de tensão na rede de média tensão dos clientes que por sua vez se, repercutem em mau funcionamento dos equipamentos da instalação.

À imagem das redes de média tensão, a regulação da tensão nas redes AT é realizada por reguladores instalados nos transformadores dos pontos de entrega do ORT. Este método de regulação agrega alguma dificuldade para a estabilização das tensões na rede AT, pois apenas regula a tensão no ponto de entrega, sendo a tensão na rede a jusante alterada pela injeção de potências pelos produtores. Em função da entrada e saída de produção, de menor ou maior produção, a tensão sofrerá diversas flutuações tendo impacto nos clientes AT ligados a essa rede.

- Exploração e paralelos com a PRE

No caso de sobrelevação de tensão na rede provocada pela injeção de potência pelos produtores, pode ocorrer a saída intempestiva de paralelo de um produtor com a rede ou até se registar dificuldade na realização de paralelos. Esta situação deve-se ao facto de no ponto de interligação a tensão ultrapassar os limites definidos nas proteções de interligação, ou nas proteções próprias do gerador (ex. sobre-excitação).

2.2.1.10 - Planeamento de indisponibilidades na rede de distribuição

Além da operação e condução de rede elétrica em tempo real outra das vertentes da operação e condução é o planeamento de indisponibilidades que ocorrem na rede de distribuição, indisponibilidades estas que se devem principalmente a ações de manutenção sobre os ativos instalados nesta mesma (manutenção preventiva sistemática/condicionada e manutenção corretiva), bem como a trabalhos de construção.

Posteriormente à fase de planeamento dos trabalhos programados das intervenções na rede, procede-se à programação das indisponibilidades, uma vez que a maioria das intervenções de manutenção/construção ocorrem sem tensão e com os ativos fora de serviço, reconfigurando a exploração da rede por forma a garantir a continuidade de serviço.

Na fase de programação das indisponibilidades não se tem em consideração a disponibilidade da produção distribuída (diagrama de previsão de produção), para efeitos de viabilidade e recurso às indisponibilidades, apesar da crescente importância da produção distribuída na operação e condução da rede. A única consideração da produção distribuída para viabilizar as indisponibilidades, ocorre através de uma análise por excesso, onde apenas se procura garantir que a produção máxima (igual à potência instalada), que eventualmente possa ocorrer, não impacte em violação dos limites técnicos dos ativos.

Aquando da interrupção programada de um ativo na rede verifica-se, por análise de contingências, estrangulamentos ao nível técnico que levam à necessidade de limitar, ou mesmo cortar a injeção de potência por parte dos produtores distribuídos. Estas ações tornam-se necessárias para evitar sobrecargas nos ativos de rede, bem como sobretensões, por forma a dar continuidade à estabilidade e segurança da exploração da rede de distribuição.

O planeamento e a coordenação das diferentes indisponibilidades a ocorrer na RND é da responsabilidade dos diferentes centros de condução (alta e média tensão) e visa garantir que as indisponibilidades previstas para o mesmo horizonte temporal, possam ser executadas em simultâneo, garantindo o abastecimento de todos os clientes, com o menor risco de perda de carga possível.

Durante as indisponibilidades de determinados ativos de rede, é sempre avaliada a garantia do abastecimento de todos os clientes e produtores inseridos na RND, não sujeitos a corte programado da sua alimentação. Naturalmente esta análise é realizada tendo em conta os cenários de operação mais desfavoráveis, onde é garantido o cumprimento dos limites de corrente nas linhas e transformadores, e tensão nos barramentos da RND (queda de tensão máxima 5% da tensão nominal nos produtores/consumidores e limitada à capacidade de regulação nas subestações da EDP Distribuição).

Os cenários de operação mais desfavoráveis a considerar durante a contingência, são a simultaneidade de carga mínima/ produção mínima, carga mínima/ produção máxima, carga máxima/ produção mínima e carga máxima/ produção máxima.

A análise de contingências efetuada visa avaliar o risco de perda de carga, e perceber a configuração de rede que minimiza o risco de perda de carga. Esta é realizada em conjunto com a análise de perdas e avaliação dos perfis de tensões nos diversos nós da rede. Procura-se com esta análise viabilizar a indisponibilidade solicitada, minimizando o seu impacto na normal operação da RND. Nesta fase pode ser necessário recorrer a ferramentas de trânsito de potências para simulação de condições de operação, no sentido de validar as condições técnicas em que a mesma ocorrerá.

A título de exemplo tendo por base a rede exposta na figura 2.8, através de uma simples análise, perante a indisponibilidade de uma linha e considerando o cenário de operação carga mínima/produção máxima, será fácil perceber a necessidade de limitar a produção da instalação identificada como produção distribuída (PD).

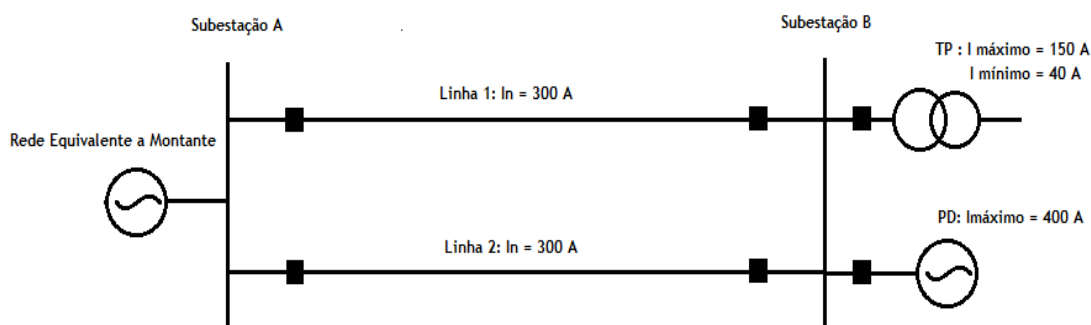


Figura 2.8 - Esquema de rede para exemplificar limitação de potência à instalação de produção.

Uma vez que a capacidade nominal da linha 1 (única linha a alimentar a subestação A, devido à indisponibilidade programada da linha 2) é inferior à produção máxima da instalação de produção PD, menos a carga mínima da subestação A, ter-se-á de recorrer à limitação de produção da instalação PD no valor da produção máxima da instalação PD menos a capacidade nominal da linha 1 menos a corrente mínima do TP, ou seja:

- $I_n \text{ Linha 1} < I_{\text{máximo PD}} - I_{\text{mínima TP}} : 300 \text{ A} < 360 \text{ A};$
- $I_{\text{limitar PD}} = I_{\text{máximo PD}} - I_n \text{ Linha 1} - I_{\text{mínima TP}} : I_{\text{limitar PD}} = 400 - 300 - 40 = 60 \text{ A}.$

Considerando o cenário de carga máxima/ produção máxima a limitação já não será necessária impor pois a produção máxima da instalação de produção menos a corrente máxima do TP é inferior à capacidade nominal da linha 1, ou seja:

- $I_n \text{ Linha 1} > I_{\text{máximo PD}} - I_{\text{máximo TP}} : 300 \text{ A} < 250 \text{ A};$

Como procedimento, sempre que seja identificada a necessidade de limitação ou corte de produção dos produtores inseridos na RND (basta detetar esta situação num dos cenários), na sequência de uma indisponibilidade programada, encetam-se contactos com os produtores identificados por forma a obter acordo para a limitação/corte de produção.

Na abordagem inicial, a comunicação efetuada com o produtor cinge-se à solicitação de análise de viabilidade da limitação/corte de produção por parte deste, para o dia em que inicialmente foi programada a indisponibilidade, sem ter em consideração o nível de produção previsto da instalação de produção.

A resposta por parte do produtor ao ORD, ao pedido de limitação/corte de produção é realizada até 48 horas antes da execução da indisponibilidade, devido à maior fiabilidade das previsões de produção ocorrerem com este tempo de antecedência.

Devido a este tipo de abordagem e procedimento, por vezes os produtores solicitam a alteração da data da indisponibilidade para um dia em que a potência a limitar ou a cortar seja a menor possível, ou até não seja necessária. Esta situação motiva adiamentos, por vezes consecutivos, de trabalhos programados, provocando impactos negativos na gestão dos trabalhos de manutenção, construção e beneficiação da rede de distribuição.

De referir que o procedimento de limitação de produção aos produtores distribuídos instituído pelo ORD no decurso da programação das indisponibilidades, é um procedimento informal e não regulamentar (apenas o corte de produção está regulamentado mesmo havendo acordo entre as entidades), contudo impera o bom senso e procurando respeitar e alcançar sempre as melhores relações, o ORD procura encontrar sempre que possível, uma solução ótima que minimize o impacto, das intervenções na rede de distribuição, às entidades envolvidas (ORD e produtores).

Em último caso, não havendo acordo para se proceder à limitação/corte de produção, o ORD faz uso do direito que lhe é conferido pelo regulamento comercial, que define que nestas situações pode ser realizado o corte de alimentação a um domingo durante 8 horas, não se podendo recorrer a esta situação mais do que 5 vezes por ano [20].

Os produtores a limitar são os produtores cuja alimentação tem de ser transferida para outro ponto de entrega, ou seja, cuja as condições normais de exploração da rede onde estão instalados seja alterada. A limitação simultânea, de mais do que um produtor, deverá ser distribuída de forma uniforme pelos produtores, em função da sua potência de ligação. O ORD não deve, em caso algum, discriminar entre utilizadores da rede, sendo que o não cumprimento deste dever é considerado como infração muito grave, sujeita a contraordenação e coima até 10% do volume de negócio do ORD no ano transato.

Atualmente os produtores inseridos na RND não são obrigados a fornecer ao ORD as suas previsões de produção. No entanto alguns fazem-no de forma voluntária, enviando diariamente as previsões de produção dos seus parques eólicos para os próximos 6 dias. Deste modo e tal como descrito no procedimento adotado para a simulação de indisponibilidades numa ferramenta de trânsito de potências, o recurso à produção distribuída, nomeadamente em regime PRE, não é considerado como um recurso de suporte de rede. Assim são simulados os piores cenários e não o cenário mais provável de operação baseado em previsões de produção, sendo dado o acordo à indisponibilidade mediante os resultados das simulações realizadas.

Esta abordagem e estudo de contingência apesar de ser a única possível até ao momento, apresenta-se como limitativa, uma vez que ao considerar os cenários limites e estáticos através de fixação dos limites máximos e mínimos simultaneamente, não permite abordar a análise em diferentes escalas temporais onde os limites máximos e mínimos de consumo e produção não ocorrem simultaneamente.

Com esta situação não se consegue perceber o regime de carga e produção previsível que estará a ocorrer durante a indisponibilidade de um ativo, regimes bem diferentes dos cenários limites estudados.

Em muitos dos casos de indisponibilidade não seria necessário realizar a limitação de produção, uma vez que perante um nível de produção registado num determinado instante poderá estar a ocorrer um nível de consumo que absorva uma parte significativa da produção injetada pelos produtores distribuídos, evitando violações nos limites técnicos dos ativos de rede.

2.2.1.11 - Produção distribuída renovável

As políticas energéticas estão a promover a eficiência energética, a produção distribuída e os recursos energéticos renováveis, verificando-se nos últimos anos o aumento da produção distribuída e, em especial, os tipos de produção variável (apenas parcialmente controláveis), como a energia eólica e solar. A produção de energia elétrica por parte das instalações de produção eólicas e fotovoltaicas é regida pela disponibilidade da fonte de energia primária não havendo, nenhuma correlação entre a produção e o consumo.

Grandes quantidades de geração variável a partir de fontes renováveis não são totalmente previsíveis e causam problemas crescentes nas redes elétricas (tanto nas redes locais de distribuição como nas redes de transporte, incluindo as redes transfronteiriças). Além dos impactos técnicos que este tipo de produção impõe nas redes, estas também aumentam a necessidade de instalações de produção flexível, despachável e de resposta rápida para

equilibrar variações na carga num primeiro nível de operação e num segundo nível de operação para dar resposta rápida a recursos intermitentes e contingências, como a perda de ativos distribuição/transporte ou de geração.

Os desafios causados pelas fontes de energia renovável são mostrados na figura 2.9. A escala de tempo dos problemas varia desde o milissegundo até anos. Os custos de integração de sistemas (como o montante gasto em serviços de sistema) aumentam com o uso mais elevado de recursos renováveis, mas esses custos de integração aumentam geralmente em relação aos menores custos de energia da geração renovável [21].

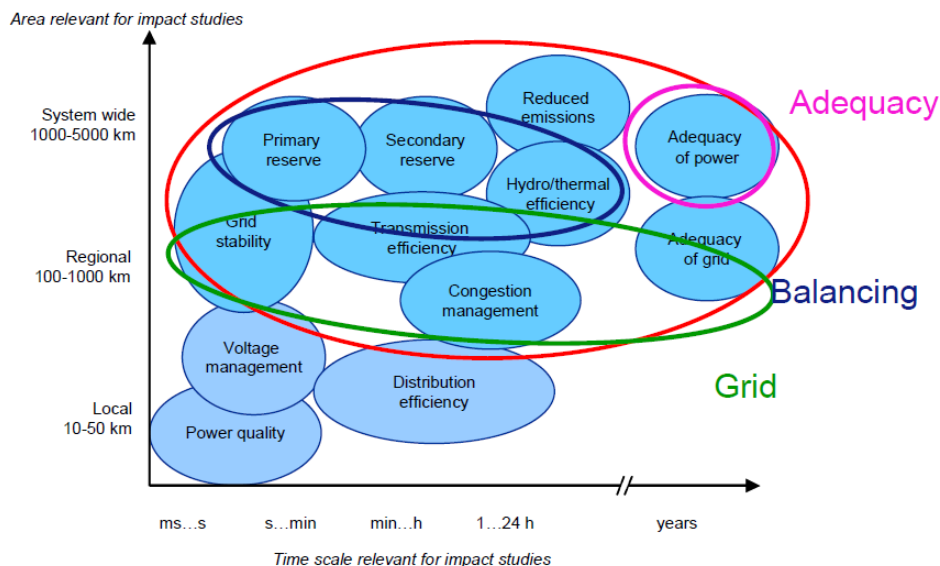


Figura 2.9 - Impactos da energia eólica em sistemas de energia, divididos em diferentes escalas de tempo [20].

A produção por via renovável tem impactos financeiros semelhantes no mercado de eletricidade, uma vez que os equilíbrios nacionais e locais entre oferta e a procura de eletricidade são mais complicados de gerir com elevados níveis de geração variável, o que pode aumentar os custos totais de eletricidade.

2.2.2 - Impactos económicos e comerciais

Para além dos impactos técnicos anteriormente referidos, o desenvolvimento de tecnologias de produção distribuída nas redes de distribuição pode ser encarada pelos agentes de mercado, como mais um interveniente a ser considerado para se explorar com enorme potencial, mesmo adaptada a nichos de mercado. Esta posição é motivada pela adaptação da produção distribuída às características do mercado de eletricidade bastante mutável, em que se procura um equilíbrio entre o risco e a oportunidade de uma atividade rentável. Alguns fatores motivam o facto das instalações de produção distribuída possuírem uma elevada flexibilidade na adaptação às constantes alterações das condições de mercado, tais como os tempos reduzidos de construção e diminuição do risco financeiro comparado com o investimento nas centrais de produção convencionais [9].

A adaptação da produção distribuída a um ambiente de mercado deve ser baseada no valor real determinado pela ligação de determinadas unidades de produção e não pelos incentivos/subsídios concedidos pelos governos, sendo prova disso alguns dos impactos que num mercado aberto a produção distribuída poderá originar, tais como a melhoria de fiabilidade do sistema, a capacidade de reserva para suporte nas horas de ponta, a alternativa de expansão e reforço da rede de distribuição, o fornecimento de serviços de sistema, a redução do preço de eletricidade de mercado e a redução da energia de perdas nas rede de distribuição [9].

2.2.2.1 - Melhoria da fiabilidade

O número de consumidores que são muito exigentes em termos de fiabilidade do fornecimento de energia elétrica tem aumentado a um ritmo elevado, especialmente nas classes de clientes de alta tecnologia, onde o efeito das falhas de energia pode ser uma fonte de perdas financeiras extremamente elevadas. Os benefícios da produção distribuída podem advir da redução dos tempos de interrupção e da energia não fornecida, especialmente se esta puder operar em modo isolado em caso de interrupções da rede. A possibilidade oferecida pela produção distribuída de operar sob condições em ilha pode apresentar vantagens para os consumidores, para o proprietário da instalação de produção e para o operador da rede de distribuição. Os potenciais benefícios para os consumidores surgem devido à possibilidade de ser fornecida energia após uma interrupção do sistema de energia principal. O proprietário da instalação de produção beneficia da receita extra para a energia adicional vendida durante a operação em ilha, especialmente se as tarifas específicas forem organizadas para avaliar a energia vendida durante a operação ilha. Os benefícios potenciais para o operador da rede de distribuição resultam na melhoria dos índices de fiabilidade do sistema global e da consequente redução das penalidades pagas aos consumidores quando os índices de qualidade de serviço regulados não forem cumpridos [9].

2.2.2.2 - Capacidade de reserva e de suporte nas horas de ponta

Uma possível opção a considerar consiste em explorar a flexibilidade de muitas tecnologias da produção distribuída, para reagir contra o agravamento dos preços de eletricidade em mercado durante as horas de ponta e favorecer a gestão dos congestionamentos nas redes de distribuição. Embora as unidades de produção distribuída possam não ser tão eficientes e económicas quanto as unidades geradoras centrais, estas estão mais próximas do cliente. Esta posição estratégica das instalações de produção distribuída tem a vantagem de evitar o custo de utilização das redes de transporte e distribuição, que são uma parte muito significativa do custo total da eletricidade.

Por conseguinte, evitando os custos de transporte/distribuição e os congestionamentos da rede de distribuição, a produção distribuída pode prestar uma melhor qualidade de serviço a um custo mais baixo [9].

2.2.2.3 - Alternativa de expansão e reforço da rede de distribuição

Em vez de expandir e reforçar as redes existentes, construir novas subestações ou novas centrais de geração, a produção distribuída pode ser utilizada para acomodar o crescimento do consumo e eventualmente aliviar a sobrecarga de alguns ativos de rede. O paradigma da produção distribuída requer uma metodologia integrada onde, além das opções convencionais para a expansão da capacidade das redes, uma nova alternativa deve ser considerada - a exploração das fontes de produção distribuída. O benefício obtido pela utilidade é contabilizado pelo valor temporal do investimento em que os benefícios de diferimento mais importantes são alcançados quando a produção está ligada perto das cargas e localizada no final de redes extensas [9].

2.2.2.4 - Fornecimento de serviços de sistema

A operação em segurança, segura e fiável do sistema de energia elétrico requer a prestação de serviços de sistema, que eram e ainda são, essencialmente fornecidos por centrais de energia ligadas à rede de transporte. Com o surgimento da produção distribuída nas redes de distribuição, será necessário desenvolver mecanismos para incluir a sua participação na prestação de serviços de sistema. Se se continuar a adotar uma abordagem em que a integração da produção distribuída apenas desloca a energia produzida pela geração

central sem quaisquer outras possibilidades de controlo, conduzirá a um aumento do custo global de funcionamento de todo o sistema. Além disso, a participação da produção distribuída em serviços de sistema contribuirá igualmente para a melhoria da viabilidade económica de alguns projetos da produção distribuída. No que diz respeito à sua contribuição para os serviços de sistema, esta pode integrar o suporte de energia reativa e o controlo de tensão, a capacidade de produção/limitação de energia a pedido (do operador de rede), a participação na regulação de frequência e a contribuição para a melhoria da qualidade de energia (suporte de tensão resultantes de curto-circuito nas redes-*FRT*) [9].

2.2.2.5 - Redução do preço de eletricidade de mercado

A utilização extensiva das instalações de produção distribuída pode ter um impacto nos preços dos mercados grossistas de eletricidade, que são determinados pela procura total do sistema e pelas propostas apresentadas ao operador de mercado pelas entidades proprietárias das instalações de produção de eletricidade. Os preços de oferta de eletricidade das instalações de produção distribuída de origem renovável em média são mais baixos pelo facto de conjugar em dois fatores: o menor investimento na construção das infraestruturas, motivando amortizações em menor tempo e por outro lado a não aquisição de energia primária.

2.2.2.6 - Redução da energia de perdas nas redes de distribuição

As entidades reguladoras implementam políticas que incentivam as empresas de distribuição a serem economicamente eficientes e a reduzir suas perdas de energia. Normalmente, os incentivos para a redução de perdas das empresas de distribuição são a diferença de custo entre perdas reais e normais definidas pelas entidades reguladoras através de modelos de referência. Se as perdas reais forem inferiores às normais, o operador de rede de distribuição obtém lucro. Como a ligação de produção distribuída às redes de distribuição impacta nas perdas do sistema, uma consequência direta é transmitida ao lucro das empresas de distribuição. A utilização de metodologias para alocação de perdas deverá permitir a implementação de incentivos para os proprietários das instalações de produção, por meio de uma avaliação diferenciada entre as unidades de produção distribuída de acordo com seus impactos nas perdas na rede de distribuição [9].

2.2.3 - Impacto regulatório

A integração das instalações de produção distribuída coloca novos desafios aos ORD, uma vez que esta integração vai mudar completamente a gestão da rede de distribuição a curto e a longo prazo o que intrinsecamente afetará claramente os custos e proveitos dos ORD [22] [23].

A instalação de produção distribuída nas redes implica novos reforços de rede para acomodar as ligações das instalações de produção e os custos operacionais, principalmente devido ao impacto sobre as perdas de energia, que também serão afetados. No âmbito do atual regime regulamentar, os lucros do ORD são modificados em função do nível de penetração da produção distribuída, constatando-se que para um nível de penetração elevado de produção distribuída, há uma redução nos lucros esperados pelos ORD [22].

O negócio principal dos ORD é fornecer energia elétrica a determinada área geográfica dentro de padrões de qualidades regulamentados, sendo que os proveitos principais permitidos são obtidos através de tarifas de usos de rede. Contudo para aumentar a qualidade de serviço o regulador define incentivos que podem ser recebidos pelo ORD em função do cumprimento de indicadores de serviço e/ou perdas de energia da rede.

Sobre este esquema de remuneração, a estratégia dos ORD para maximizar os benefícios é definida pelo saldo entre os rendimentos dos proveitos permitidos, mais os incentivos e os gastos derivados de OPEX e CAPEX. Os ORD podem, portanto, aumentar os seus proveitos globais melhorando o desempenho, ou reduzindo os seus gastos com operação e investimento eficientes.

A regulação de incentivos é a prática mais utilizada para regular os negócios dos ORD. A regulamentação por incentivo pode adotar dois regimes principais, “*price cap*” ou “*revenue cap*”. Esta forma de regulação leva os ORD a reduzir custos e investimentos, enquanto os reguladores devem controlar que essas reduções não afetem negativamente a qualidade de serviço fornecida [22].

Com a instalação de produção distribuída nas redes de distribuição, como já foi referido anteriormente, a qualidade de serviço pode ser degradada, a energia de perdas pode aumentar, bem como a energia distribuída será menor, o que concorrerá em sentido oposto aos objetivos dos ORD para maximizar os seus lucros no quadrante dos proveitos permitidos na tarifa de uso de redes e nos incentivos à qualidade de serviço.

2.2.3.1 - CAPEX

Tal como ocorre para as novas ligações de clientes, novos investimentos de rede são necessários para acomodar na rede as instalações de produção. Num primeiro nível, os níveis elevados de penetração de produção distribuída provavelmente exigem mais reforços de rede, novas linhas, transformadores e quadros de distribuição. Num segundo nível, a instalação de produção em níveis de tensão mais baixos adia reforços de rede em níveis de tensão mais elevados. Esta última hipótese depende claramente da probabilidade de produção das instalações de produção distribuída nos períodos de carga máxima e da permanência de produção a longo prazo [22] [23].

2.2.3.2 - OPEX

A penetração de produção distribuída aumenta os custos de transação, uma vez que os ORD têm de lidar com novos contratos com os operadores de produção. Além disso, são necessários sistemas alargados de gestão de dados e contabilidade de saldos. A gestão atual dos ORD baseia-se na simplicidade e na normalização dos equipamentos, para reduzir tanto quanto possível o OPEX. As unidades de produção são novos elementos ligados à rede que impõem novos critérios de reconfiguração de rede e novas situações operacionais. Portanto, a integração deste tipo de produção significa maior complexidade, resultando em custos mais elevados. Por outro lado, a gestão ativa da rede de distribuição, incluindo a produção distribuída, irá potencialmente diminuir as necessidades dos serviços auxiliares do ORD. Estes serviços podem ser fornecidos pela produção distribuída, tais como controlo de tensão, operação ilha, capacidade “*black-start*”, reserva primária e secundária, entre outros [22].

2.2.3.3 - Indicadores de desempenho dos ORD

A integração da produção distribuída influencia as perdas de energia elétrica nas redes. Níveis mais baixos de penetração de produção podem reduzir as perdas originais de energia da rede, porém níveis mais altos de produção podem produzir o efeito oposto. Por outro lado, com sistemas de controlo adequados, a produção poderá contribuir para melhorar a qualidade de serviço fornecida [22] [23].

2.2.3.4 - Gestão de rede dos ORD

Uma situação preponderante na questão da integração da produção distribuída das redes, será a transição de uma gestão passiva de rede para uma gestão ativa. A gestão ativa das redes de distribuição, afetará profundamente as práticas atuais de operação e planejamento dos ORD e, conseqüentemente, o CAPEX e o OPEX. Os novos esquemas e exigências de gestão ativa nas redes de distribuição que controlam a produção: gestão do fluxo de energia pela produção distribuída para evitar a sobrecarga dos ativos, controle da tensão, gestão da qualidade da energia, controle de nível de defeito por equipamentos específicos. A gestão ativa em redes de distribuição irá potencialmente reduzir reforços de rede, embora possa aumentar o OPEX, uma vez que a rede será operada de forma mais intensa. Além disso, este tipo de gestão de rede também aumentará os investimentos em equipamentos de comunicação e controle. Para obter os benefícios derivados desta gestão, devem ser concebidos serviços e acordos específicos entre os ORD e o produtor [20] [21].

2.3 - Produção distribuída como recurso da rede

A operação da rede de distribuição será cada vez mais complexa à medida que as instalações de produção distribuída forem aumentando neste tipo de redes, por todos os fatores já anteriormente enunciados (impactos). Contudo estes podem ser mitigados se forem utilizadas as capacidades técnicas de controle da produção, com o desenvolvimento e criação paralela de mecanismo de relacionamento entre o produtor e o operador de rede de distribuição por forma a coordena-los entre estas entidades e as restantes, do sistema elétrico de energia (GS, ORT e mercados) e retribuir a cedência de serviços.

Contudo perante as grandes dimensões das redes, a quantidade de produtores distribuídos e complexidade dos serviços a disponibilizar, a operar em simultâneo de forma dinâmica, o recurso às condições técnicas dos produtores, para fazer face às limitações de rede impostas pela sua instalação na rede, terão de ser acompanhadas por uma gestão ativa da rede em que não pode ser descorada a coordenação de serviços, a capacidade técnica, a gestão centralizada destes aspetos, com recurso a uma rede de comunicações que permita a troca de dados e informações para que se mantenha a cada momento uma operação eficiente, em segurança, segura e fiável das redes de distribuição.

2.3.1 - Condições técnicas

À medida que as instalações de produção de rede têm mais preponderância na forma como se aborda a gestão de rede, quer em tempo real quer na fase de programação, significa que mais cedo ou mais tarde, estas terão de partilhar alguns dos deveres, hoje desempenhados pelas centrais elétricas convencionais, que são as capacidades técnicas controláveis no sistema elétrico de energia. Isto é, regulação da potência ativa e reativa e realização de controle de frequência e tensão na rede. Esses requisitos têm foco na capacidade de controle de potência, qualidade de serviço e no suporte dinâmico de rede perante defeitos elétricos na rede [24].

Os requisitos podem ser divididos em dois grandes grupos:

- Funções de controle de potência ativa;
- Funções de controle de potência reativa.

Dentro das funções de controle de potência ativa enquadram-se as respostas às variações de frequência, controle de frequência e limitações de potência ativa.

A manutenção do equilíbrio de potência ativa do sistema e a estabilidade de frequência estão relacionadas tal como demonstrado em [25] e significa que a carga e a produção devem

ser consistentes. Esta condição requer uma medição quantitativa do estado do sistema. Se os valores de medição e previsão da oferta e procura de consumo forem bastante precisos, o balanço do sistema pode ser avaliado em tempo real ou projetado para o futuro. Essas informações também podem ser usadas para identificar os potenciais congestionamentos da rede. A existência de um desequilíbrio temporário do sistema, com consequente alteração dos valores de frequência, devido a súbitas mudanças entre a oferta e procura de energia elétrica, afetará as condições de funcionamento dos produtores e consumidores. O equilíbrio será obtido pelo balanço de potência ativa a ser controlado pelo uso de reserva de operação das centrais de produção convencionais, bem como pela redução de potência ativa de outras unidades geradoras, nas quais se enquadram as instalações de produção distribuída [6].

No que diz respeito às funções de controlo de potência reativa incluem-se as funções de controlo da injeção de potência reativa na rede, no controlo de fator de potência, controlo de tensão e controlo automático do fator de potência.

A estabilidade da tensão em estado estacionário e o equilíbrio da potência reativa na rede também afetam o sistema de fornecimento de energia estando as duas correlacionadas e dependentes como demonstrado em [25]. Em longas redes de transporte e distribuição com elevada carga, o aumento de impedância que ocorre através da falha de qualquer um dos elementos do sistema de rede em paralelo, pode levar a condições críticas da tensão de rede. Através do uso de tecnologia de medição, a estabilidade de tensão em estado estacionário pode ser avaliada e reservas de energia reativa pode ser despachada para contrariar condições críticas de tensão. As unidades de produção distribuída podem ser usadas para esse suporte de rede se elas forem capazes de fornecer energia reativa à rede. Neste cenário, o ORT e o ORD podem determinar valores de *setpoint* apropriados em relação à tensão ou potência reativa que são transmitidos por meio de um sistema de controlo remoto, para instalações de produção ligadas nas redes de distribuição [6].

2.3.1.1 - Banda de operação de tensão e frequência

As instalações de produção distribuída devem permanecer ligadas à rede e ser capazes de suportar os limites de variação de tensão e frequência estabelecidos pelo operador do sistema e de rede (ORT e ORD). A escala da tensão é relacionada com o tamanho do sistema de distribuição da rede que é caracterizado por níveis tensão diferentes. A banda nominal de frequência é determinada pelas características elétricas do sistema elétrico, como inércia geral da infraestrutura de produção de energia instalada. Em determinados casos, as instalações de produção também devem enfrentar desvios de tensão e frequência fora da banda convencional, durante um curto período de tempo sem se desligar da rede.

2.3.1.2 - Resposta de frequência

A resposta de frequência, como reação a um desequilíbrio, é um serviço de rede realizado por geradores convencionais. Um controlador proporcional de potência interno permite aumentar ou diminuir a potência do gerador de acordo com os requisitos de equilíbrio de potência. Se o objetivo é substituir a maioria da produção convencional por produção renovável, a regulação de frequência precisa ser incorporada como um serviço padrão na operação instalações de produção distribuída de origem renovável. Caso contrário, não seria possível controlar a frequência do sistema devido a uma mudança repentina da procura ou da geração renovável. Esta capacidade é necessária para aumentar ou diminuir a produção de energia renovável de acordo com as mudanças de frequência do sistema [6].

Num primeiro nível, para dar resposta à característica intermitente e dependente das instalações de produção distribuídas de origem renovável o sistema atua com a operação de aumento de produção dos geradores convencionais, diminuindo a produção das unidades de produção distribuída de forma proporcional ao aumento da frequência do sistema. Acima da frequência nominal, a potência é reduzida. Deve ser possível diminuir a produção até que o

equilíbrio entre produção e consumo seja restaurado e a frequência estabilizada no caso de ocorrer sobre frequência.

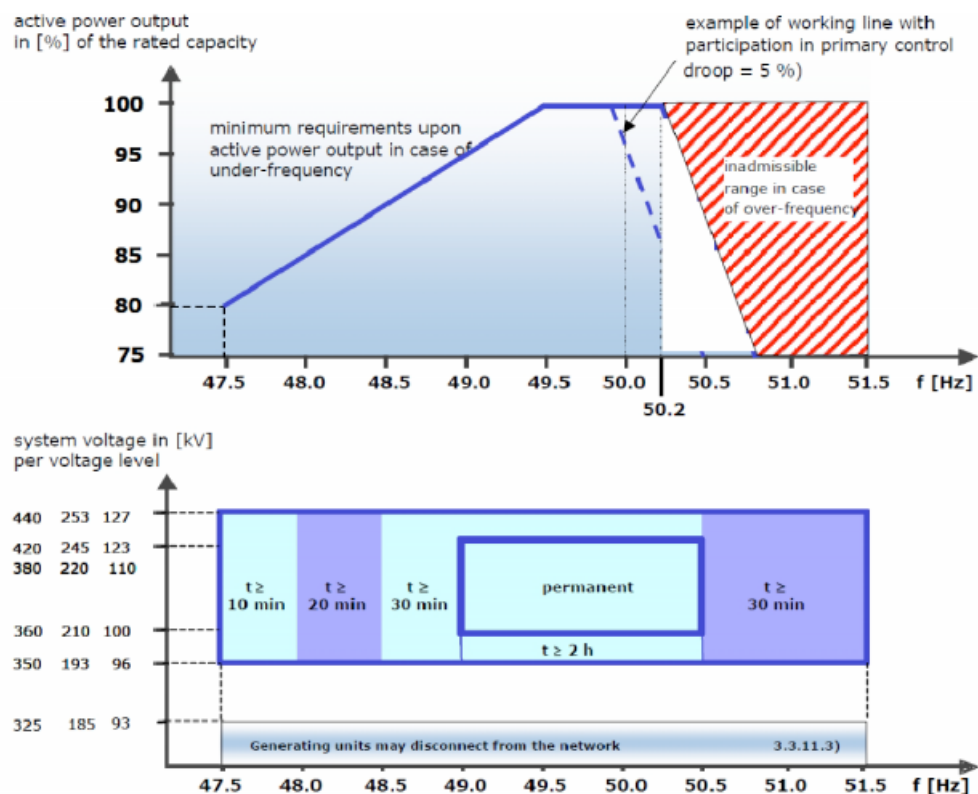


Figura 2.10 - Requisitos técnicos de operação dependendo da frequência de rede [6].

A banda de frequência, com a qual a instalação de produção distribuída está a operar deve ser compatível com a rede, (exemplo figura 2.10 entre 47,5 - 51,5 Hz). A figura 2.10 mostra a redução de potência ativa permitida. De acordo com o gráfico, a unidade de produção não deve reduzir a sua saída de potência ativa nas condições de frequência correspondentes abaixo da linha. Adicionalmente, a redução pode ser feita com pelo menos 10% da capacidade de ligação à rede, por minuto, sem que a instalação seja desligada da rede.

Num segundo nível de resposta em caso de instabilidade na rede por sub frequência, para um valor de frequência de 48,5 Hz a potência ativa deve ser superior a 90% da capacidade nominal da instalação de produção. Quando o desvio de frequência está abaixo do valor nominal, a potência suplementar entregue à rede virá das unidades de produção convencional ou até de produção distribuída a trabalhar em reserva girante.

Durante esta condição de operação, as instalações de produção distribuída devem trabalhar dentro de limites de níveis de tensão e de valores de frequência, durante um tempo pré-definido. As durações são os intervalos mínimos de tempo para operação garantida, dependendo do valor de frequência [6].

2.3.1.3 - Regulação da potência ativa (restrições de potência ativa)

As funções de regulação de potência ativa, tratam-se de um conjunto de estratégias de controlo de potência que dá liberdade ao operador de rede a flexibilidade para gerir a energia injetada na rede pelas instalações de produção. A instalação de produção distribuída deve cumprir este requisito, incorporando capacidades de controlo de potência internamente ativas, bem como permitir ser controlada remotamente.

A regulação de potência ativa pode ser realizada de 5 forma distintas, denominadas limitação de potência máxima, controlo de banda, limitação de taxa de rampa, controlo em reserva girante e sistema de proteção.

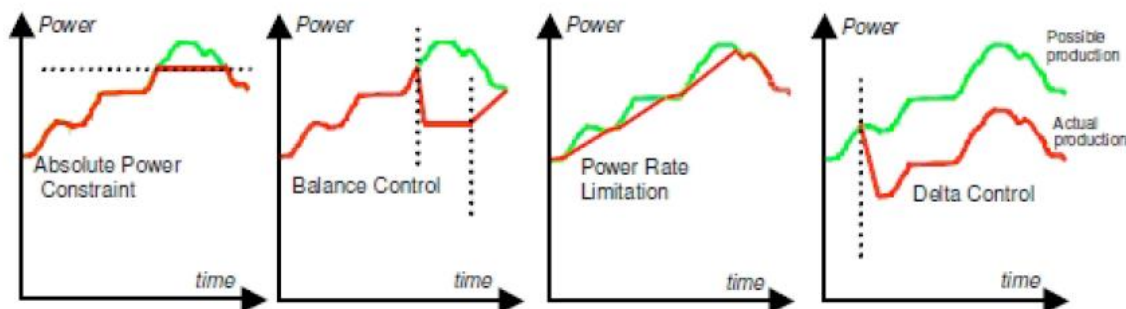


Figura 2.11 - Estratégias de controlo da potência ativa [6].

A limitação de potência máxima é um parâmetro que tem como objetivo definir a potência máxima do gerador abaixo de sua potência nominal. Ao restringir a quantidade máxima de injeção de energia, o operador de rede tem uma forma de evitar mais instabilidades de equilíbrio de potência ativa devido à natureza imprevisível dos recursos renováveis [6].

No controlo de banda, as instalações de produção devem estar preparadas para modular a sua produção de energia ativa entre um mínimo e um máximo da sua capacidade nominal.

A limitação da taxa de rampa, visa limitar o gradiente de energia renovável através de um *setpoint*, podendo ser uma forma muito eficaz para minimizar o impacto da subida repentina de produção. A taxa de rampa é definida através da alteração de potência a cada minuto (MW/min). A ideia deste conceito é filtrar variações mais rápidas da produção de energia eólica controlando a taxa de rampa de acordo com as mudanças observadas no consumo de energia. Se não for implementado, existe um risco sério de a geração convencional instalada não diminuir a sua produção de energia tão rapidamente quanto necessário, levando em última instância a graves problemas de frequência de rede.

O controlo de reserva girante é uma forma de garantir a reserva de produção com base na geração de energia renovável. A saída de potência é reduzida artificialmente, abaixo da potência disponível no momento da geração. A diferença é mantida como reserva para ser usada como faz uma geração convencional (controle primário e secundário). No entanto, o poder de redução depende do vento disponível ou energia solar. Assim, o nível de reserva não é constante. A potência reduzida pode ser libertada não só para a regulação da frequência, como também poderia ser utilizada para manter a tensão da estabilidade global do sistema através da injeção de potência reativa na rede [26].

Além das funções de limitação de potência ativa já referenciadas existe uma que se denomina sistema de proteção cuja operação visa uma rápida regulação da potência ativa fornecida à rede, pela instalação de produção, para um ou mais pontos de operação predefinidos baseados em ordens de descida de potência. Os pontos de operação são determinados pelo operador de rede no qual a instalação de produção está ligada.

A função de limitação de potência ativa denominada sistema de protecção é operacionalizada quando está em causa a segurança da operação e controlo de rede (ex. sobrecargas). A função pode ser ativada por controlo remoto através de acção do operador de rede.

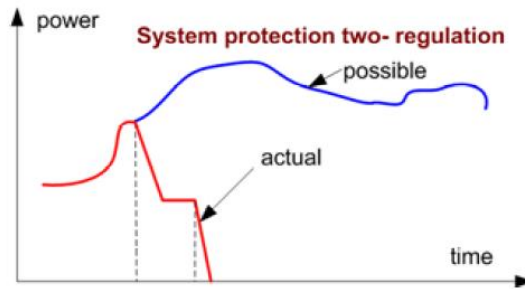


Figura 2.12 - Estratégia de controlo de potência ativa - sistema de proteção [23].

2.3.1.4 - Regulação da potência reativa

Nos últimos anos, devido à evolução tecnológica, os geradores eólicos do tipo DFIG e do tipo PM síncrono tornaram-se a escolha padrão para as novas instalações de produção de energia por via renovável. Ambos são capazes de injetar ou absorver potência reativa ao mesmo tempo que a injeção de potência ativa é entregue à rede. Esta capacidade técnica também é comum nas centrais fotovoltaicas, uma vez que possuem a mesma tecnologia de eletrónica de potência para ligação com a rede. Portanto, a realização de controlo de tensão e controlo dos fluxos de energia reativa no ponto de ligação com a rede está agora disponível sem custos adicionais (ex. instalação paralela de bateria de condensadores). Assim, para melhorar a estabilidade de tensão e eventualmente compensar perdas na rede, as instalações de produção distribuída podem recorrer ao seu sistema de regulação de tensão. O sistema deve permitir saída de potência reativa flexível dentro de uma faixa de potência reativa definida. O operador do sistema, transporte e de distribuição dependendo do acordo estabelecido poderá ter controlo sobre o sistema de regulação de tensão do produtor [6] [24].

O sistema de controlo de tensão como já foi referenciado, pode ser utilizado para o controlo de tensão da rede e controlo do trânsito de potência reativa e para alcançar estes intentos existem 4 técnicas possíveis: controlo de tensão, controlo de potência reativa, controlo de fator de potência, e controlo automático do fator de potência.

O controlo de tensão baseia-se na absorção ou injeção de potência reativa em função do valor de tensão do ponto de ligação, a fim de fornecer um serviço de rede: limitar variações de tensão no ponto de ligação mesmo que seja originada por outras instalações de produção ou cargas de rede. Para isso, os geradores devem ser capazes de absorver ou injetar energia reativa automaticamente numa lógica de controlo local com base em uma curva característica $Q = f(V)$ [27].

A título de exemplo (norma italiana CEI 0-16, V1 2013-12) V_{1i} , V_{1s} , V_{2i} , V_{2s} são definidos pelo ORD dentro destes limites:

- $V_{1i} < V_n < V_{1s}$;
- $V_{2s} < V_{max}$, sendo $V_{max} \leq 59. S_1$ (valor padrão: $V_{max} = 1,1 V_n$);
- $V_{2i} > V_{min}$, sendo $V_{min} \geq 27. S_1$ (valor padrão: $V_{min} = 0,9 V_n$);
- $|Q_{min}|$ e $|Q_{max}| \geq 0,436. S_n$.

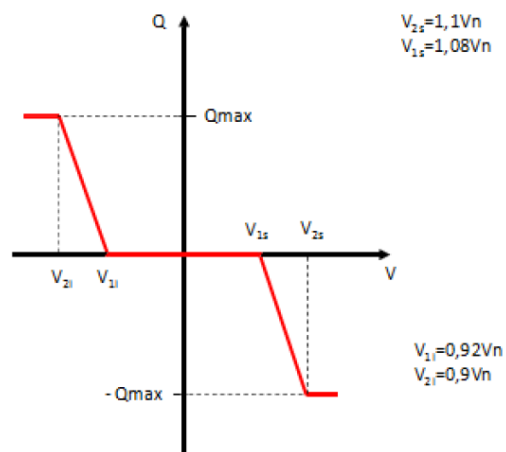


Figura 2.13 - Controle de tensão por injeção/absorção de potência reativa [26].

O controle de fator de potência pode ser realizado de duas formas, sendo que a primeira é executada através do valor fixo predeterminado (*setpoint*) de fator de potência, definido pelo operador sistema ou rede. Este valor terá de ser mantido constante em função da injeção de potência ativa da instalação de produção distribuída, esta deverá absorver ou injetar potência reativa por forma a manter esta relação constante.

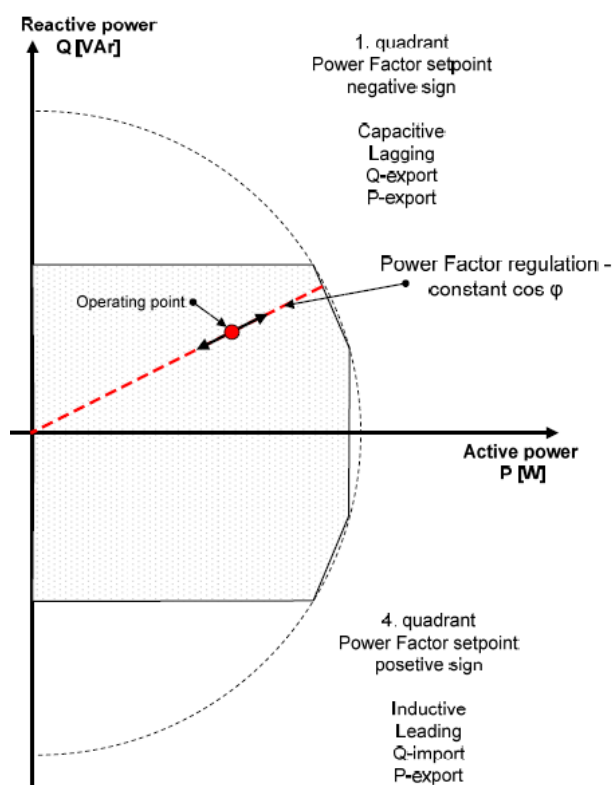


Figura 2.14 - Controle de fator de potência [62].

A segunda forma de realizar o controle de fator de potência é realizando um ajuste automático da potência reativa de acordo com uma curva característica $\cos \phi = f(P)$, onde P é a potência ativa do gerador. Esta forma de controlo proporciona a absorção de potência reativa por unidade de produção distribuída, apenas para limitar o aumento de tensão causado pela injeção de energia ativa pelo mesmo gerador.

A lógica de controlo é a seguinte:

- Para valores de potência ativa injetada $P/P_n < 0,5$, o inversor trabalha em $\cos \phi = 1$;

- Ao ultrapassar o ponto de trabalho $P/P_n = 0,5$, o inversor verifica se a tensão nos seus terminais é superior a um valor crítico de bloqueio fornecido pelo ORD (por exemplo, igual a $1,05 V_n$) e neste caso é ativada a regulação da potência reativa, colocando o ponto de trabalho PQ de acordo com a seguinte expressão de acordo com a figura 2.15:

$$\cos \varphi = -0,2 \frac{P}{P_n} + 1,1 \quad (1.2)$$

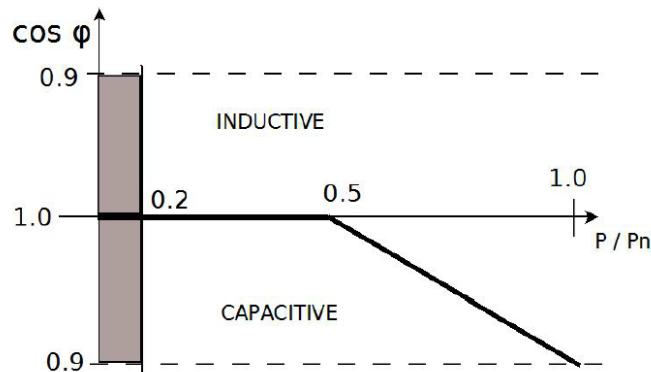


Figura 2.15 - Controlo do fator de potência automático [26].

A regulação da potência reativa só é removida quando a potência ativa P cai abaixo de 50% de P_n (bloqueio de potência ativa), independentemente da tensão medida nos terminais ou se a tensão cair abaixo de um determinado valor (tensão de bloqueio) ajustável entre $0,9 V_n$ e V_n [27].

2.3.1.5 - Suporte dinâmico de rede

A condição técnica *fault ride through* foi imposta para evitar a perda significativa de produção dos parques eólicos em caso de defeitos na rede. Até à uns anos atrás, os parques eólicos só se desligavam da rede quando um defeito elétrico fosse detetado, a fim de evitar danos permanentes quando ocorresse uma diminuição de tensão da rede até níveis críticos de operação da rede e dos grupos geradores e por outro lado para evitar a elevação de correntes (contribuição para o defeito) enquanto a tensão recuperasse. No entanto, com o aumento da capacidade de energia eólica no sistema de energia ao longo dos anos, a desligação dos parques poderia gerar problemas no controlo de frequência e tensão no sistema e num pior cenário, um colapso do sistema elétrico.

O aumento da penetração da energia eólica no sistema de energia elétrica na última década suscitou portanto, sérias preocupações sobre a sua influência quanto ao comportamento dinâmico do sistema de energia. Isso levou os operadores do sistema a rever e aumentar os requisitos de ligação da rede [24] [6].

A condição técnica *fault ride through* aborda principalmente o projeto do controlador de turbina eólica de tal forma que a turbina eólica deverá ser capaz de permanecer ligada à rede durante falhas de rede e deverá também contribuir para o controlo da tensão em condições de defeitos simétricos e assimétricos.

Esta ligação deve durar por períodos de tempo muito curtos. A capacidade *FRT* é normalmente especificada através de uma curva de tempo/tensão que limita a magnitude e a duração da queda de tensão no ponto de ligação à rede. Dentro deste perfil o parque eólico é obrigado a permanecer ligado, enquanto fora do perfil o gerador é disparado imediatamente para proteger o seu equipamento. O nível de tensão mínimo para a regulação da capacidade *FRT* é, em média, 20% da tensão nominal.

Existem dois tipos de perfil a serem respeitados e os quais podem não ser implementados simultaneamente, que são *Low Voltage Ride Through (LVRT)* e o *High Voltage Ride Through (HVRT)*.

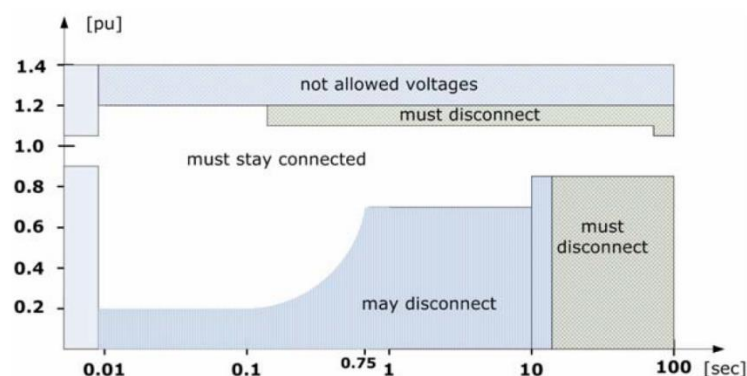


Figura 2.16 - Requisitos de LVRT e HVRT [27].

Paralelamente ao facto de as instalações de produção eólica terem de suportar a operação em paralelo durante ocorrência de cavas de tensão originadas por defeitos eléctricos na rede, de acordo com o especificado anteriormente, estas devem também contribuir para a restauração do nível de tensão da rede injetando corrente reativa. Esta capacidade é vista como crucial para uma recuperação mais rápida do sistema de energia.

Durante esta fase a turbina eólica não deve consumir energia reativa enquanto a recuperação de tensão está em curso. Para este caso particular, a geração de corrente reativa não ultrapassa 90% da corrente total injetada na rede. A figura 2.17 também revela que não há absorção de potência reativa até a recuperação de tensão total. Esta restrição pode evitar instabilidade adicional na tensão da rede [28].

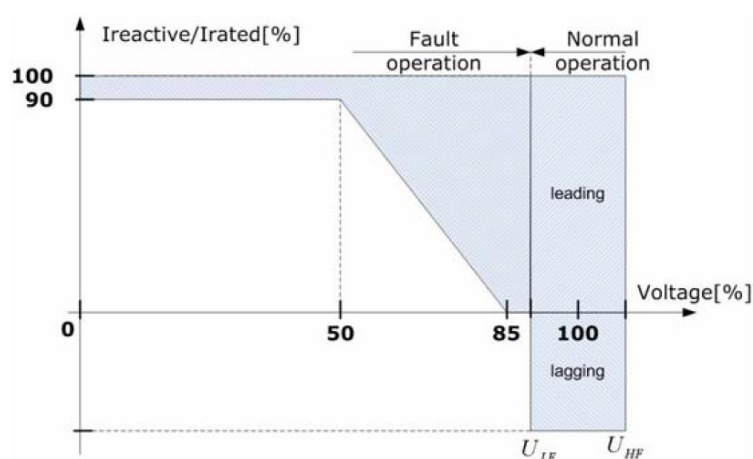


Figura 2.17 - Requisito de injeção de potência reativa durante a ocorrência de cava de tensão [26].

2.3.2 - Serviços de sistema/auxiliares

Para a *Eurolectric*, de um ponto de vista técnico, deve haver uma distinção entre serviços auxiliares e serviços de sistema. Os serviços do sistema são todos os serviços fornecidos por alguma entidade do sistema eléctrico (como um operador do sistema ou um operador de rede) aos clientes e produtores ligados ao sistema eléctrico de energia. Os serviços auxiliares são serviços adquiridos por uma entidade do sistema eléctrico (operador do sistema ou operador de rede) aos clientes e produtores ligados ao sistema, a fim de poder fornecer serviços do sistema [25] [29].

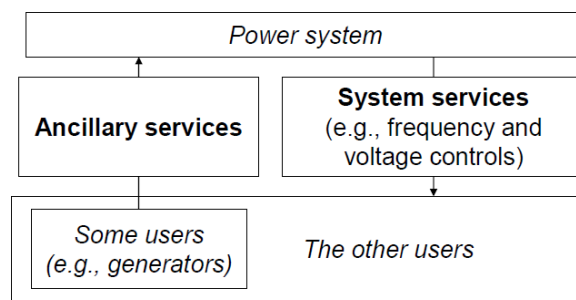


Figura 2.18 - Diferença entre serviços de sistema e serviços auxiliares [24].

Em termos gerais os serviços pedidos às instalações de produção distribuída devem ser considerados como serviços auxiliares na qual a definição é considerada como sendo “todos os serviços exigidos pelo operador da rede de transporte ou de distribuição, a fim de lhes permitir manter a integridade e a estabilidade do sistema de transporte ou de distribuição, bem como a qualidade da energia” [29].

Na maioria dos países europeus são considerados como serviços auxiliares, os seguintes serviços, cujos objetivos são:

- Controlo de frequência: manter a frequência dentro das margens determinadas pela modulação contínua da potência ativa, subdividindo-se em resposta primária e resposta secundária.
- Controlo de tensão: manter a tensão através de injeção ou absorção de potência reativa por meio de compensação síncrona ou estática.
- Reserva girante: aumentar ou diminuir a produção, ou reduzir o consumo que pode ser fornecido em curto prazo, realizado por unidades geradoras parcialmente carregadas e clientes com acordo de interrupção.
- Reserva permanente: aumentar a produção ou reduzir o consumo que podem ser fornecidos pelas unidades geradoras que não estão sincronamente ligadas à rede, ou por clientes com acordo de interrupção.
- Capacidade “*black start*”: capacidade de uma unidade de produção arrancar sem uma fonte de alimentação externa, chamada como um meio de restaurar o fornecimento de energia elétrica após uma falha grave em toda ou parte do sistema.
- Controle remoto de geração automática: regular a frequência controlando a saída através de um sistema de controlo centralizado. Pode significar operar a resposta secundária, mas também controlar uma instalação de produção inteira.
- Otimização de perdas da rede: compensar as perdas do sistema de transporte entre os geradores e as cargas.
- Ações de controlo de emergência: manutenção e utilização de equipamentos especiais (por exemplo, estabilizadores do sistema de potência e resistências de travagem dinâmica) para manter um sistema de transporte seguro [29].

Hoje em dia os serviços auxiliares, descritos anteriormente, são adquiridos pelos ORT na maioria dos casos aos grandes produtores de energia elétrica ligados à rede de transporte, para gerir o sistema elétrico como um todo e estão acima de tudo concebidos para cumprir este intento.

Perante as necessidades de controlo e operação de rede, pelos diversos fatores já referenciados neste documento (impactos técnicos, económicos e regulatórios) os ORD no futuro deverão também adquirir este tipo de serviços, serviços os quais se adequem às necessidades da gestão das suas redes, mesmo que se tenha de desenvolver novos serviços específicos à gestão da rede de distribuição.

Por outro lado, perspectiva-se que devam ser autorizados a coordenar a oferta de novos serviços de sistema afetos à rede de distribuição, tal como exigido pela nova Diretiva relativa à eficiência energética (artigo 15.1 da Diretiva 2012/27/CE), assegurando simultaneamente a

segurança, integridade e qualidade do fornecimento nas suas redes. O ORD é a entidade que à partida deverá assumir este papel, com o intuito de facilitar este mecanismo, pois possui os dados que necessitam de ser obtidos ao nível das subestações de distribuição, tem os conhecimentos necessários da estrutura e da constituição da rede bem como do seu comportamento. Além disso, o ORD tem a responsabilidade legal de assegurar que tais restrições técnicas sejam atenuadas, por forma a garantir a qualidade de serviço que lhe impacta na remuneração e lhe é exigida pelos reguladores.

Por forma a garantir-se uma coordenação entre os vários intervenientes do sistema elétrico de energia (gestor do sistema, operador da rede de transporte, operador das redes de distribuição, produtores convencionais, produção distribuída e clientes), surgirão as plataformas de flexibilidade, através da criação de um novo elemento do sistema elétrico chamada agregador, que desempenhará um papel importante, em especial para uma flexibilidade próxima da do tempo real. Através destes será garantida a flexibilidade para o ORD, requisitar os seus serviços tal como por exemplo aliviar os congestionamentos nas suas redes, mas também para o ORT fornecer equilíbrio e redespacho nas redes de transporte [30].

Uma vez que, face às capacidades técnicas e diferentes tecnologias (figura 2.21), as instalações de produção distribuída podem fornecer serviços auxiliares ao ORT e ao ORD. Para que isto seja possível existem duas formas de a produção distribuída participar na cedência dos serviços auxiliares, nomeadamente nos mercados de energia implementados.

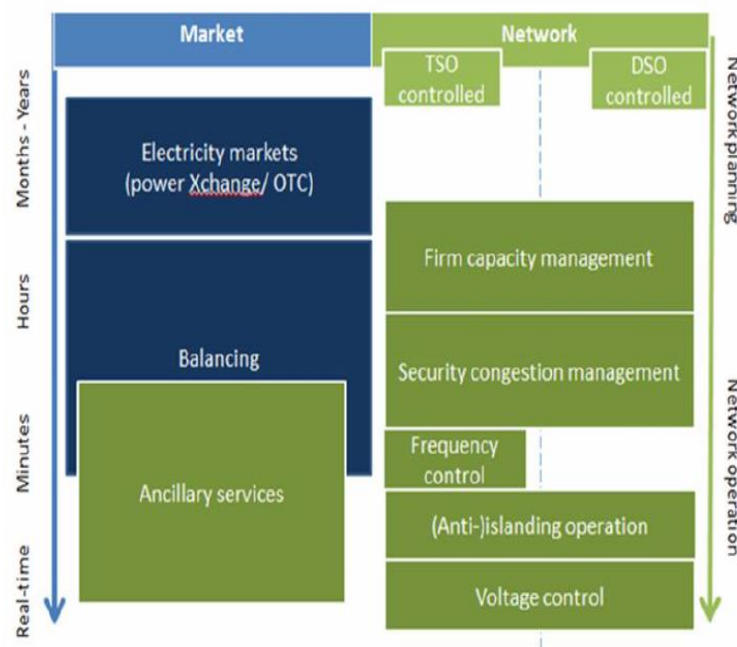


Figura 2.19 - Serviços de Mercado e Operações de Rede [2].

A primeira forma é agregar volumes, em termos de capacidade, até determinado nível que permita a participação no mercado global dos serviços auxiliares/sistema. Esta agregação, é denominada centrais elétricas virtuais (*VPP*), conceito desenvolvido no âmbito da investigação do projeto *Fenix* [31].

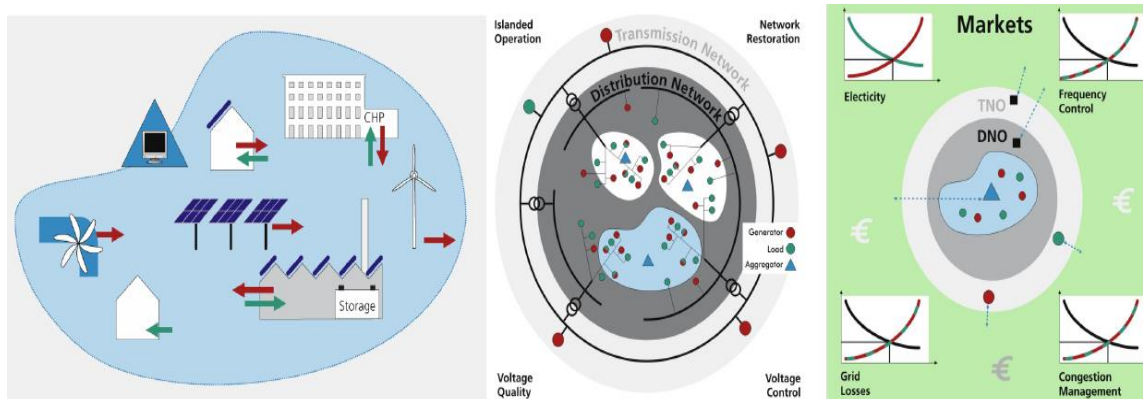


Figura 2.20 - Esquema de *Virtual Power Plant* [31].

A segunda forma é a participação individual na cedência de serviços auxiliares em redes locais, de forma a permitir o ORD gerir a rede de forma eficiente e dotá-la de mais meios para o fazer. Para permitir que as instalações de produção distribuída realizem tarefas locais e, ao mesmo tempo, estejam ativas no suporte de rede, novas estratégias de controlo estão a ser desenvolvidas com base na organização dos recursos distribuídos de energia (DER), usando técnicas de controlo ativo e distribuído [30].

Perante esta nova relação entre os operadores de redes e os produtores distribuídos, é expectável que no futuro a operação de rede use os seguintes serviços auxiliares, fornecidos aos ORT e aos ORD, entre os quais alguns já existentes, outros terão de ser desenvolvidos: controlo de frequência (ORT), controlo de tensão (ORT e ORD), gestão de congestionamentos (ORT e ORD), otimização de perdas de rede (ORT e ORD), melhoria da qualidade de tensão (ORT e ORD), capacidade “black start” e operação em ilha (ORT e ORD) [32].

Ancillary Services	DER Unit	WTG		PV	Hydro		CCHP			Storage		Loads
							thermal-driven		electricity-driven			
Frequency Control			+	+		+		no		++		+
Voltage Control, Congestion Management, Optimisation of Grid Losses	Inv	++	++	Inv	++	Inv	+	Inv	++	Inv	++	+
	SG	++		SG	++	SG	+	SG	++	SG	++	
	DFIG	+										
	IG	-		IG	-	IG	no	IG	-	IG	-	
Improvement of Voltage Quality	Inv	++	++	Inv	++	Inv	++	Inv	++	Inv	++	-
	SG	no		SG	no	SG	no	SG	no	SG	no	
	DFIG	+										
	IG	no		IG	no	IG	no	IG	no	IG	no	
Black Start	Inv	+	+	Inv	+	Inv	no	Inv	++	Inv	++	no
	SG	+		SG	+	SG		+	SG	+		
	DFIG	-										
	IG	no		IG	no	IG			IG	no	IG	
Islanded Operation	Inv	+	+	Inv	+	Inv	no	Inv	++	Inv	++	no
	SG	+		SG	+	SG		++	SG	++		
	DFIG	-										
	IG	no		IG	no	IG			IG	no	IG	
Fault-Ride-Through	Inv	++	++	Inv	++	Inv	++	Inv	++	Inv	++	-
	SG	-		SG	-	SG	-	SG	-	SG	-	
	DFIG	+										
	IG	--		IG	--	IG	--	IG	--	IG	--	
Legend		Grid Coupling Technology IG directly-coupled induction generators SG directly-coupled synchronous generators DFIG doubly-fed induction generators Inv inverters (including inverter-coupled IG and SG)						++ indicates very good capabilities + indicates good capabilities - indicates little capabilities -- indicates very little capabilities no indicates that this is not possible without additional external equipment				

Figura 2.21 - Serviços auxiliares por tecnologias de produção [31].

Dos serviços auxiliares referidos, tendo em conta o desenvolvimento deste trabalho destaca-se o controlo de tensão e a gestão dos congestionamentos, que serão alvo de estudo na fase de validação.

No que diz respeito ao controlo de tensão a sua implementação está muito associada à capacidade técnica do gerador, nomeadamente aos diferentes tipos de controlo que estes possam realizar tal como descrito anteriormente.

O recurso à gestão dos congestionamentos está mais dependente dos mecanismos de acordos para a redução/corte de potência que possam ser instituídos entre os operadores de rede e os produtores.

De acordo com [33] a redução/ corte de produção por parte das instalações de produção pode ocorrer por quatro razões: por congestionamento nas redes; por razões de segurança; por excesso de produção relativamente ao consumo; bem como por estratégias de oferta em mercado. Os motivos anteriormente enunciados podem ainda ser ativados de forma voluntária ou involuntária.

Claro está que o recurso a este serviço de sistema implica a quebra de remuneração dos produtores, mas em função do motivo de ativação, terá de haver compensação a ser distribuída por varias entidades que vão desde os mercados de energia, passando pelos operadores de rede até aos consumidores.

Diferentes acordos podem ser estabelecidos para recorrer a este serviço auxiliar, sendo estes enquadrados em dois grandes grupos, acordos sem intervenção e com intervenção do mercado elétrico de energia [34]:

Os acordos sem intervenção do mercado são denominados *Non-market arrangements*, os quais se baseiam em regras predefinidas para reduzir/cortar a potência às instalações de produção. Estas regras são decididas pelo ORD e o produtor deve aderir a estas regras para ter acesso e ser ligado à rede. Estas acordos são simples de implementar pelo ORD, não sendo necessárias quaisquer alterações às regras e regulamentos.

- *Last in First out (LIFO)*: o último produtor a entrar em serviço na rede é o primeiro a que se aplica o corte/redução de potência;

- *Pro rata*: divide de forma igual o corte/redução de potência pelos produtores que contribuem para o congestionamento da rede;

- *Shedding rota*: baseado numa ordem especificada através de rota predeterminada. Esta rota pode ser alterada diariamente, semanalmente ou mensalmente em função do critério do operador;

- *Technical best*: baseado no tamanho da contribuição para o constrangimento vigente ou no gerador que é mais efetivo para eliminar o constrangimento;

- *Greatest carbon benefit*: o objetivo é minimizar as emissões de carbono associado à gestão ativa das redes, pelo corte/redução de potência dos produtores que resultam na maior redução das emissões CO₂;

- *Most Convenient*: permite ao operador de sistema o corte/redução da potência do gerador que estes sabiam ser o mais conveniente/fácil para implementar e o mais efetivo para aliviar o constrangimento de rede;

- *Generator Size*: corta/reduz o maior gerador que contribui para o constrangimento de rede.

Os acordos com a intervenção do mercado são denominados *Market arrangements*, os quais utilizam os mecanismos de mercado como o sistema de ofertas para determinar os produtores que irão ser sujeitos ao corte/redução de potência.

- *Curtailment market*: num mercado de congestionamentos os geradores enviam propostas em termos anuais, trimestrais, mensais ou diários, os quais indicam sua disposição de reduzir/cortar a potência.

2.3.3 - Gestão ativa de rede

As redes de distribuição são geridas pelos ORD de acordo com um regime operacional passivo e recorrem à chamada abordagem "*fit-and-forget*" onde, tanto as redes como os produtores instalados nas redes de distribuição são projetados, construídos e uma vez energizados são deixados a operar de forma isolada. Nesta abordagem, em termos de controlo de rede o ORD operacionaliza o controlo em função das medidas de tensão e corrente monitorizadas em tempo real e dependendo do valor destas, altera a configuração rede e/ou opera sobre equipamentos (reguladores de tensão) com base nestas medições.

Esta abordagem implica a resolução de todas as questões na fase de planeamento, o que pode conduzir a uma rede sobredimensionada, mas enquanto a penetração de produção distribuída for baixa, esta abordagem tem a vantagem de exigir baixa flexibilidade, controlo e supervisão.

Uma vez que a penetração de produção tem vindo a aumentar, o sistema não pode ser projetado para atender todas as contingências sem investimento muito significativo em infraestrutura de rede básica, tornando esta abordagem menos económica.

A adoção de uma abordagem ativa de gestão de rede permitiria a interação entre as fases de planeamento, acesso, ligação bem como os diferentes prazos de operação (programada e em tempo real), reduzindo as necessidades de investimento e integrando a gestão de serviços em diversas escalas temporais.

A capacidade da rede de distribuição para ligar novas instalações de produção distribuída, poderia ser utilizada de forma mais otimizada se forem consideradas outras opções, incluindo as novas tecnologias de comunicação e controlo, novos esquema de ligação, novos requisitos operacionais que garantam o desempenho adequado da produção distribuída para o sistema elétrico e a possibilidade de aquisição de serviços auxiliares aos produtores distribuídos.

O planeamento operacional das redes de distribuição (nesta perspetiva de gestão ativa, semelhante ao do nível de transporte) seria posta em prática em redes de elevada penetração de recursos distribuídos, a fim de incentivar o despacho das instalações de produção distribuída de forma compatível com a rede. Também seria necessário um melhor planeamento da capacidade da rede e gestão dos congestionamentos das redes, em diferentes momentos e locais, para maximizar o nível de potência que é injetada de forma mais económica para todas as partes, mantendo a estabilidade da rede.

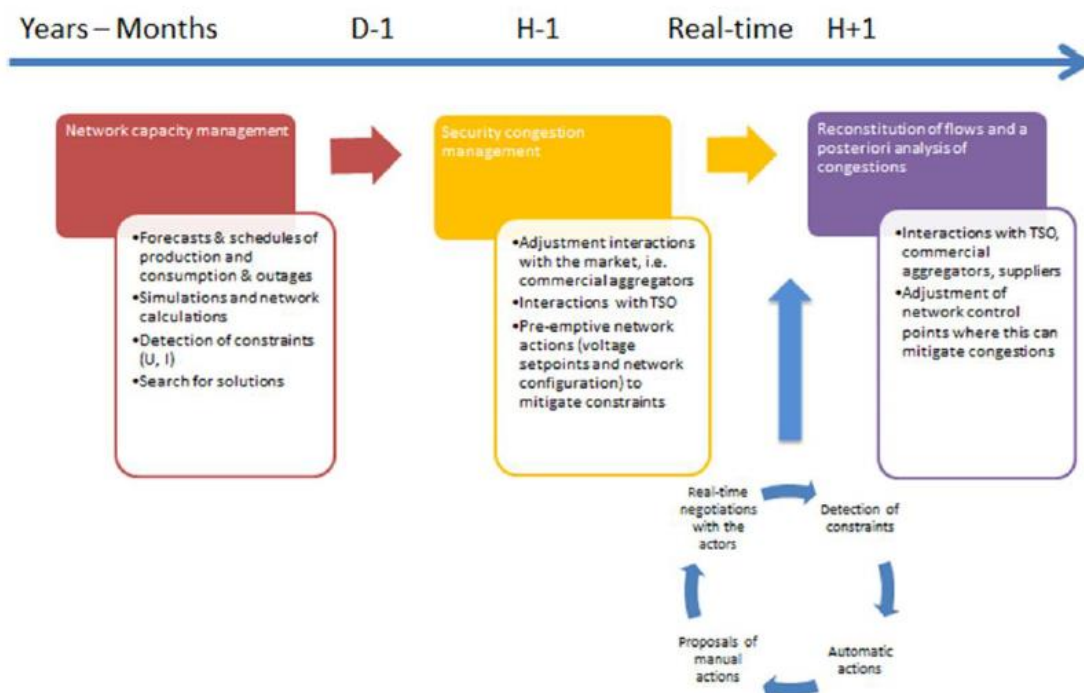


Figura 2.22 - Interação dos ORD com o mercado e o ORT em diferentes escalas temporais [2].

Os ORD deveriam ter ferramentas para avaliar antecipadamente e supervisionar em tempo real a manutenção dos padrões de qualidade de serviço. Além disso, estes deveriam ter a possibilidade de comprar flexibilidade da produção distribuída e da carga, a fim de otimizar a disponibilidade da rede da forma mais económica ou para gerir as condições de rede que estão além da ligação contratada dos clientes. Os ORD deveriam ter a possibilidade de comprar flexibilidade da produção distribuída e acionar os “agregadores” a fim de resolver restrições de rede, através da contratação de serviços auxiliares. O reforço da rede poderia ser adiado até o momento em que se torne mais rentável do que o custo contínuo de aquisição de serviços aos recursos distribuídos (produção e consumo). Novas interações entre ORD, ORT e atores de mercado poderiam ser desenvolvidas e agilizadas de forma automática em plataformas de gestão comuns [2].

2.4 - Enquadramento dos regulamentos nacionais

O sistema elétrico nacional (SEN) rege-se por princípios de organização e funcionamento os quais são assentes em regras gerais enquadradas no exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, com o objetivo da disseminação de um mercado livre e concorrencial.

Os dois sectores em referência neste documento a produção e a distribuição, desenvolvem-se em regimes distintos. A atividade de produção é exercida em regime de livre concorrência mediante a atribuição de licenças ao invés a atividade de distribuição é exercida mediante a atribuição de concessões de serviço público.



Figura 2.23 - Organização do Sistema Eléctrico Nacional [35].

A produção de eletricidade assume duas classificações distintas: a produção em regime ordinário e a produção em regime especial.

A produção de eletricidade em regime ordinário é considerada como sendo uma atividade de produção que não está abrangida por um regime jurídico especial de produção com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis, ou à produção combinada de calor e eletricidade.

A produção de eletricidade em regime especial, consagrada inicialmente no DL 189/88 de 27 de maio, alterado pelos DL 168/99 de 18 de maio, DL nº 312/2001 de 10 de dezembro e posteriormente pelo DL nº 172/2006 de 23 de agosto com a redação dada pelo DL nº 215-B/2012 de 8 de outubro, é tida como uma atividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, enquadrados na adoção de políticas destinadas a incentivar a produção, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e eletricidade.

Hoje em dia são elegíveis como produtores em regime especial, beneficiando da garantia e compra de energia injetada na rede, de acordo com processos remuneratórios definidos em diversos diplomas legais, as seguintes entidades:

- Aproveitamentos hidroelétricos até 10 MVA de potência instalada;
- Produtores cujas fontes de energia são renováveis, resíduos industriais ou urbanos;
- Produtores de cogeração (calor e eletricidade);
- Miniprodutores (revogado, aplicável em MT e BT ligados);
- Microprodutores (revogado, aplicável em BT ligados);
- Unidade de Pequena Produção (UPP) (aplicável em MT e BT);
- Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) (aplicável em AT, MT e BT) [35].

A distribuição de eletricidade integra a rede elétrica de serviço público (RESP) e tem como função principal a veiculação da eletricidade em redes de distribuição de alta, média e baixa tensão para entrega ao cliente, excluindo a comercialização.

Adstrita à distribuição de eletricidade está a função de operação da rede que é executada pelo operador da rede de distribuição, entidade concessionária da RND ou de redes em BT.

O DL nº 29/2006, de 15 de fevereiro onde se desenvolve as bases da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, determina nos seus artigos a elaboração e aprovação, entre outros, dos regulamentos das redes de transporte (RRT) e de distribuição (RRD).

No anexo II da Portaria nº 596/2010, de 30 de julho está redigido o regulamento da rede de distribuição, o qual especifica a constituição e a caracterização da rede de distribuição e estabelece as condições da sua exploração, nomeadamente no respeitante ao controlo e operação, incluindo o relacionamento com as entidades a ela ligadas, à realização de manobras e execução de trabalhos e respetiva manutenção. Estabelece, ainda, as condições

técnicas gerais e particulares aplicáveis à ligação das instalações a ela ligadas, bem como aos sistemas de apoio, medição, proteção e ensaios da rede de transporte e dessas mesmas instalações. Impõe que os utilizadores das redes de distribuição fiquem obrigados ao cumprimento das disposições constantes do Regulamento da Rede de Distribuição [36].

Sendo o RRD, o regulamento de referência no que diz respeito à regulação da interação entre os operadores das redes e as entidades com instalações a elas ligadas, como é o caso das instalações de produção distribuída, existem mais regulamentos cujo objeto se aplicam a esta temática tais como o regulamento de acesso às redes e às interligações (RARI), o regulamento de relações comerciais (RRC), o regulamento tarifário (RT) e demais legislação sobre o enquadramento e estabelecimento da produção distribuída tais como:

- Decreto de lei nº 172/2006 de 23 de agosto;
- Decreto de lei nº 23/2010 de 25 de março;
- Decreto de lei nº 215-B/2012 de 8 de outubro;
- Portaria nº 243/2013 de 2 de agosto;
- Decreto de lei nº 153/2014 de 20 de outubro;
- Portaria nº 14/2015 de 23 de janeiro;
- Portaria nº 102/2015 de 7 de abril;
- Decreto de lei nº 68-A/2015 de 30 de abril;
- Portaria 133/2015 de 15 de maio;
- Despacho nº 8810/2015 de 10 de agosto.

A interação entre o operador da rede de distribuição de rede e o produtor distribuído faz-se em várias vertentes, descritas nos regulamentos, decretos, portarias e despachos enunciados anteriormente. De forma à informação ser mais elucidativa e estruturada, a informação recolhida dos vários documentos será escalonada em 4 pontos: condições de ligação técnica, condições de acesso à rede, operação e controlo bem como a relação dos intervenientes no sistema elétrico.

2.4.1 - Ligação à rede e condições de acesso e uso

De uma forma abrangente, a ligação das instalações de produção às redes de distribuição deve ser efetuada em condições técnicas e economicamente adequadas nos termos estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço, no Regulamento de Relações Comerciais, no Regulamento da Rede de Distribuição e no Regulamento de Operação de Redes. No que diz respeito ao acesso às redes de distribuição os operadores de redes de distribuição devem proporcionar aos interessados, de forma não discriminatória, o acesso às suas redes, baseados em tarifas aplicáveis a todos os clientes, nos termos do Regulamento de Acesso e às Redes e às Interligações [37].

As condições de ligação e acesso à rede pública dos produtores em regime ordinário estão definidas no decreto de lei nº 172/2006 de 23 de agosto, alterado pelo decreto de lei nº 215-B/2012 de 8 de outubro, enquanto produtores em regime especial são abrangidos por condições especiais de ligação às redes ao abrigo da portaria nº 243/2013 de 2 de agosto, alterada em alguns artigos pela portaria nº 133/2015 de 15 de maio.

2.4.1.1 - Ligação à rede

Produtores em regime ordinário:

As ligações dos produtores em regime ordinário em regra geral ocorrem na RNT, pois são projetos normalmente de elevada potência, superiores a 50 MVA, contudo estão definidos procedimentos que regem uma possível relação entre o ORD e o produtor em regime ordinário ao nível das condições de ligação e acesso.

As condições de ligação dos produtores em regime ordinário são verificadas na fase do processo da obtenção da licença de produção, processo este que é bastante complexo e extenso, descrito o decreto de lei nº 172/2006 de 23 de agosto, alterado pelo decreto de lei nº 215-B/2012 de 8 de outubro.

Antes mesmo da atribuição da licença de produção terão de existir determinadas condições, tais como a existência de condições de ligação à rede pública adequadas à gestão da sua capacidade de receção de eletricidade, bem como se verificar a fiabilidade e a segurança da rede elétrica, das instalações e do equipamento associado, nos termos previstos no Regulamento da Rede de Transporte e no Regulamento da Rede de Distribuição.

Tendo em conta as condições anteriores, na fase de obtenção da licença de produção o promotor deve apresentar um pedido de licenciamento à DGEG, pedido este que já deve ser instruído, dentro de outras informações, com a informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação, emitida há menos de 8 meses para os efeitos à rede quando o requerente pretenda ligar-se à rede pública.

Esta informação é solicitada ao ORD, sendo esta prestada ao promotor num prazo de 40 dias, sendo dado conhecimento à DGEG da cedência desta informação, nos termos e periodicidade definida no RARI.

Os investimentos para a criação de capacidade de receção e ligação à rede dos centros electroprodutores devem ser realizados pelo promotor da futura instalação de produção em regime ordinário. O custo e a construção da ligação desde o centro electroprodutor até ao ponto de interligação são da responsabilidade do titular da licença de produção.

Caso seja do interesse do promotor antecipar a criação de condições para ligar um novo centro electroprodutor, esta paga os encargos decorrentes dessa antecipação junto do operador da rede, o qual define o seu valor, contudo este só terá de o realizar caso seja possível.

Após a conclusão da construção e montagem do centro electroprodutor o promotor deverá comunicar esta fase, à DGEG e ao operador da rede a que se liga, bem como requerer a emissão da licença de exploração, tendo em vista a entrada em exploração industrial dentro do prazo estabelecido na licença de produção [37].

Produtores em regime especial:

De uma forma global, a ligação dos produtores em regime especial à rede de distribuição a nível processual desenvolve-se em 4 fases, sendo que a relação entre o operador da rede de distribuição e o produtor se executa diretamente em apenas das fases (atribuição do ponto de receção e ligação à rede).

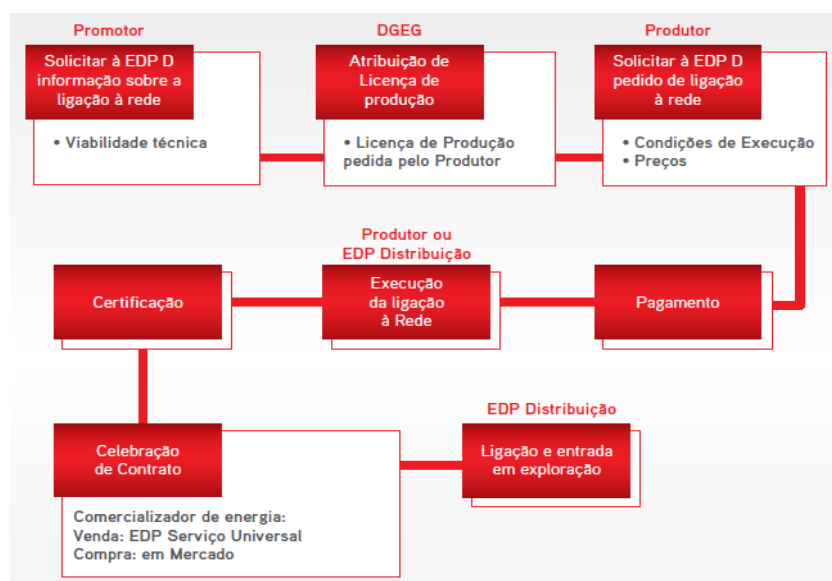


Figura 2.24 - Ligação de Produtores ao abrigo do DL nº 172/2006 de 23 de agosto [35].

1 - Pedido de atribuição do ponto de receção (reserva de capacidade de injeção):

O promotor da instalação de produção terá acesso à reserva de capacidade de injeção na RESP mediante pedido, reserva esta que poderá ser atribuída através de concurso público ou outro que observe os princípios de igualdade, concorrência e transparência por despacho governamental. Atribuída a reserva de capacidade de injeção o promotor celebra com a DGEG um contrato de atribuição de capacidade de injeção de potência na RESP para energia elétrica.

Ao nível do contrato também são definidos prazos de execução, garantias de cumprimento, bem como condições relativas à remuneração da eletricidade e tarifário aplicável [38] [39].

2 -Atribuição/reserva do ponto de receção:

Após a celebração do contrato o promotor terá de solicitar ao operador da rede de distribuição, com conhecimento da DGEG, a informação sobre as condições de ligação à rede, relativo ao ponto de receção ao qual esta se pretenda ligar. Caso este ainda não esteja identificado deve solicitar a informação sobre a capacidade de receção na zona de rede pretendida.

O pedido de informação deve conter os elementos de identificação do promotor (nome, contactos, código de acesso à certidão permanente, entre outros) e a memória descritiva e justificativa com as informações de uma descrição sumária do projeto da instalação de produção, incluindo o local ou locais previsíveis de implantação, o número, a potência e o tipo de geradores, bem como os dados necessários para o cálculo das potências de curto-circuito previsíveis.

Ao nível da informação da memória descritiva destaca-se a necessidade de esta apresentar nesta fase as condições técnicas de ligação à RESP de acordo com o definido no RRD, as proteções de interligação de acordo com o especificado no Guia Técnico das Instalações de Produção Independentes de Energia Elétrica e o RARI.

Após a submissão do pedido de informação sobre a existência de capacidade de injeção na RESP, o operador da rede de distribuição deve emitir um parecer técnico em 30 dias, indicando as condições técnicas de ligação à rede e paralelamente deve dar conhecimento à DGEG.

A informação de cariz técnico que o operador de rede de distribuição fornece ao promotor deve indicar a potência máxima injetável na rede e eventuais restrições técnicas da rede, o local do ponto de injeção e respetiva zona de rede, a tensão nominal, o regime de neutro e a potência de curto-circuito. Paralelamente a esta informação é fornecida a informação dos encargos com obras e trabalhos, incluindo eventuais reforços de rede, a cargo do promotor.

De destacar que o ORD deve, de acordo com as suas funções, dar prioridade de acesso à eletricidade proveniente de centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência instalada superior a 30 MW.

A partir do momento que a informação técnica seja favorável o ponto de receção fica reservado para o promotor que o solicitou, contudo só se torna efetiva após o pagamento de uma caução do operador da rede de distribuição, sendo esta devolvida uma vez cumprido o prazo para a apresentação do pedido de atribuição de licença de produção.

Caso seja necessário, o ORD pode solicitar informação complementar à DGEG bem como caso detete mais do que uma solicitação de atribuição de um mesmo ponto de receção, para resolução do conflito [38] [39].

Caso a informação técnica para atribuição do ponto de acesso seja desfavorável, por motivos de inadequada capacidade de receção da rede pública quando a potência a injetar exceder a capacidade total no ponto de injeção pretendido ou afete a segurança e fiabilidade da RESP, o ORD deve fundamentar esta situação, precedida de audiência prévia ao promotor. Para a fundamentação é utilizada a informação realizada no PDIRD, onde consta a caracterização da RND (contém a informação técnica que permite conhecer a situação da

rede, designadamente a capacidade instalada nas subestações), o plano de desenvolvimento e investimento da rede de distribuição [37].

As limitações devem ser reportadas de forma imediata à DGEG e à ERSE pelo operador da rede com a indicação das medidas corretivas a adotar.

Um acordo pode ser estabelecido entre o promotor e o ORD, para a antecipação do reforço da capacidade de receção da RESP, em relação ao estabelecido no PDIRD, caso o interessado participe nos encargos financeiros resultantes da antecipação do reforço da rede [38] [39].

3- Requisição de licença de produção:

A licença de produção, obrigatória para instalações com potência superior a 1 MVA, deve ser solicitada à DGEG num prazo de 4 meses após a submissão da caução ao ORD, devendo conter informação sobre identificação e contactos do promotor, indicação do despacho da DGEG que atribuiu o ponto de receção, projeto do centro electroprodutor, termo de responsabilidade pelo projetista das instalações, comprovativo do direito para utilização do espaço de implementação, pareceres de entidades como a DIA ou DInCA (parecer impacte ambiental) ou da comissão de coordenação e desenvolvimento regional (caso não esteja abrangido para avaliação de impacte ambiental).

De referir que a informação referida anteriormente deve respeitar a informação técnica sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede emitida pelo operador da rede de distribuição, podendo a DGEG solicitar nesta fase ao ORD que se volte a pronunciar num prazo de 20 dias sobre as condições técnicas de ligação à rede.

A DGEG tem 20 dias para verificar a conformidade do pedido e caso esta seja atribuída, deve ser dada a conhecer ao ORD e o promotor deve proceder ao pagamento da taxa devida pela apreciação do mesmo bem como proceder à publicação do projeto para consulta pública [38] [39].

4 -Atribuição de licença de exploração e ligação à RESP:

A licença de exploração é emitida pela DGEG, após 20 dias da vistoria realizada à instalação de produção. A licença de exploração define as condições a que fica sujeita a exploração e, uma vez concedida, é anexada à licença de produção.

O promotor com licença de produção, deve apresentar ao ORD o recibo da apresentação na DGEG o pedido de emissão da licença de exploração a fim de se iniciar os procedimentos respeitantes à concretização da ligação de rede.

Os procedimentos técnicos e contratuais para realizar a ligação à rede e dar início à injeção de potência devem estar concluídos no prazo máximo de 30 dias contados a partir da notificação de atribuição da licença de exploração ao operador da rede, ou da conclusão do ramal de ligação, conforme o que ocorrer mais tarde [38] [39].

Unidades de Pequena Produção e Unidades de Produção de Autoconsumo:

Além da ligação dos produtores em regime ordinário e em regime especial, o ORD também interage com os Unidades de Pequena Produção e as Unidades de Produção de Autoconsumo.

As UPP consistem em instalações de produção de eletricidade a partir de energias renováveis, baseadas em uma só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior 250 kW.

As UPAC consistem em instalações de produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à rede elétrica pública, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis. A UPAC é instalada no local servido pela instalação de utilização e acima de 1MVA terá de obter a licença de produção e de exploração.

No processo de ligação destes dois tipos de unidades de produção compete à DGEG a coordenação de todo o processo de gestão das unidades de produção, nomeadamente a manutenção adequada do SERUP, registo e inspeções das instalações.

Quando é emitido o certificado de exploração o produtor e o CUR identificado no registo da UPP são de imediato notificados, através do SERUP, com vista à conclusão do contrato de compra e venda da eletricidade proveniente da UPP. De seguida, o produtor adere ao contrato de compra e venda de eletricidade, no prazo máximo de cinco dias contados do aviso do SERUP. Estabelecido o contrato CUR dá conhecimento ao SERUP da conclusão do contrato de compra e venda de eletricidade com o produtor, no prazo de 10 dias após a adesão deste ao referido contrato e após a comunicação de celebração do contrato de compra e venda de eletricidade, o SERUP avisa o ORD para proceder à ligação da UPP à RESP. O operador da rede deve proceder à ligação da UPP no prazo máximo de 10 dias após o aviso do SERUP e seguidamente registar a data de ligação à RESP, no SERUP pelo ORD [40].

O produtor, independentemente do nível de tensão a que se liga, deve equipar a sua instalação de produção com proteções de interligação, que assegurem a separação rápida e automática da rede pública, de acordo com o especificado no Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica da DGEG e demais legislações aplicáveis.

Para efeitos de ligação à rede é necessário haver aprovação das proteções de interligação. Para a realização da inspeção à regulação e às proteções de interligação de UPP e UPAC deverá ser inspecionada pelo ORD, sendo lavrado um auto de inspeção, no qual o respetivo custo será suportado pelo produtor.

O produtor ligado na rede MT deverá disponibilizar a seguinte informação técnica ao ORD:

- Esquema unifilar da instalação de produção, identificando o ponto de ligação;
- Características técnicas dos equipamentos das proteções de interligação, com os esquemas de eletrificação do painel de interligação;
- Características técnicas dos transformadores de medição (relatórios de ensaio);
- Memória descritiva técnica, assim como todos os elementos que façam parte das proteções de fronteira (proteções de interligação) e em particular esquemas elétricos que reflitam a abertura do disjuntor pelas seguintes funções:
 - Atuação de proteções; Falta de tensão dos circuitos auxiliares de disparo e comando do disjuntor (Bobina de Mínima Tensão); Disjuntor de proteção dos circuitos secundários de Tensão (transformador de tensão); Avaria Interna (*Watchdog*) referente aos Equipamentos de Proteção; Regime Especial de Exploração (REE), com atuação instantânea das proteções [35].

Relativamente às UPAC o ORD só interage com este caso este pretenda injetar na rede o excedente de produção.

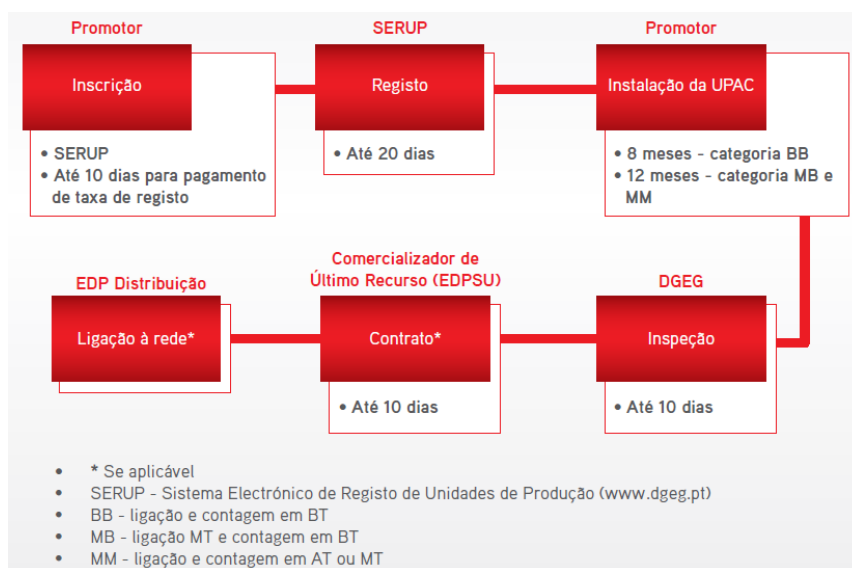


Figura 2.25 - Tramitação da ligação de UPAC [35]

Para instalações inferiores a 1 MVA a relação estabelecida entre o promotor e o ORD cinge-se de igual forma como para as UPP. Para as UPAC acima de 1 MVA de potência instalada, estão sujeitas aos procedimentos para a obtenção de licença de produção e de exploração conforme o disposto na secção II do capítulo III do DL nº 172/2006, de 23 de agosto [40].

2.4.1.2 - Alteração das condições de ligação à rede

As condições de ligação à rede podem ser alteradas através da utilização da potência adicional bem como ao recurso à instalação de sobre-equipamento previstos no DL nº 225/2007, de 31 de maio e DL nº 94/2014, de 24 de junho.

Em ambos os casos estão definidos procedimentos distintos para os promotores beneficiarem destas alterações.

No procedimento para a injeção da energia adicional o titular do centro electroprodutor que pretenda iniciar a injeção de energia adicional, deve comunicar tal intenção ao Gestor Técnico Global do Sistema (GTGS) e, sempre que o centro electroprodutor se encontre ligado à Rede Nacional de Distribuição (RND), também ao respetivo operador da rede (ORD), dando igualmente conhecimento à Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

A comunicação do titular do centro electroprodutor referida no número anterior deve ser instruída com a informação da caracterização sumária do centro electroprodutor, com a indicação da localização, indicando a potência instalada e de ligação em KW e KVA, bem como uma descrição dos meios de comunicação, medição e controlo disponíveis.

O GTGS e, caso o centro electroprodutor se encontre ligado à RND, o ORD realiza a avaliação da viabilidade técnica da pretensão do titular do centro electroprodutor, no prazo de 20 dias úteis a contar da comunicação prevista, observando os critérios técnicos da viabilidade da injeção da energia adicional.

O GTGS ou, caso o centro electroprodutor se encontre ligado à RND, o ORD após receber o correspondente parecer do GTGS, informa o titular do centro electroprodutor e a DGEG sobre se existem ou não condições favoráveis para iniciar a injeção da energia adicional.

Na falta de resposta até ao termo do prazo de 20 dias úteis ou, caso o centro electroprodutor se encontre ligado à RND, de 25 dias úteis, considera -se que existem condições técnicas favoráveis à injeção de energia adicional.

Uma vez estabelecida a viabilidade técnica da injeção de energia adicional, o operador da rede a que o centro electroprodutor se encontra ligado, procede aos trabalhos de regulação e/ou inspeção dos sistemas de proteção, medição e de telecontagem da interligação com a rede, por forma a assegurar a injeção da energia adicional pelo centro electroprodutor, no prazo máximo de 20 dias úteis.

A instalação do sobre-equipamento inicia-se com a apresentação de um pedido à DGEG pelo titular do centro electroprodutor a sobre-equipar ou por entidade terceira, desde que mantenha uma relação de domínio total com o titular do centro electroprodutor.

O pedido referido é instruído com a identificação completa do requerente e a memória descritiva e justificativa contendo a identificação do centro electroprodutor a sobre-equipar mediante indicação da potência máxima injetável na RESP e da potência instalada, em MW e MVA, a identificação do ponto de receção na rede, descrição do sobre-equipamento a instalar, mediante indicação do número de aerogeradores a instalar, a potência instalada bruta e líquida, em MW e MVA, total e de cada aerogerador, declaração de conformidade do centro electroprodutor com as condições técnicas de ligação à RESP conforme o disposto no Regulamento da Rede de Distribuição e das proteções ao nível da interligação, de acordo com o especificado no Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica e no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) [41].

2.4.1.3 - Acesso à rede

A partir do momento em que os produtores finalizem o processo de ligação às redes das suas instalações é reconhecido automaticamente direito de acesso às redes, onde o operador de rede a que o produtor se liga está obrigado a permitir o acesso.

Ao abrigo do Regulamento de Acesso às Redes e às interligações os produtores como agentes de mercado devem celebrar um contrato de uso das redes com o operador da rede a que as suas instalações se encontrem ligadas.

O contrato de uso das redes deve integrar as condições relacionadas com o uso das suas redes e diferem consoante o tipo de agente de mercado em causa onde estão incluídos os produtores em regime ordinário e os produtores em regime especial ou quem os represente [38] [39].

O Contrato de Uso das Redes pode ser suspenso por:

- a) Incumprimento das disposições aplicáveis, designadamente as constantes do presente regulamento, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço e do Regulamento de Operação das Redes;
- b) Incumprimento do disposto no Regulamento da Rede de Distribuição e no Regulamento da Rede de Transporte;
- c) Incumprimento do disposto no Contrato de Uso das Redes;
- d) Razões de interesse público, de serviço e de segurança, estabelecidas no Regulamento de Relações Comerciais;
- e) Incumprimento do disposto no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema;
- f) Suspensão do Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema, quando aplicável.

Os operadores das redes devem fornecer aos agentes de mercado com os quais celebraram o Contrato de Uso das Redes, nomeadamente a seguinte informação:

- a) Interrupções programadas do fornecimento de energia elétrica com origem nas redes;
- b) Iniciativas dos operadores das redes com intervenção nos locais de consumo, como sejam a substituição de equipamentos de medição ou de dispositivos de controlo de potência;
- c) Problemas de qualidade da onda de tensão existentes numa determinada região;
- d) Tempos de interrupção do fornecimento de energia elétrica a cada cliente que seja agente de mercado e a cada um dos clientes dos comercializadores e do comercializador de último recurso, nos termos definidos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS).

Os operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT devem disponibilizar, aos agentes de mercado e outras entidades interessadas, informação técnica que lhes permita conhecer as características das suas redes. Da informação a divulgar pelos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT deve constar, nomeadamente:

- a) A localização geográfica das linhas e das subestações e a área de abrangência geográfica das subestações;
- b) As principais características da rede, das linhas e das subestações, bem como as variações destas características, de acordo com a época do ano;
- c) A potência de curto-circuito trifásico simétrico, máxima e mínima, nos barramentos MT, AT e MAT das subestações.;
- d) O tipo de ligação do neutro à terra;
- e) Valores máximos e mínimos dos trânsitos de potência nas linhas e potências das cargas nas subestações;
- f) Identificação e justificação dos principais congestionamentos e restrições da capacidade das redes;

g) Informação quantitativa e qualitativa relativa à continuidade de serviço e à qualidade da onda de tensão, nomeadamente através dos indicadores e das características, previstas no respetivo RQS.

2.4.2 - Condições técnicas de ligação e operação

As condições técnicas de ligação à rede de distribuição e as condições de operação dos produtores em paralelo com a rede, estão maioritariamente contidas no RRD e no Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica.

Ao nível da composição e características das redes de distribuição define-se os parâmetros da RND referindo que os operadores de redes de distribuição e as entidades com instalações a elas ligadas devem respeitar os valores dos parâmetros da RND que constam no RRD [36]:

- As tensões nominais da RND são as seguintes:

1) redes de AT: 60 kV;

2) redes de MT: 10 kV, 15 kV e 30 kV:

- A tensão nominal das RDBT é de 230 V/400 V;

- Variação de tensão admissível: +/- 10 % (EN50160).

- A frequência da RND e das RDBT tem o valor nominal de 50 Hz, devendo a sua variação obedecer ao disposto no RQS;

- O valor eficaz da corrente de curto-circuito nos barramentos das subestações da RND é o indicado no documento «Caracterização das redes de distribuição para efeitos de acesso à rede» publicado anualmente pelo ORD.

Para as condições particulares de ligação de instalações de produção à RND devem ser cumpridas as seguintes condições:

- A religação da instalação de produção, após atuação das proteções responsáveis pela separação rápida e automática da RND, só pode ser feita por pedido do ORD ou quando se verificarem, simultaneamente, as seguintes condições:

1) terem decorrido três minutos após a reposição do serviço na RND;

2) a tensão da RND ter atingido, pelo menos, 80% do seu valor normal.

- A queda de tensão transitória na RND devida à ligação de geradores assíncronos não deve ser superior a 5%.

- A potência de cada gerador assíncrono, na ligação à RND, não pode exceder os 5000 kVA.

- A ligação de um gerador assíncrono à RND deve ser feita:

1) depois de atingidos 90% da velocidade síncrona, no caso da potência do gerador não exceder 500 kVA;

2) depois de atingidos 95% da velocidade síncrona, no caso da potência do gerador exceder 500 kVA.

- A ligação de geradores síncronos só pode ser feita quando a tensão, a frequência e a fase do gerador a ligar estiverem compreendidas entre os seguintes limites:

Tabela 2.1 - Parâmetros de ligação à rede de geradores síncronos.

Grandezas	Potência do gerador	
	Até 500 kVA	Maio que 500 kVA
Tensão de serviço (tensão da rede p.u.)	De 0,9 a 1,1	De 0,92 a 1,08
Desvio da frequência da rede	+/- 0,3 Hz	+/- 0,2 Hz
Fase (em relação à tensão da rede)	+/- 20°	+/- 10°

- O regime de neutro da instalação de produção deve ser compatível com o regime de neutro existente na RND. Nas instalações de produção ligadas à RND, a ligação é obrigatoriamente feita por meio de um transformador, em que um dos enrolamentos esteja ligado em triângulo, devendo o neutro do lado da rede, se existir, ficar isolado.

As condições particulares de ligação de instalações de produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e a produção combinada de calor e eletricidade, devem ser:

- Nos casos em que a interligação à rede do SEN não seja feita em baixa tensão (condições distintas), a potência de ligação do sistema de produção não pode exceder:

1) 8% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, para centrais equipadas com geradores síncronos ou equiparáveis

- Nos restantes casos:

1) 8% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, desde que a potência do maior gerador do sistema de produção não exceda 2000 kW nem 5% da referida potência de curto-circuito;

2) 5% da potência de curto-circuito mínima no ponto de interligação, nos restantes casos.

A produção hídrica ligada à RND possui uma condição particular, desde que considerado produtor em regime especial, licenciado ao abrigo do DL n.º 189/88 não poderá ter uma potência instalada superior a 10 MW.

As condições particulares de ligação de instalações de produção eólica à RND são:

- As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem ser capazes de cumprir as seguintes funções:

1) receber ordens de abertura do disjuntor de interligação, por atuação de proteções da rede;

2) comutar as parametrizações das proteções de interligação através de telecomando atuado pelo ORD.

- As instalações de produção eólicas devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, perante desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz.

- As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem permanecer ligadas à rede, durante cavas de tensão decorrentes de defeitos, sempre que a tensão no lado da rede de distribuição esteja acima da curva representada em seguida, não podendo consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão.

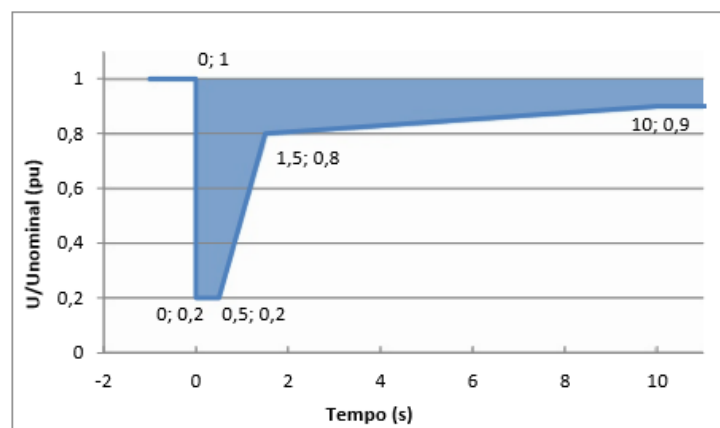


Figura 2.26 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (Portugal) [36].

- As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem fornecer corrente reativa, durante cavas de tensão, de acordo com a figura 2.27, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede.

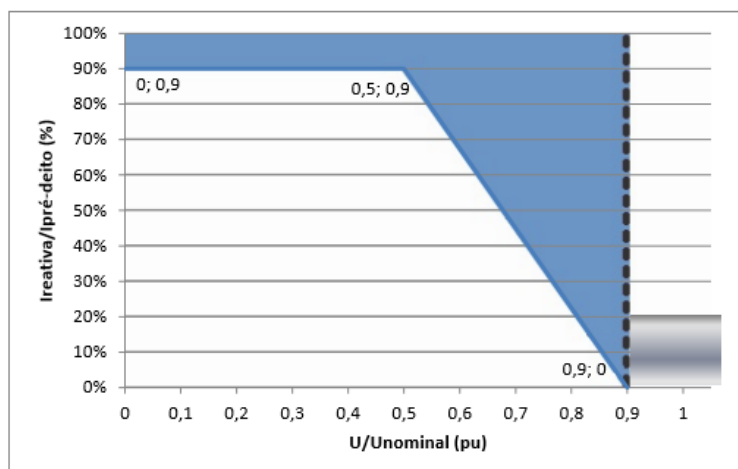


Figura 2.27 - Curva de fornecimento de corrente reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Portugal) [36].

Os produtores isentos de suporte aos incidentes, podem desligar-se da rede, bem como isentos de fornecer corrente reativa durante as cavas de tensão, por iniciativa do ORD, poderão ter de proceder a alterações de parametrização das proteções de mínimo de tensão e de outras proteções, compatíveis com os equipamentos, de modo a permanecerem ligados durante e após defeitos na rede ao longo de determinado tempo a definir pelo ORD.

Relativamente à entrega de energia reativa nas ligações à RND devem ser cumpridas as seguintes condições:

- Na produção em regime ordinário:

1) os produtores devem, nas horas CP, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa correspondente, no mínimo, a 40% da energia ativa fornecida;

2) os produtores não devem, nas horas VS, fornecer energia reativa à rede.

Por iniciativa do ORD, este pode acordar com o produtor a modificação do regime de fornecimento de energia reativa fora das horas VS.

- Na produção em regime especial:

1) todos os produtores devem, nas horas CP, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, de acordo com a seguinte tabela:

Tabela 2.2 - Energia reativa, nas horas CP, na produção em regime especial.

Tensão Nominal no Ponto de Ligação	tg φ	
	Horas CP	Horas VS
AT	0	0
MT ($P > 6$ MW)	0	0
MT ($P \leq 6$ MW)	0,3	0
BT	0	0

2) relativamente aos valores fixados para o fornecimento de energia reativa, admite-se uma tolerância de $\pm 5\%$ da energia ativa no mesmo período.

O centro electroprodutor pode ser sobre equipado até ao limite de 20 % da potência de ligação atribuída, nos termos do DL n° 94/2014 de 24 de junho. A potência de ligação atribuída ao centro electroprodutor mantém-se inalterada não obstante o sobre-equipamento e a injeção na rede da energia do sobre-equipamento.

A portaria nº 102/2015 estabelece os procedimentos para injeção de energia adicional e para autorização do sobre-equipamento de centros electroprodutores eólicos, bem como os requisitos para a dispensa de telecontagem individualizada da energia do sobre-equipamento.

A injeção de energia adicional proveniente de PRE aplicar-se-á apenas aos promotores que demonstrem essa pretensão e que reúnam as condições necessárias, nomeadamente os meios de comunicação para a receção e cumprimento de instruções de despacho emitidas pelo ORD e pelo GTGS. Como tal, definem-se três tipos de informações associadas a cada um dos PRE que pretendam injetar na rede potência superior à da respetiva licença de produção:

- A informação fixa que caracteriza o produtor, a informação em tempo real do Parque Eólico, nomeadamente medidas das grandezas características de exploração e a informação em tempo real da limitação, como a seguir se explicita.

- Informação dos Parques Eólicos:

- Código do Ponto de Entrega, Nome do Parque Eólico, Nível de Tensão, Instalação(ões) de injeção (Pontos de Entrega), Potência Instalada, Potência de Ligação, Máxima Potência Adicional.

- Informação em tempo real com origem nos Parques Eólicos:

- Potência Ativa [MW], Potência Reativa [MVar], Tensão [kV], Número de Aerogeradores em serviço, Estado Ligado/Desligado do Parque, Intensidade do Vento [m/s], Direção do Vento [º], Temperatura Ambiente [ºC].

- Informação em tempo real para efeitos de limitação da potência injetada:

- P_{Tipo} - Identifica o tipo de limitação, Retorno P_{Tipo} - Retorno do valor P_{Tipo} enviado pelo GTGS, P_{Auto} - Potência Instalada [MW], LimitP - Valor da Limitação (*setpoint*) [MW], Retorno Setpoint LimitP - Retorno do valor do *setpoint* enviado pelo GTGS, Qualidade - Indicador da qualidade da informação.

O SCADA do ORD fará um AND lógico entre a informação de Qualidade proveniente do centro electroprodutor e a informação de “falha de comunicações”, entre o SCADA do ORD e o parque eólico que enviará para o SCADA do GTGS [41].

2.4.3 - Controlo e operação

A operação da rede de distribuição está adstrita à concessão de distribuição logo o ORD terá de executar esta incumbência estando sujeita às disposições do Regulamento de Operações das Redes.

O ORD e o ORDBT com mais de 100 000 instalações ligadas à respetiva rede devem criar órgãos, designados “Centros de condução (CC)”, responsáveis pelo controlo, gestão e operação das respetivas redes e pela supervisão das manobras nelas executadas.

O nível de controlo e operação compete então aos CC, bem como o controlo da interligação dos geradores à RND de acordo com estipulado em protocolo específico.

O relacionamento técnico entre as entidades com as instalações ligadas à RND e os CC, deve ser estabelecido nas condições acordadas com o ORD. As entidades ligadas à rede devem aplicar as instruções transmitidas pelo CC, à exceção de quando considerem haver riscos elevados para a segurança de pessoas e bens na sua esfera de intervenção. Nestes casos devem alertar imediatamente o CC.

Os produtores ligados diretamente à RND devem respeitar as indicações do CC, relacionadas com a regulação de tensão das redes segundo os programas e instruções estabelecidas.

Podem existir condições de limitação de potência injetada. Estas verificam-se nos casos em que a licença de exploração emitida pela DGEG limita a potência a injetar na RND. O produtor deverá instalar um dispositivo limitador que garanta o cumprimento deste requisito, podendo ser auditadas as parametrizações pelo ORD.

Sempre que o ORD solicite, o produtor deve desligar-se da rede por razões técnicas, de segurança e outras devidamente fundamentadas. Para o efeito, devem existir canais de comunicação fiáveis entre o ORD e o produtor, a fim de garantir que aquela atuação seja suficientemente rápida e eficaz [36].

Os motivos que podem levar à interrupção da receção de energia elétrica por parte do produtor são interrupções por razões de serviços bem como por razões de segurança.

Além dos motivos enunciados anteriormente o operador da rede de distribuição pode interromper a receção da energia elétrica produzida por produtores que causem perturbações que afetem a qualidade de serviço do SEN legalmente estabelecida quando, uma vez identificadas as causas perturbadoras, aqueles produtores, após aviso do operador, não corrijam as anomalias em prazo adequado, tendo em consideração os trabalhos a realizar.

No que diz respeito às interrupções por razões de serviço consideram-se interrupções por razões de serviço as que decorram da necessidade imperiosa de realizar manobras, trabalhos de ligação, reparação ou conservação da rede.

As interrupções por razões de serviço só podem ter lugar quando esgotadas todas as possibilidades de alimentação alternativa a partir de instalações existentes, sendo só possível um número máximo de 5 interrupções por razões de serviço e por cliente afetado, não podendo cada interrupção ter uma duração superior a oito horas.

O operador de rede deve minimizar o impacto das interrupções junto dos clientes, adotando, para o efeito, nomeadamente os seguintes procedimentos:

a) pôr em prática procedimentos e métodos de trabalho que, sem pôr em risco a segurança de pessoas e bens, minimizem a duração da interrupção;

b) acordar com os clientes a ocasião da interrupção, sempre que a razão desta e o número de clientes a afetar o possibilite.

c) comunicar a interrupção às entidades que possam vir a ser afetadas, por aviso individual, ou por intermédio de meios de comunicação social de grande audiência na região ou ainda por outros meios ao seu alcance que proporcionem uma adequada divulgação, com a antecedência mínima de trinta e seis horas, devendo ainda, o meio de comunicação ter em conta a natureza das instalações consumidoras.

Caso não seja possível o acordo previsto na alínea b) do parágrafo anterior, as interrupções devem ter lugar, preferencialmente, ao domingo, entre as cinco e as quinze horas. Estas situações de exceção, que não permitam o cumprimento do disposto nos números anteriores, devem ser comunicadas à ERSE e sempre que possível, antes da sua ocorrência.

A ocorrência das interrupções em causa dá origem a indemnização por parte do operador, caso este não tenha tomado as medidas adequadas para evitar tais situações, de acordo com a avaliação das entidades competentes.

No que diz respeito às interrupções por razões de segurança, o fornecimento de energia elétrica pode ser interrompido quando a sua continuação possa pôr em causa a segurança de pessoas e bens considerando-se, nomeadamente, os deslambres de cargas, automáticos ou manuais, efetuados para garantir a segurança ou estabilidade do sistema elétrico [37] [20].

Além das interrupções por razões de serviço e de segurança, previstas em RRC, o ORD pode interromper a receção de energia elétrica no caso de o produtor não permitir o exercício do direito de acesso às instalações. Esta ação prevista em situações limites deve ser realizada mediante pré-aviso com uma antecedência mínima de 24 horas [36].

Além das interrupções o ORD, em situações excecionais de exploração do SEN determinadas por congestionamentos das redes resultantes de indisponibilidades de equipamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo, poderá controlar a injeção de potência das instalações de produção para que estas não excedam um determinado valor de potência.

Por despacho nº 8810/2015, de 10 de agosto, foram fixadas as regras e os procedimentos, a adotar nestas situações, o qual enuncia a possibilidade de imposição de limitações ao transporte e distribuição de eletricidade proveniente dos referidos centros electroprodutores das PRE por razões relacionadas com a fiabilidade e segurança do abastecimento das redes.

Os congestionamentos podem advir de indisponibilidade de equipamentos, motivadas por condições excepcionais de exploração do SEN, ou por impossibilidade de escoar toda a injeção da energia adicional e do sobre- equipamento ao abrigo do DL n.º 94/2014, de 24 de junho, ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo e a continuidade de abastecimento de energia elétrica, casos em que o operador de rede pode enviar ordens de redução de potência com o intuito de controlar a produção das instalações de produção ligadas à RNT ou à RND.

A emissão de ordens de redução de potência é centralizada no GTGS, podendo o ORD, solicitar ao GTGS a emissão de uma ordem de redução de potência quando as situações de operação da RND assim o requeiram, exceto nas situações previstas nas alíneas 1) e 2) enunciadas no próximo parágrafo, em que a ordem de redução é emitida pelo ORD, que dá conhecimento ao GTGS.

Sempre que se verifiquem congestionamentos na RNT ou na RND, o GTGS ou o ORD, este último quando o congestionamento ocorra na RND, determinam a redução da produção dos centros electroprodutores dos PRE-A que tenham influência na resolução do congestionamento, sucessivamente, pela seguinte ordem:

1) A energia produzida por instalações de cogeração que beneficiem de prémio de mercado e a injeção de energia adicional e do sobre equipamento ao abrigo do DL n.º 94/2014, de 24 de junho e que estejam associadas ao congestionamento;

2) A injeção da energia produzida pelas centrais eólicas que resultaram do procedimento do concurso público das Fases A e B, desde que a redução seja efetuada durante o período de super vazio e até 50 horas de produção eólica equivalente à capacidade de receção em base anual e que estejam associadas ao congestionamento;

3) A injeção da energia produzida pelos cogeradores habilitados associados ao congestionamento;

4) Se instalados na rede de transporte: a injeção de energia produzida pelas centrais eólicas ligadas à RNT, devendo a redução ser aplicada, preferencialmente, de forma rotativa pelas referidas centrais.

5) Se instalados na rede de distribuição: a injeção da energia produzida pelos PRE-A associados ao congestionamento, dando preferência na redução aos PRE-A que não sejam cogeradores.

O GTGS estabelece com os PRE-A e se for o caso, com o ORD, protocolos de exploração que definem o encaminhamento das ordens de redução, as telemedidas e os meios de telecontrolo, bem como as taxas de indisponibilidades máximas dos canais de telecomunicações e que especifiquem a forma de receção das ordens de redução de potência, nomeadamente em caso de impossibilidade operacional dos equipamentos de despacho do GTGS, ou do ORD, ou do centro electroprodutor.

Para a gestão e operação da RND, o ORD e as entidades com instalações ligadas à RND devem facilitar a montagem de equipamento de teleinformação ou disponibilizar os correspondentes elementos de informação, conforme seja acordado para cada ponto de ligação. No caso de instalações ligadas à RND, pode ainda ser implementado o comando à distância da aparelhagem do ponto de ligação, cabendo ao ORD a responsabilidade pela sua operação, desde que a referida aparelhagem faça parte da sua rede [42].

2.4.4 - Relação dos intervenientes do sistema elétrico

Ao nível das relações instituídas entre os vários intervenientes do sistema elétrico apenas se irá dar relevância às relações entre dois dos intervenientes em análise, o operador da rede de distribuição e os produtores distribuídos, bem como a relação entre cada um destes e os restantes intervenientes, o operador de mercado, operador de sistema, o operador da rede de transporte, o comercializador de último recurso e o facilitador.

A análise cingir-se-á ao nível de três vertentes, a da informação, a da operação e a da retribuição por forma a identificar a coordenação e impacto entre as vertentes identificadas.

Ao nível das informações trocadas entre os intervenientes do sistema elétrico nacional, destacam-se as seguintes:

- Os operadores de mercado devem comunicar ao operador da rede de transporte, na sua atividade de Gestão Global do Sistema, para cada membro participante, as quantidades contratadas de energia elétrica para entrega física.

- Os agentes de mercado (produtores, comercializadores e facilitadores) devem informar o mercado, de todos os factos suscetíveis de influenciar de forma relevante o funcionamento do mercado ou a formação dos preços, tais como os planos de indisponibilidades planeadas e não planeadas dos centros electroprodutores associados a agentes de mercado produtores de energia elétrica.

- Os operadores das redes de distribuição devem igualmente informar o mercado, de quaisquer ocorrências, designadamente incidentes e constrangimentos, que possam impedir a normal exploração das suas redes e o cumprimento da contratação de energia elétrica efetuada.

- As entidades com instalações ligadas às redes de distribuição devem prestar ao Gestor Técnico Global do Sistema toda a informação relevante que o habilite à realização de análises e estudos técnicos necessários para o desempenho das suas funções [20].

- O Gestor Técnico Global do Sistema e o operador de rede de distribuição em MT e AT devem trocar entre si as informações necessárias à correta exploração do sistema, nomeadamente em caso de manobras ou incidentes que possam afetar aquela exploração [43].

- O ORD deve propor à ERSE, para inclusão no Regulamento das Relações Comerciais, normas -padrão relativas à assunção e partilha de custos de adaptações técnicas, tais como ligações às respetivas redes, reforços de rede, melhoria de funcionamento e regras para a aplicação não discriminatória de códigos de rede necessárias para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade proveniente de fontes de energia renovável [37].

Ao nível das condições de operação destacam-se as seguintes relações:

- O ORD em MT e AT deve executar, com a brevidade possível, as instruções de despacho emitidas pelo Gestor Técnico Global do Sistema, designadamente as relativas aos planos de emergência onde se incluem as seguintes ações: o deslastre de carga manual e à ativação de contratos de interruptibilidade,

- Relativamente aos Planos de deslastre de carga estes devem ser estabelecidos com a colaboração do operador da rede de distribuição em MT e AT, por forma a não afetar consumos essenciais.

- No que diz respeito aos planos de reposição de serviço nos protocolos de exploração acordados com o operador da rede de distribuição em MT e AT é contemplada a articulação dos planos de reposição de serviço.

- O ORD em MT e AT pode também propor medidas que contribuam para o fornecimento de serviços de sistema, podendo estabelecer de igual forma contratos para esse fim [43].

Ao nível do regime retributivo destacam-se as seguintes relações:

- Os centros electroprodutores que tenham sido sujeitos a uma ordem de redução de potência têm o direito a receber o equivalente à produção estimada não realizada ajustada pelo rácio entre a produção total verificada e a produção total estimada dos centros electroprodutores PRE-A, a suportar pelos produtores que não tenham sido alvo de ordens de redução.

- Todos os PRE-A que não sejam alvo de ordens de redução de potência ficam sujeitos à obrigação de pagamento equivalente à diferença entre a produção realizada e a produção ajustada calculada a qual reverte para os PRE-A.

- A aquisição de eletricidade produzida pelos produtores em regime especial, é realizada pelo comercializador de último recurso, com remuneração por tarifa fixada administrativamente.

- Caso o produtor seja remunerado pelo mercado, o comercializador atuará como facilitador de mercado e deve adquirir a energia elétrica aos produtores em regime especial com remuneração de mercado que o solicitem, por aplicação de condições negociadas bilateralmente com o produtor [20].

2.5 - Enquadramento dos regulamentos internacionais

Com o enquadramento regulamentar a nível internacional procura dar-se resposta a um dos objetivos proposto neste trabalho, através da realização de *benchmarking* dos enquadramentos regulamentares em diversos países europeus.

Os países selecionados tiveram em conta como critério seleção, o nível médio de penetração de produção distribuída nas redes de distribuição.

Através da análise de documento [44] foi possível selecionar os 6 países com o maior nível médio de penetração da produção distribuída, além de Portugal, dado que estes são os países europeus com maior média de penetração de produção nas redes de distribuição.

Com penetração média de produção distribuída entre os 20% e os 30% (escala mais elevada) identificaram-se países como a Espanha, Holanda, Dinamarca, além de Portugal.

Com penetração média de produção distribuída entre os 10% e os 20%, selecionaram-se países como a Alemanha, Itália e Reino Unido.

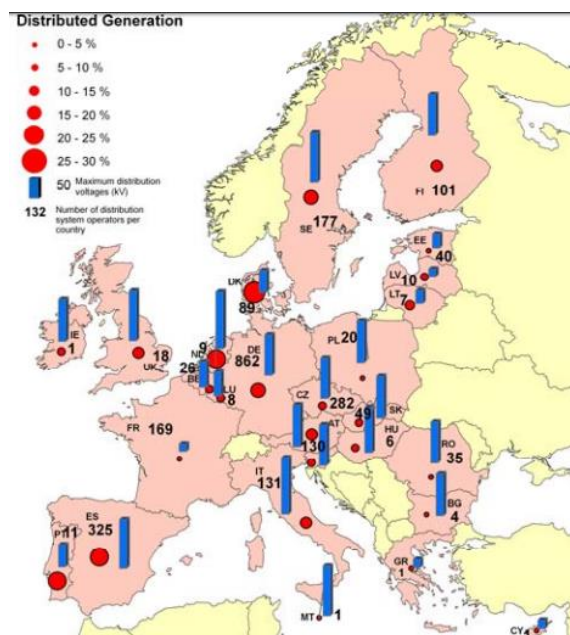


Figura 2.28 - Número de ORD e penetração da produção distribuída na EU [44].

A nível nacional procurou-se realizar uma análise global aos regulamentos tendo em conta as condições de ligação e operação dos produtores instalados na rede de distribuição, análise que começou com as condições de acesso e ligação à rede, passando pelas condições técnicas de ligação e operação, controlo e operação de rede finalizando nas relações instituídas por diversos regulamentos entre o ORD e o produtor distribuído.

Para o enquadramento regulamentar internacional a análise restringe-se apenas às condições técnicas e de operação dos produtores nos países europeus identificados, uma vez que o uso da produção distribuída como recurso de rede, tema base deste trabalho, está muito mais dependente das regras técnicas e operação definidas e adotadas em diversos

regulamentos e normas técnicas. Pese embora, sendo estes casos específicos e não gerais, as condições de acesso e contratos (caso da regulamentação do Reino Unido) que se possam estabelecer na fase de apurar as condições de ligação podem condicionar as condições das relações futuras entre o ORD e o produtor, ou seja, limitar a capacidade de o produtor ser um recurso à operação e controlo de rede.

Os regulamentos e normas técnicas consultadas relativas às condições técnicas de ligação e operação especificam os requisitos mínimos técnicos, de projeto e operacionais que as instalações de produção devem obedecer para procederem à ligação à rede, ao ponto antes de começarem a serem exploradas.

Como ponto de partida para a pesquisa desta informação nos diversos países identificaram-se através do “*Council of European Energy Regulators*” (CEER), os reguladores dos países em análise e posteriormente através de acesso aos documentos, regulamentos e normas técnicas publicadas por estes ou outras entidades (ex. Operador de Sistema da Dinamarca *Energinet*).

A documentação consultada em termos de fonte não foi uniforme de país para país, uma vez que em função da lei de bases de organização do sistema elétrico estipulada em cada um deles, existem definições das funções e abrangência de cada interveniente do sistema elétrico diferente. Posto isto, foram consultadas regulamentações emitidas a nível governamental, documentos técnicos da responsabilidade de operador de sistema, regulamentos e normas técnicas emitidas por entidades públicas (ex.: reguladores e associações do sector da energia/elétrico)

A informação que a seguir se apresenta será estruturada em tabelas sendo esta uniforme nos países em análise. A informação selecionada e contida terá como base as condições de ligação e operação relativamente à característica técnica da frequência, tensão, potência reativa, potência ativa, controlo dinâmico de rede e controlo remoto.

De referir que as características técnicas de ligação e operação dos produtores distribuídos que a seguir se enunciam por cada país dizem respeito principalmente às condições técnicas necessárias e exigidas para estes se ligarem às redes de distribuição nos níveis de média e alta tensão.

2.5.1 - Espanha

Em Espanha os requisitos técnicos mais importantes para a ligação de produção distribuída nos níveis de tensão MT e AT da rede pública de distribuição são emitidos principalmente pelo estado espanhol, nomeadamente pelo ministério da economia através dos decretos reais e pelo gestor do sistema através dos procedimentos operacionais.

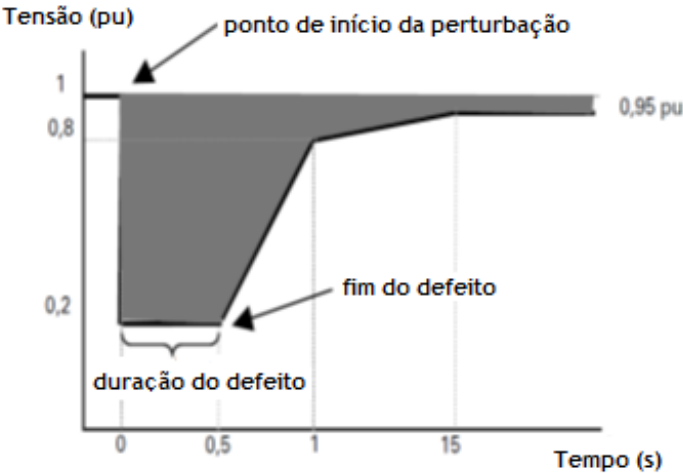
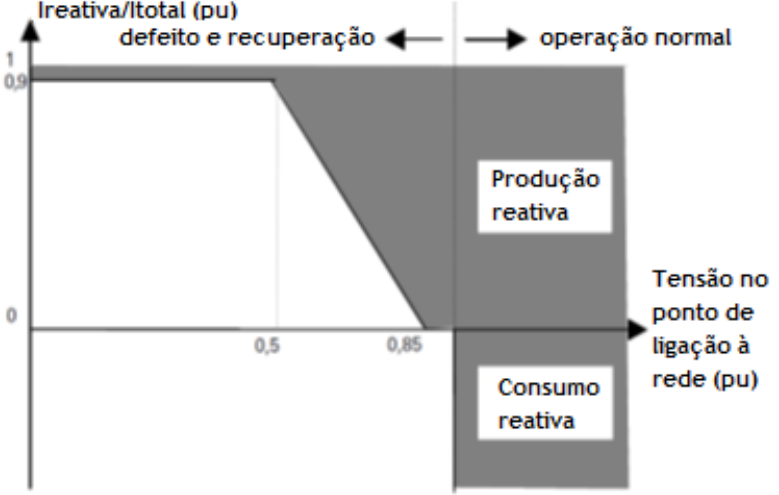
Para a informação produzida na tabela 2.3, foram consultados os seguintes documentos:

- *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos* [45];
- *Procedimiento de operación 1.6: «Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema»* [46];
- *ORDEN de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica* [47];
- *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica* [48];
- *Procedimiento de operación 7.4: Serviço complementar de controlo de tensão da rede de transporte* [49];
- *Procedimiento de operación 12.3: Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas* [50];
- *Procedimiento de operación 3.1: Programación de la generación* [46];

- *Procedimiento de operación 3.2: Resolución de restricciones técnicas [46].*

Tabela 2.3 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação em Espanha.

Condições Técnicas	ESPAÑA
Frequência	Valor nominal: 50 Hz; Gama de Operação: 48 Hz - 51 Hz; Disparo por mínimo (48 Hz) e máximo (PRE - $P_n < 10$ MW :51 Hz, PRO - 51,5 Hz) de frequência;
Frequência	Deslastre escalonado da produção não gerida $P_n > 10$ MW por máximo frequência: a) 50,5 Hz: 5% das instalações; b) 50,6 Hz: 10% das instalações; c) 50,7 Hz: 15% das instalações; d) 50,8 Hz: 20% das instalações; e) 50,9 Hz: 25% das instalações; f) 51 Hz: 25% das instalações.
Tensão	Variação de tensão admissível: $\pm 7\%$; Queda de tensão admissível para ligar grupos assíncronos: $5\% U_n$; Queda de tensão admissível para ligar grupos eólicos: $2\% U_n$; Controlo de tensão ($P_n > 5$ MW - serviço de sistema): Injeção/absorção de potência reativa.
Potência Reativa	Geradores assíncronos: $\cos \varphi \geq 0,86$; Geradores síncronos: entre $\cos \varphi = 1$ e $\cos \varphi \geq 0,8$ em avanço; Controlo de tensão por injeção de potência reativa (serviço de sistema): - Operador da rede de distribuição: a) Hora de ponta: O consumo de potência reativa não poderá exceder 33% do consumo de potência ativa ($\cos \varphi \geq 0,95$ indutivo); b) Hora de vazio: Não poderá existir entrega de potência reativa na rede de transporte ($\cos \varphi \geq 0,95$ indutivo); c) Hora de cheia: O consumo de potência reativa não poderá exceder os 33 % do consumo de potência ativa e não poderá existir entrega de potência reativa à rede de transporte ($0,95 < \cos \varphi < 1$ indutivo). - Produtores em regime Especial: entre $\cos \varphi \geq 0,98$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,98$ em avanço.
Suporte Dinâmico de Rede	Produção eólica e solar com $P_n > 2$ MVA deve permanecer ligado à rede durante defeitos na rede, perante a ocorrência de cavas de tensão, e deve injetar a potência reativa para suporte de tensão na rede.

Condições Técnicas	ESPANHA
Suporte Dinâmico de Rede	 Figura 2.29 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (Espanha).  Figura 2.30 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Espanha).
Potência Ativa	Restrições da injeção de potência ativa devido ao incumprimento das condições de segurança em regime permanente e/ou derivadas de contingências (pode ser identificada por estudo/planeamento operacional de trabalhos na rede distribuição). O OS procederá às modificações adicionais de programa (PDBF) necessárias para obter um programa equilibrado de produção e consumo, respeitando as limitações de programas estabelecidos por razões de segurança. A redução é aplicada aos produtores de acordo com a seguinte ordem: - Produtores em regime ordinário; - PRE gerida de fontes não renováveis; - PRE gerida de fontes renováveis; - PRE não gerida de fontes não renováveis; - PRE não gerida de fontes renováveis.
Controlo Remoto/ Informações	Todos os produtores de fontes renováveis, cogeração e resíduos com potência superior a 5 MW devem estar ligados a um centro de controlo do GS. Todos os produtores de fontes renováveis, cogeração e resíduos com potência superior a 1 MW devem enviar telemedidas ao GS via direta ou pelo ORD.

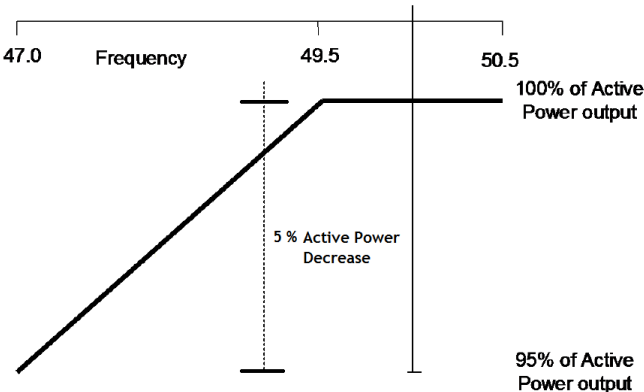
2.5.2 - Reino Unido

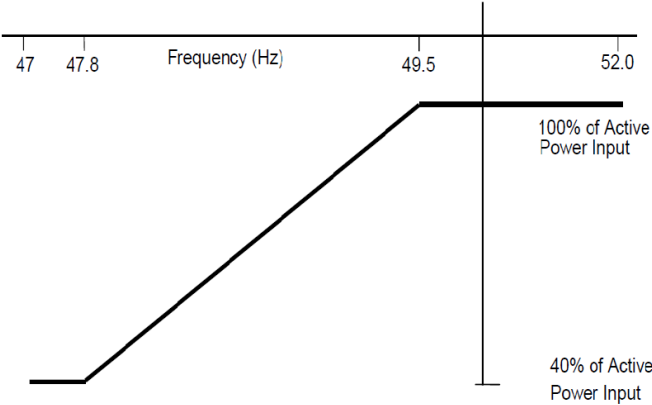
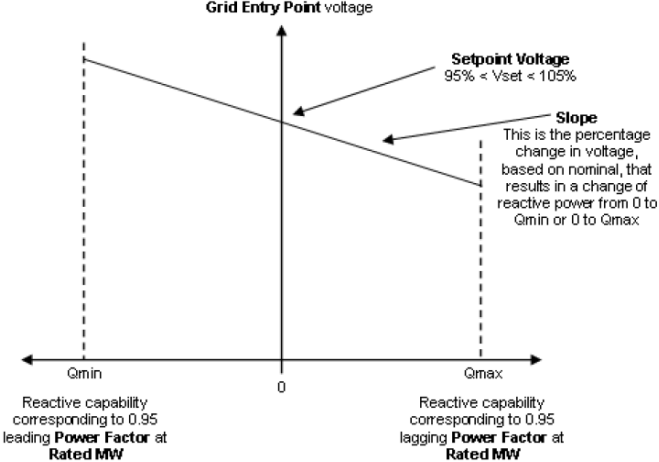
No Reino Unido, os requisitos técnicos mais importantes para a ligação de produção distribuída nos níveis de tensão MT e AT da rede pública de distribuição são emitidos principalmente pela associação de operadores da rede de distribuição (ENA), através das recomendações e relatórios técnicos e pelo gestor do sistema através dos regulamentos.

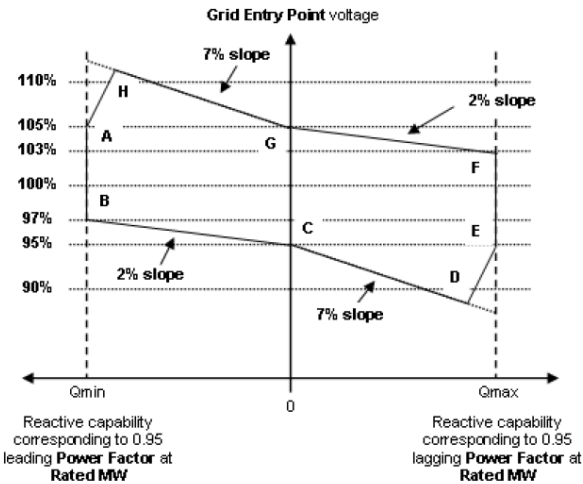
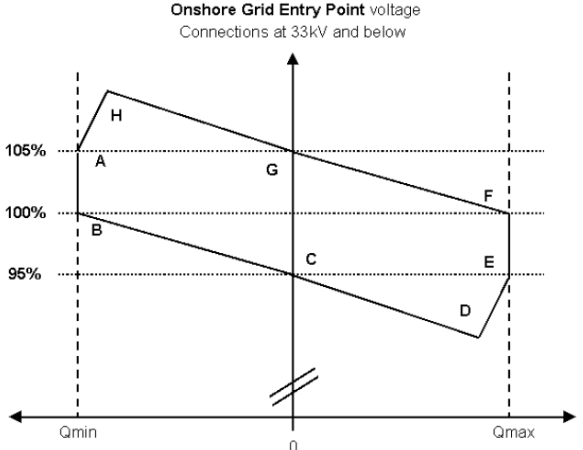
Para a informação produzida na tabela 2.4, foram consultados os seguintes documentos:

- *Distributed Generation Connection Guide* [51];
- *Code Practice for Distribution System Parameters* [52];
- *The Distribution Code* [53];
- *The Grid Code* [54].

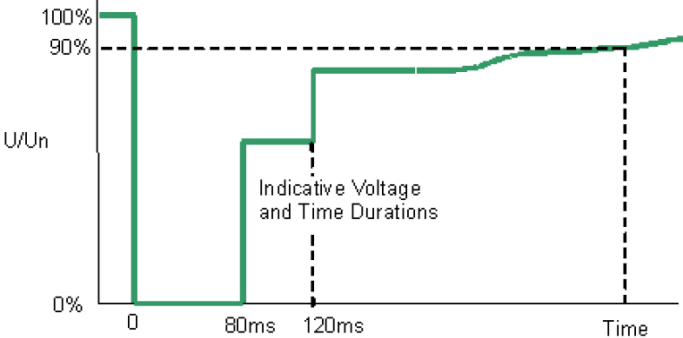
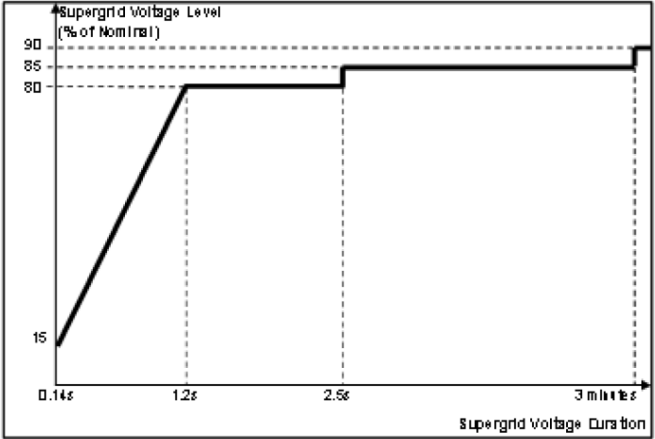
Tabela 2.4 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação no Reino Unido.

Condições Técnicas	REINO UNIDO
Frequência	Valor nominal: 50 Hz; Gama de Operação: 49,5 Hz-50,5 Hz - Variação de 1 %; Disparo por mínimo (47 Hz) e máximo (52 Hz) de frequência, contudo, produtores (Inglaterra: $P_n < 50$ MW; Escócia Sul: $P_n < 30$ MW; Escócia Norte: $P_n < 10$ MW) devem continuar a operar em paralelo com a rede de distribuição de acordo com o seguinte: a) 47 Hz - 47,5 Hz: operar 20 segundos nesta banda; b) 51,5 Hz - 52 Hz: operar 90 segundos nesta banda. Controlo de frequência para frequências superiores a 50,4 Hz até 52 Hz, com declive entre 3% a 5 % e uma banda morta não superior a 0,03 Hz. (+/-0,015 Hz) (serviço sistema e facultativo requisitado pelo OS aos produtores distribuídos).
Frequência	Controlo de potência por mínimo de frequência ($P > 50$ MW): entre 49,5 Hz e os 47,5 Hz diminuição de 5% da P_n.  Figura 2.31 - Curva característica do controlo de potência por mínimo de frequência (Reino Unido). Controlo de potência por mínimo de frequência ($P > 50$ MW - ligação com inversores): entre 49,5 Hz e os 47,8 Hz diminuição de 60% da P_n.

Condições Técnicas	REINO UNIDO
Frequência	 Figura 2.32 - Curva característica do controlo de potência por mínimo de frequência-Inversores (Reino Unido).
Tensão	Variação de tensão admissível ($U_n < 132$ kV): $\pm 6\%$; Variação de tensão admissível ($U_n \geq 132$ kV): $\pm 10\%$; Queda de tensão admissível para ligar grupos (manobras e trabalhos programados): $3\% U_n$; Queda de tensão admissível para ligar grupos incidentes: $10\% U_n$; O ORD pode acordar com o produtor uma tensão declarada e uma gama de tensão no ponto de ligação (ex. produtores distantes o ponto de regulação da rede). Pode ser acordado o controlo da tensão (serviço de sistema) pela injeção de reativa através do envio de <i>setpoints</i>. Controlo de tensão por injeção de potência reativa: Gerador síncrono - executado pelo regulador de tensão do gerador - definir um valor de tensão base. Gerador assíncrono e inversores - operar num <i>setpoint</i> (entre $95\% U_n$ e os $105\% U_n$) com resolução de $0,25\%$ e declive contínuo e automático (entre 2% e 7%) com resolução de $0,5\%$ entre $\cos \varphi \geq 0,95$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço.  Figura 2.33 - Característica de controlo de tensão em estado estacionário (a) (Reino Unido).

Condições Técnicas	REINO UNIDO
Tensão	 Grid Entry Point voltage Reactive capability corresponding to 0.95 leading Power Factor at Rated MW Reactive capability corresponding to 0.95 lagging Power Factor at Rated MW
	Figura 2.34 - Característica de controlo de tensão em estado estacionário (b) (Reino Unido).  Onshore Grid Entry Point voltage Connections at 33kV and below
Potência Reativa	Produtores à potência nominal ($P_n < 50$ MW): entre $\cos \varphi \geq 0,95$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço; Geradores síncronos à potência nominal ($P_n > 50$ MW): entre $\cos \varphi \geq 0,85$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço;

Condições Técnicas	REINO UNIDO
Potência Reativa	Geradores síncronos à potência nominal ($P_n > 50$ MW): entre $\cos \varphi \geq 0,85$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço; Figura 2.36 - Curva de capacidade de gerador (Reino Unido). Geradores assíncronos à potência nominal e qualquer potência ($P_n > 50$ MW) antes de 01/04/2005: $\cos \varphi = 1$; Geradores assíncronos à potência nominal ($P_n > 50$ MW) entre de 01/04/2005 e 01/01/2006: entre $\cos \varphi \geq 0,90$ ou $0,95$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço. Geradores assíncronos qualquer potência ($P_n > 50$ MW) entre de 01/04/2005 e 01/01/2006: entre $\cos \varphi \geq 0,90$ ou $0,95$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço acima de 20 % P_n; Geradores assíncronos à potência nominal ($P_n > 50$ MW) depois de 01/01/2006: entre $\cos \varphi \geq 0,90$ ou $0,95$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço; Geradores assíncronos qualquer potência ($P_n > 50$ MW) entre de 01/04/2005 e 01/01/2006: entre $\cos \varphi \geq 0,95$ em atraso acima de 20 % P_n e $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço acima de 50 % P_n. Figura 2.37 - Limites de injeção de potência reativa (Reino Unido).
Suporte Dinâmico de Rede	Produtores ligados à rede de distribuição devem permanecer ligados à rede durante defeitos e desequilíbrios de tensão na rede. Perante a ocorrência de cavas de tensão devem injetar potência reativa para suporte de tensão da rede.

Condições Técnicas	REINO UNIDO
Suporte Dinâmico de Rede	a) Curto-circuitos na rede até 140 ms de duração:  Figura 2.38 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (a) (Reino Unido). b) Curto-circuitos na rede superior a 140 ms de duração:  Figura 2.39 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (b) (Reino Unido).
Potência Ativa	No planeamento operacional (trabalhos programados) realizado pelo ORD, este envolve o produtor, enviando a informação com detalhes do constrangimento na rede de distribuição e potenciais requisitos de limitação de potência, de forma, a acordarem as melhores datas para o efeito. No decurso da exploração normal de rede, só em condições em que está em causa a segurança do sistema elétrico, é que a potência fornecida pelas instalações de produção pode ser limitada ou até cortada. Através da celebração de uma ligação não firme à rede, no dia-a-dia de operação o produtor pode também ser impactado pelos esquemas de controlo os quais o ORD pode aplicar, contudo estes devem ser detalhados nos acordos de ligação. Para certas instalações de produção com pontos de ligação no nível de média tensão o produtor e o ORD podem acordar a redução de produção de potência ativa para assegurar a estabilidade local da rede de distribuição.
Controlo Remoto/Informações	De forma a assegurar o controlo da rede de distribuição, devem ser estabelecidas comunicações entre o utilizador e o ORD. Os utilizadores devem providenciar os valores de tensão, corrente, frequência, potência ativa e reativa, e o estado do ponto de ligação do seu sistema, como sendo considerado razoável pelo ORD para assegurar a adequada monitorização do sistema (instalação cliente ou produção).

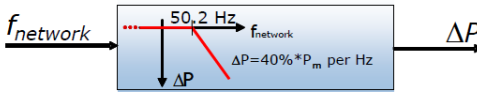
2.5.3 - Alemanha

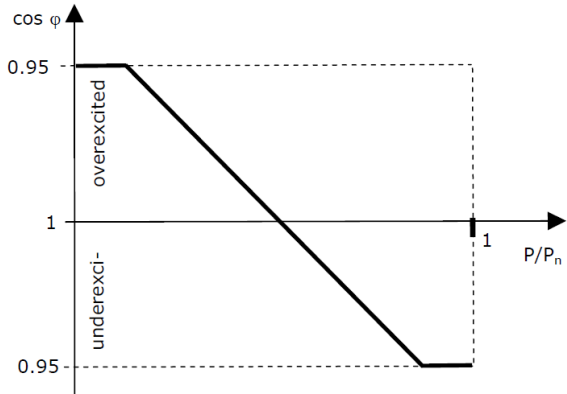
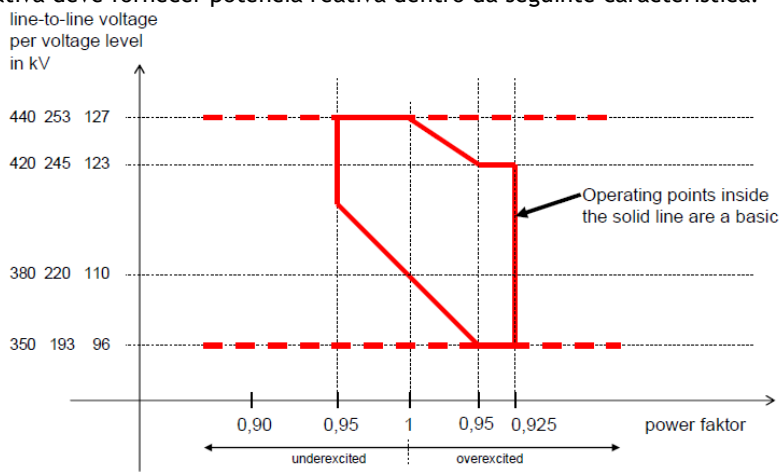
Na Alemanha, os requisitos técnicos mais importantes para a ligação de produção distribuída nos níveis de tensão MT e AT da rede pública de distribuição são emitidos principalmente pelo estado, nomeadamente pelo Ministério Federal da Justiça e da Defesa do Consumidor, pela associação alemã de indústrias de energia e água (BDEW), através de regulamentos e guias técnicos e pelo gestor do sistema através de regulamentos.

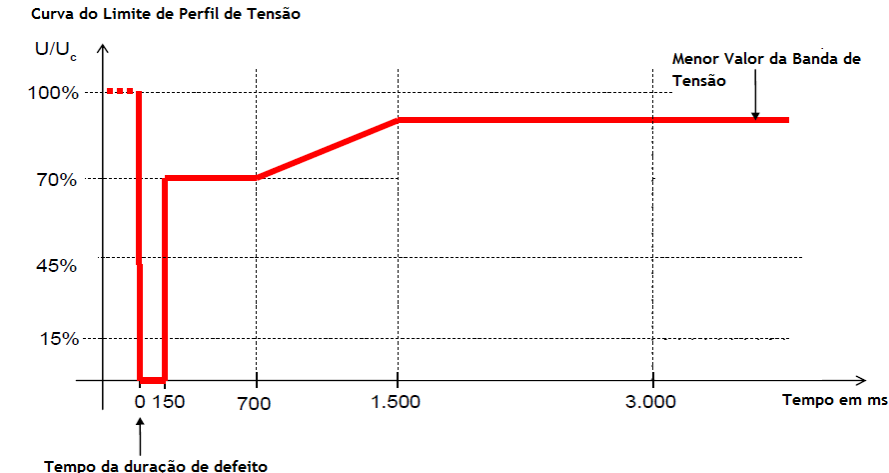
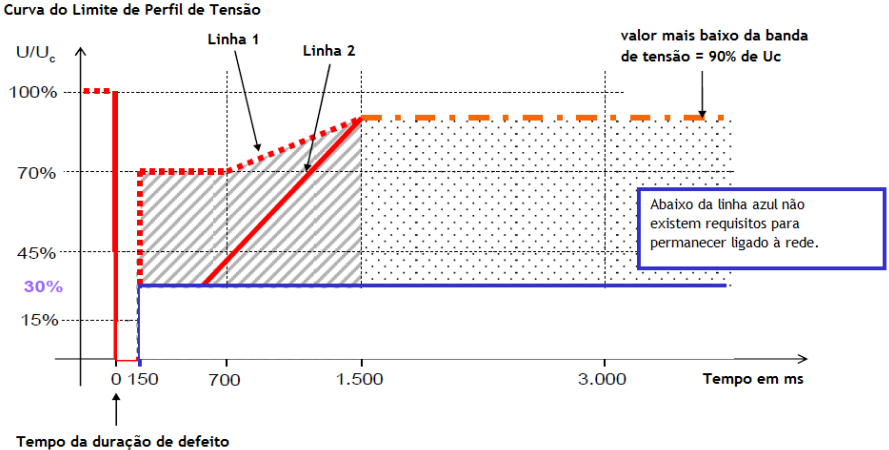
Para a informação produzida na tabela 2.5 foram consultados os seguintes documentos:

- *Grid Code for high and extra-high voltage* [55];
- *Distribution Code 2007* [56];
- *Technical Guideline Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network* [57];
- *Transmission Code 2007* [58];
- *Industry Energy Act - EnWG (Energiewirtschaftsgesetz)* [59];
- *Renewable Energy Sources Act - EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz)* [60].

Tabela 2.5 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação na Alemanha.

Condições Técnicas	ALEMANHA
Frequência	Valor nominal: 50 Hz; Gama de Operação: 47,5 Hz - 51,5 Hz; Disparo por mínimo (47,5 Hz) e máximo (51,5 Hz) de frequência; Os produtores devem reduzir, durante a operação, com uma frequência superior a 50,2 Hz a potência ativa instantânea com um declive de 40%. A potência ativa pode ser aumentada se $f \leq 50,05$ Hz.  $\Delta P = 20 P_m \frac{50.2 \text{ Hz} - f_{\text{network}}}{50 \text{ Hz}} \text{ at } 50.2 \text{ Hz} < f_{\text{network}} < 51.5 \text{ Hz}$ P_m instantaneously available power ΔP power reduction f_{network} network frequency within the range of 47.5 Hz < $f_{\text{network}} \leq 50.2$ Hz no limitation at $f_{\text{network}} \leq 47.5$ Hz and $f_{\text{network}} \geq 51.5$ Hz disconnection from the grid Figura 2.40 - Redução de potência ativa das instalações de produção de origem renovável em caso de sobre frequência (Alemanha).
Tensão	Variação de tensão admissível: +/-10%; Queda de tensão admissível para ligar instalações de produção: 2% U_n; Queda de tensão admissível para desligar instalações de produção: 5% U_n; Se exigido pelo operador de rede de distribuição, atendendo aos requisitos técnicos de rede, as instalações de produção devem participar no controle de tensão em regime permanente, na rede de média tensão. Para este efeito, tendo em conta os limites de operação de tensão, o ORD tem disponíveis: • as instalações produção; • os sistemas de compensação de energia reativa; • os reguladores dos transformadores; • a alteração da topologia da rede. O controle de tensão é conseguido através do equilíbrio das necessidades de potência reativa da rede e dos clientes.

Condições Técnicas	ALEMANHA
Potência Reativa	Produtores ligados ao nível de média e alta tensão, em qualquer ponto de operação de potência: entre $\cos \varphi \geq 0,95$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço; Com a injeção de potência ativa, um valor pré-definido para o fornecimento de energia reativa ou um valor pré-definido variável, ajustável por controlo remoto (ou outras tecnologias de controlo), serão especificados pelo ORD. O valor de ajuste pode ser: a) um valor de fator de potência fixo $\cos \varphi$; b) um valor de fator de potência ativo $\cos \varphi$ (P); c) um valor de potência reativa fixada em MVar; d) uma característica de potência reativa / tensão Q(U). A potência reativa da instalação de produção deve ser regulável: dentro de 10 segundos para $\cos \varphi$ (P) e ajustável entre 10 segundos e 1 minuto para o Q (U) (especificado pelo operador de rede).  Figura 2.41 - Característica $\cos \varphi$ (P) (Alemanha). O produtor instalado no nível de alta tensão da rede de distribuição, ao injetar potência ativa deve fornecer potência reativa dentro da seguinte característica:  Figura 2.42 - Requisitos de injeção de potência reativa da instalação de produção em frequências entre 49,5 e 50,5 Hz e sem limitar a saída de potência ativa (Alemanha).
Suporte Dinâmico de Rede	Produtores ligados ao nível de média e alta tensão, devem permanecer ligados à rede durante defeitos. Perante a ocorrência de cavas de tensão devem injetar potência reativa para suporte de tensão na rede e não extrair da rede de média tensão, após eliminação do defeito, potência reativa indutiva mais do que antes da ocorrência da falha.

Condições Técnicas	ALEMANHA
Suporte Dinâmico de Rede	A instalação do tipo 1 - gerador síncrono diretamente ligado à rede:  Figura 2.43 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (a) (Alemanha). Todos os restantes são instalações de produção do tipo 2:  Figura 2.44 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (b) (Alemanha). A injeção de correntes reativas durante o defeito não deve exceder $1,1 U_c$ no ponto de ligação à rede. O perfil <i>HVRT</i> de instalações de produção tipo 2 (instalações que não sejam equipadas com unidades de produção síncronas diretamente ligadas à rede) exige a resistência contra sobretensões até $130\% U_n$ com duração de 100 ms e seguido de uma sobretensão de $125\% U_n$ com duração de 60 s. A falha é definida pelo aparecimento de uma alteração abrupta da tensão ou pelos critérios que a tensão aumenta para valores superiores a 110% de U_n.
Potência Ativa	As instalações de produção podem ser operadas com injeção de potência reduzida nos seguintes casos: • Perigo potencial para garantir a operação do ORD; • Congestionamento ou risco de sobrecarga na rede do operador de rede; • Risco de funcionamento em ilha; • Risco para o estado estacionário ou a estabilidade da rede dinâmica; • Aumento da frequência de pomba em perigo a estabilidade do sistema; • Reparações ou a implementação de medidas de construção; • No âmbito da gestão de produção / gestão da alimentação / gestão de segurança de rede.

Condições Técnicas	ALEMANHA
Potência Ativa	As instalações de produção devem ser capazes de reduzir a injeção de potência ativa em passos de no máximo 10% da potência de ligação contratada. Os valores alvo de 100% / 60% / 30% / 0% provaram ser eficazes. A redução da potência de saída para o respetivo valor pré-definido deve ser realizado o mais rapidamente possível mas dentro de um minuto, no máximo.
Controlo Remoto/ Informações	Para o funcionamento da rede é necessário incluir a instalação de produção em esquema de controlo remoto do operador de rede a pedido do ORD, tal como, por exemplo: o controlo do disjuntor (em particular a abertura do disjuntor em caso de condições críticas de rede "remoto switch-off"), limitação da produção de potência ativa, e o controlo do fornecimento de energia reativa.

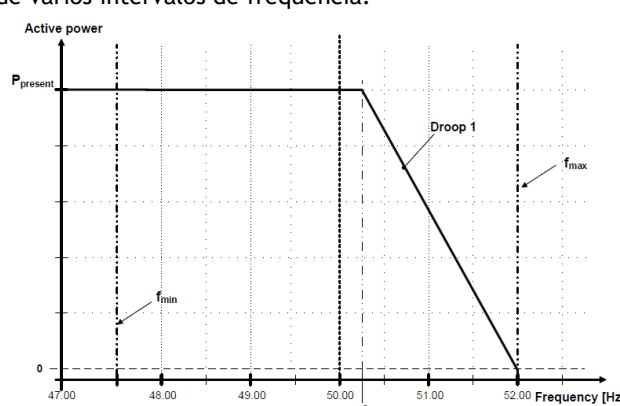
2.5.4 - Dinamarca

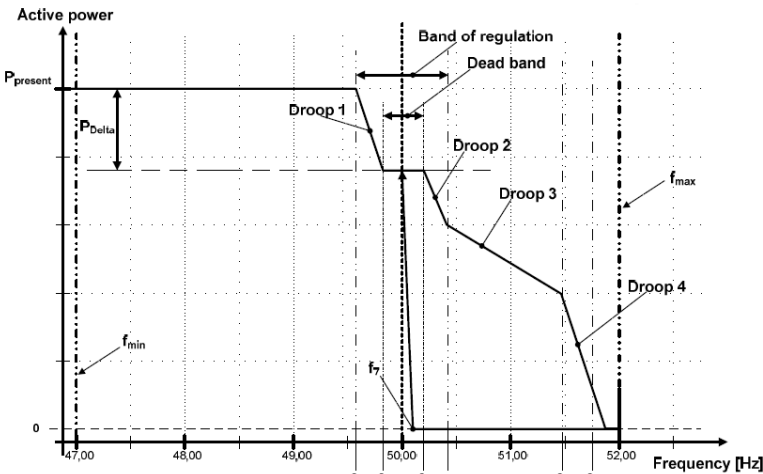
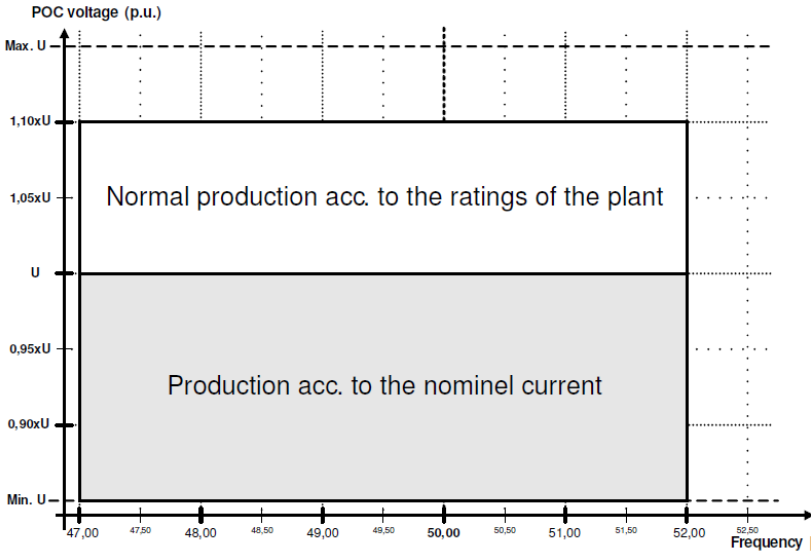
Na Dinamarca, os requisitos técnicos mais importantes para a ligação de produção distribuída nos níveis de tensão MT e AT da rede pública de distribuição são emitidos principalmente pelo gestor do sistema através de regulamentação técnica.

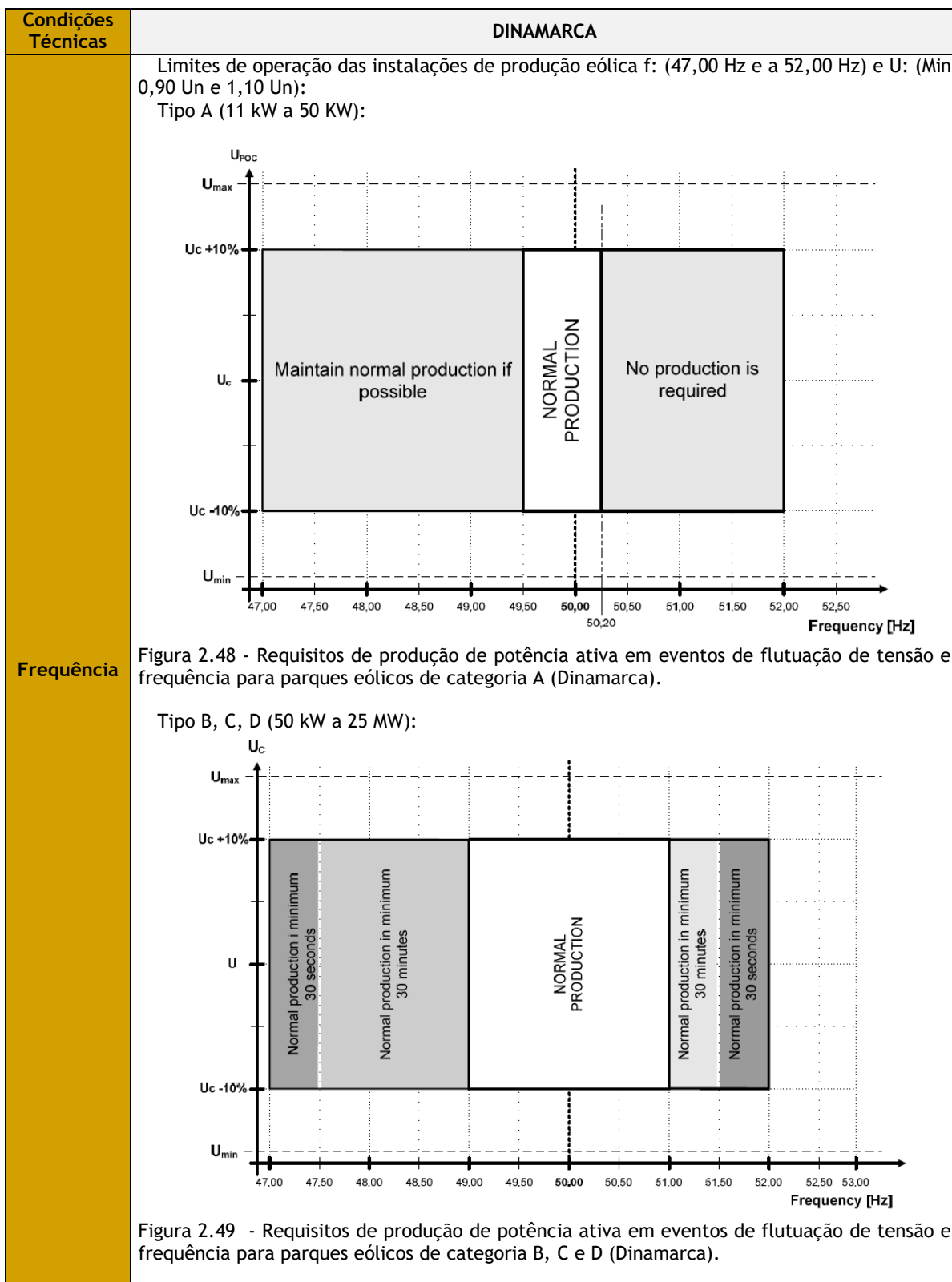
Para a informação produzida na tabela 2.6, foram consultados os seguintes documentos:

- *Technical regulation- Automatic and manual power consumption relief - TR 2.1.2* [61];
- *Technical regulation for PV power plants above 11 kW, Rev. 2 - TR 3.2.2* [62];
- *Technical regulation for wind power plants with a power output above 11 kW, Rev. 2 - TR 3.2.5* [63];
- *Technical Regulation for Thermal Power Station Units larger than 11 kW and smaller than 1.5 MW - TR 3.2.4* [64];
- *Technical Regulation for Thermal Power Station Units of 1.5 MW and higher - TR 3.2.3* [65];
- *Technical Regulation Danish MVar Scheme - TR 2.1.3* [66].

Tabela 2.6 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação na Dinamarca.

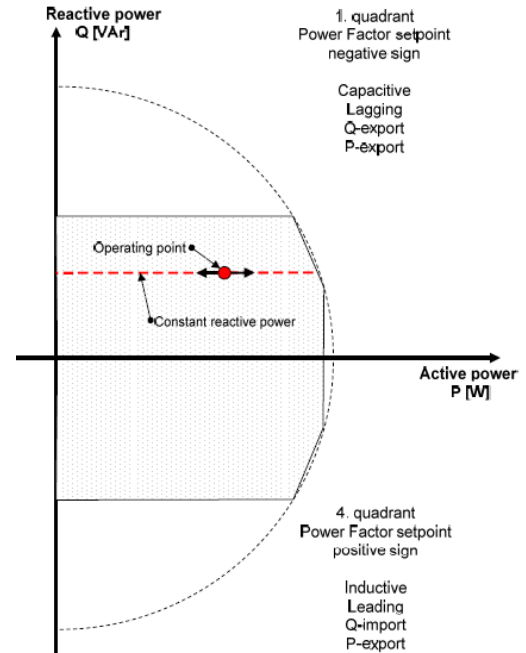
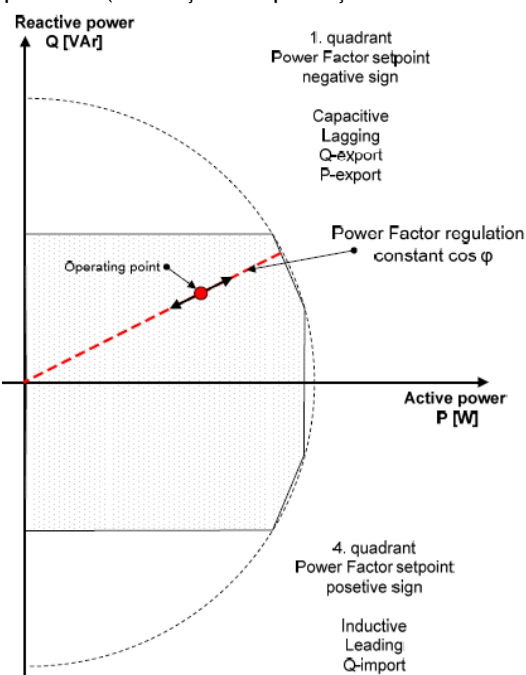
Condições Técnicas	DINAMARCA
Frequência	Gama de Operação: 47 Hz-52 Hz; Disparo por mínimo (47,5 Hz) e máximo (51,5 Hz) de frequência; Resposta e controlo por máximo de frequência: As instalações de produção eólica e solar fotovoltaico devem reduzir, durante a operação, com uma frequência superior a 50,2 Hz (valor típico mas parametrizável ente 50 Hz e 52 Hz), a potência ativa, com um declive variável, ao longo de vários intervalos de frequência:  Figura 2.45 - Curva característica do controlo de potência por máximo de frequência (Dinamarca).

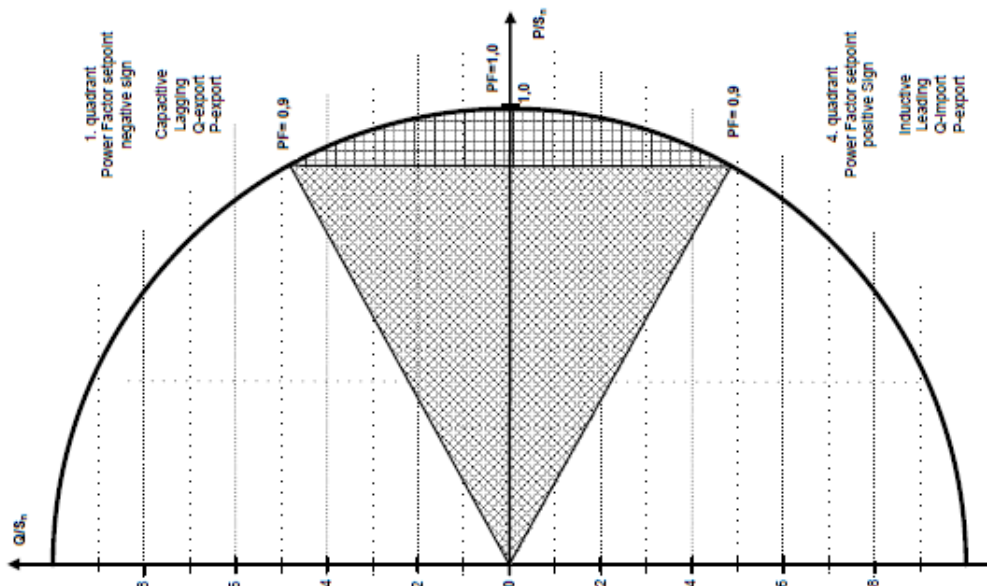
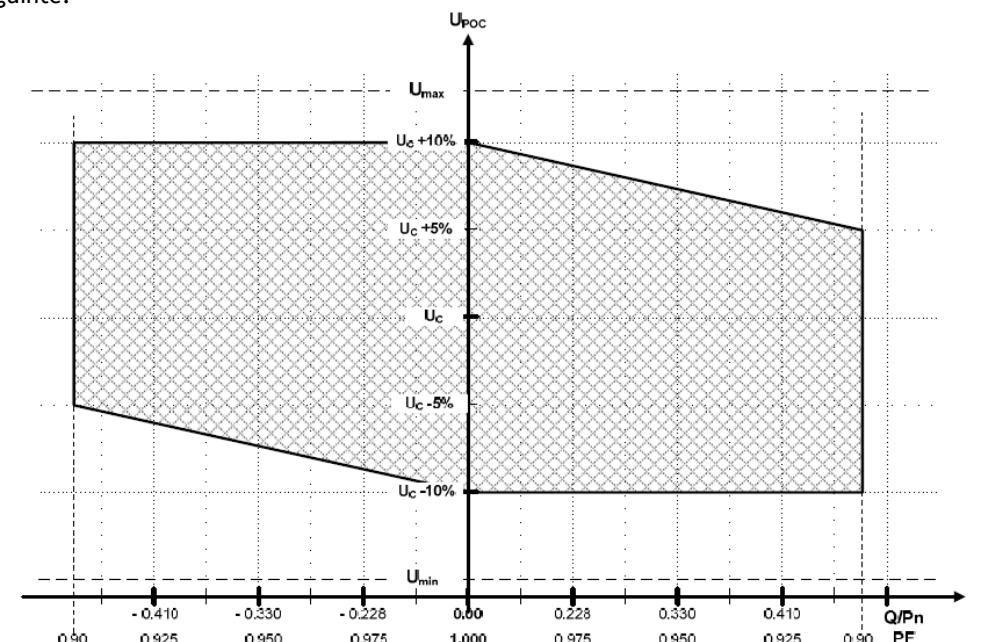
Condições Técnicas	DINAMARCA
Frequência	 Figura 2.46 - Curva característica do controle de frequência (Dinamarca).
	Resposta e controle por mínimo de frequência: Dinamarca Ocidental - Num evento momentâneo de descida de frequência, a instalação de produção deve ser capaz de fornecer suporte à frequência de acordo com o valor base (<i>setpoint</i>) e declive. Dinamarca Oriental - O aumento de potência efetiva deve iniciar-se num evento de queda de frequência dada pela frequência abaixo 49,9 Hz ($\Delta f_{act}=100$ mHz). O aumento de potência efetiva deve ser no mínimo de 2,5 % da potência máxima nominal em 5 segundos num evento específico de queda da frequência relativamente à frequência de referência. O aumento de potência efetivo é escalado pelo fator K: $K = (\Delta f - \Delta f_{act}) / (\Delta f_{trg} - \Delta f_{act})$ Δf: Magnitude da queda de frequência; Δf_{trg}: Queda de frequência em Hz que inicia o aumento na potência efetiva (0,2 -0,5 Hz); Δf_{act}: O desvio de frequência para ativar em Hz especificado pelo ORT. Limites de operação das instalações de produção solar fotovoltaica f: (47,00 Hz e a 52,00 Hz) e U: (Min U e 1,10 U):  Figura 2.47 - Requisitos de produção de potência ativa em eventos de flutuação de tensão e frequência (Dinamarca).

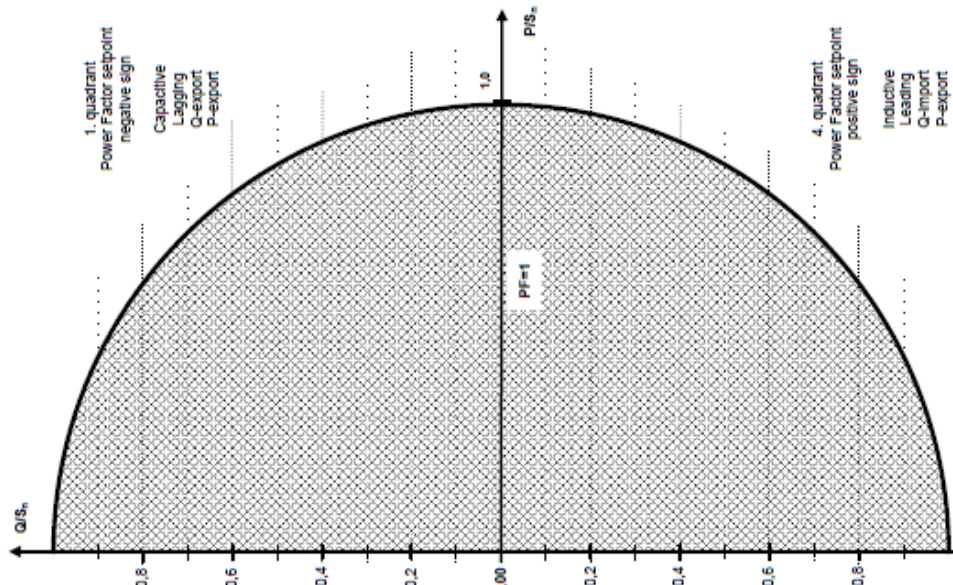
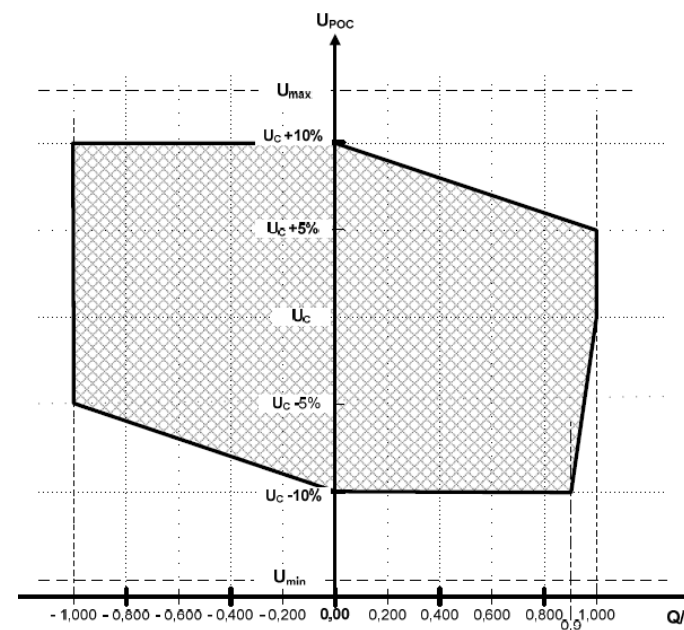


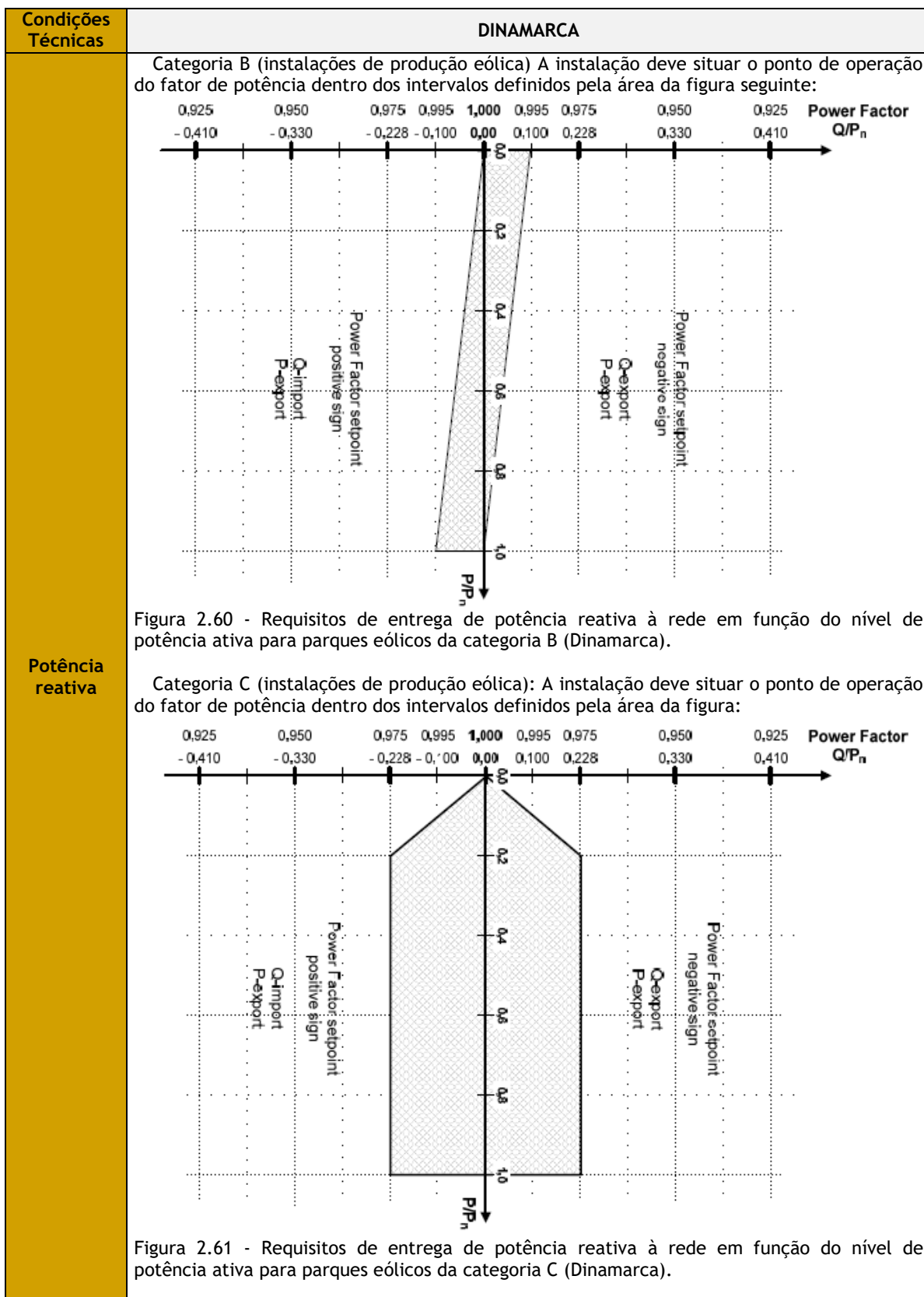
Condições Técnicas	DINAMARCA																																									
Frequência	Limites de Operação das instalações de produção de cogeração f: (47,00 Hz e a 53,00 Hz) e U: (Min 0,95 Un e 1,05 Un): Figura 2.50 - Bandas de operação de frequência, tempos de operação e requisitos de produção para centrais de cogeração (Dinamarca).																																									
	<table><tr><th>Typical voltage U_n</th><th>Typical operating voltage U_{TYP}</th><th>Lower voltage U_L</th><th>Lower full-load voltage U_{LF}</th><th>Upper full-load voltage U_{HF}</th><th>Upper voltage U_H</th></tr><tr><th>[kV]</th><th>[kV]</th><th>[kV]</th><th>[p.u. of U_{TYP}]</th><th>[p.u. of U_{TYP}]</th><th>[kV]</th></tr><tr><td>20</td><td>20.5</td><td>18.0</td><td>0.95</td><td>1.05</td><td>22.0</td></tr><tr><td>15</td><td>15.3</td><td>13.5</td><td>0.95</td><td>1.05</td><td>16.5</td></tr><tr><td>10</td><td>10.5</td><td>9.00</td><td>0.95</td><td>1.05</td><td>11.0</td></tr><tr><td>0.69</td><td>0.69</td><td>0.62</td><td>0.90</td><td>1.05</td><td>0.76</td></tr><tr><td>0.40</td><td>0.40</td><td>0.36</td><td>0.90</td><td>1.05</td><td>0.44</td></tr></table> Figura 2.51 - Limites de tensão para operação da frequência para centrais de cogeração (Dinamarca).	Typical voltage U_n	Typical operating voltage U_{TYP}	Lower voltage U_L	Lower full-load voltage U_{LF}	Upper full-load voltage U_{HF}	Upper voltage U_H	[kV]	[kV]	[kV]	[p.u. of U_{TYP}]	[p.u. of U_{TYP}]	[kV]	20	20.5	18.0	0.95	1.05	22.0	15	15.3	13.5	0.95	1.05	16.5	10	10.5	9.00	0.95	1.05	11.0	0.69	0.69	0.62	0.90	1.05	0.76	0.40	0.40	0.36	0.90	1.05
Typical voltage U_n	Typical operating voltage U_{TYP}	Lower voltage U_L	Lower full-load voltage U_{LF}	Upper full-load voltage U_{HF}	Upper voltage U_H																																					
[kV]	[kV]	[kV]	[p.u. of U_{TYP}]	[p.u. of U_{TYP}]	[kV]																																					
20	20.5	18.0	0.95	1.05	22.0																																					
15	15.3	13.5	0.95	1.05	16.5																																					
10	10.5	9.00	0.95	1.05	11.0																																					
0.69	0.69	0.62	0.90	1.05	0.76																																					
0.40	0.40	0.36	0.90	1.05	0.44																																					
Tensão	Variação de tensão admissível: +/-10 %; A instalação de produção deve ser equipada com funções de controlo de tensão capaz de controlar a potência reativa fornecida pela instalação no ponto de ligação bem como função capaz de controlar a tensão no ponto de tensão de referência via ativação de ordens contendo valor base (<i>setpoint</i>) para os parâmetros específicos.																																									

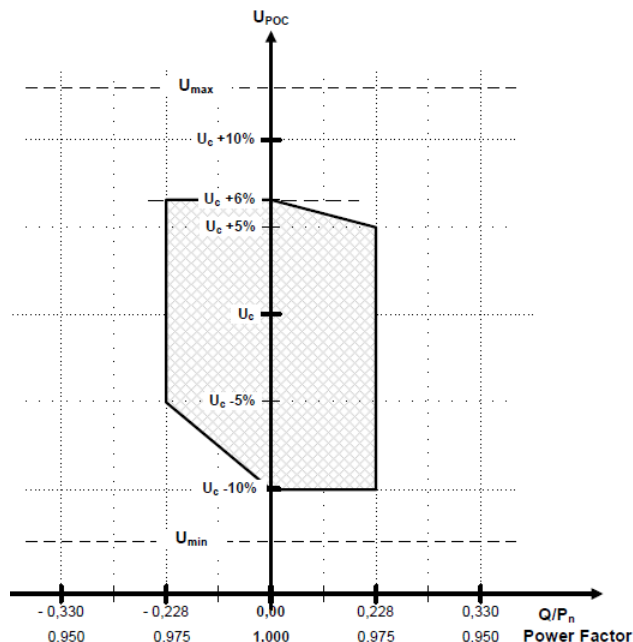
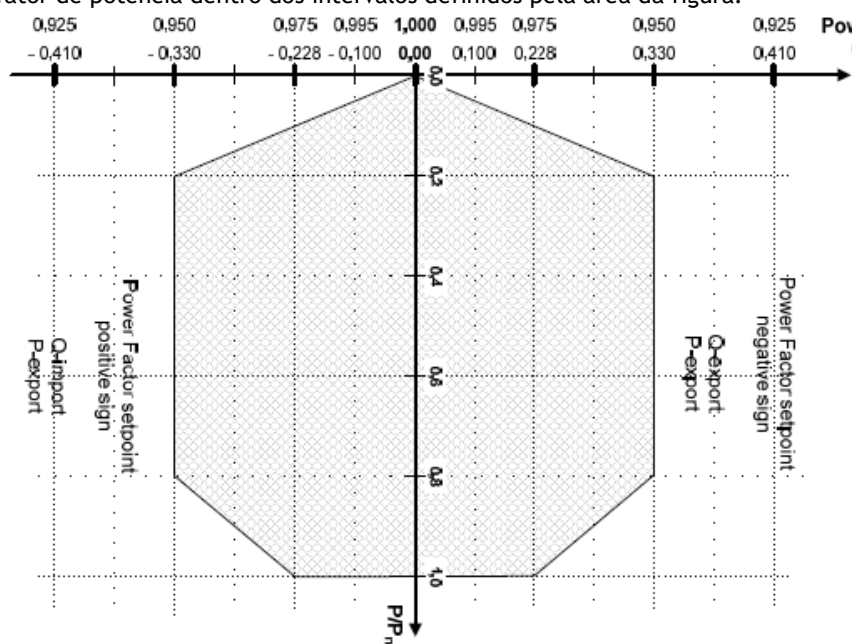
Condições Técnicas	DINAMARCA			
Tensão				
	Voltage level descriptions	Nominal voltage U_n [kV]	Minimum voltage U_{min} [kV]	Maximum voltage U_{max} [kV]
	Extra high voltage (EH)	400	320	420
		220	-	245
	High voltage (HV)	150	135	170
		132	119	145
		60	54.0	72.5
		50	45.0	60.0
	Medium voltage (MV)	33	30.0	36.0
		30	27.0	36.0
		20	18.0	24.0
		15	13.5	13.5
		10	9.00	12.0
	Low voltage (LV)	0.69	0.62	0.76
		0.40	0.36	0.44
	Figura 2.52 - Definição dos limites de tensão mínima e máxima (Dinamarca). O controlo de tensão é a função de controlo que estabiliza a tensão num ponto de referência de tensão. O controlo de tensão deve ter intervalo de parâmetros entre o mínimo e o máximo de tensão, com uma precisão de 0,5 % ou mais da tensão nominal (instalações de produção eólica e solar fotovoltaica).			
	Figura 2.53 - Função de controlo de tensão para os parques eólicos (Dinamarca). O gerador síncrono (instalações de produção de cogeração - 11 kW e 25 MW) deve ser equipado com a operação contínua automática do sistema de excitação que assegura a tensão constante no ponto de ligação e aumenta a estabilidade da rede. Para centrais acima de 1,5 MW, a parte do controlo automático de tensão, o sistema de excitação da instalação de produção deve ter a opção de operar com regulação automática de tg φ de acordo com os seguintes requisitos: - Controlar a tg φ para baixo até ao mínimo (-0,2) se a tensão é maior que um valor ajustado; - e controlar a tg φ até ao máximo (0,4) se a tensão é menor que um valor ajustável. Deve ser possível parametrizar o tempo de controlo por sinal externo e com a resolução de tempo de pelo menos 15 minutos até uma semana.			

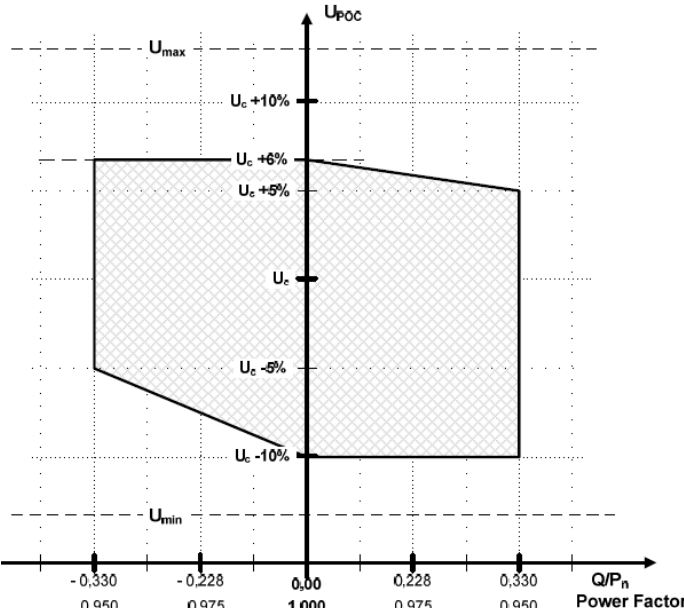
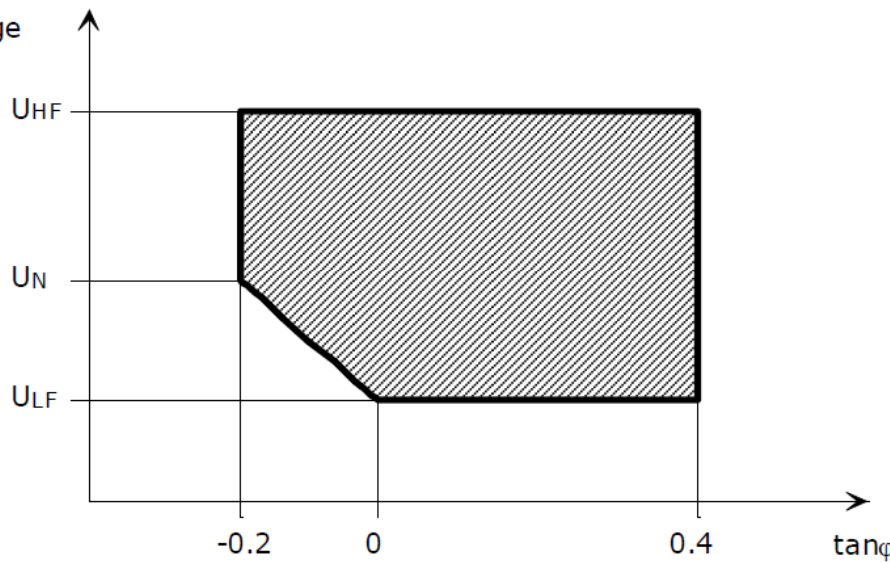
Condições Técnicas	DINAMARCA
Potência Reativa	Controlo de potência reativa (instalações de produção eólica e solar fotovoltaica) - precisão de 0,1 KVAR (PV) e 1 KVAR: 
	Figura 2.54 - Função de controlo de potência reativa para os parques eólicos centrais fotovoltaicas (Dinamarca). Controlo de fator de potência (instalações de produção eólica e solar fotovoltaica) -  Figura 2.55 - Controlo de fator de potência para parques eólicos e centrais fotovoltaicas (Dinamarca).

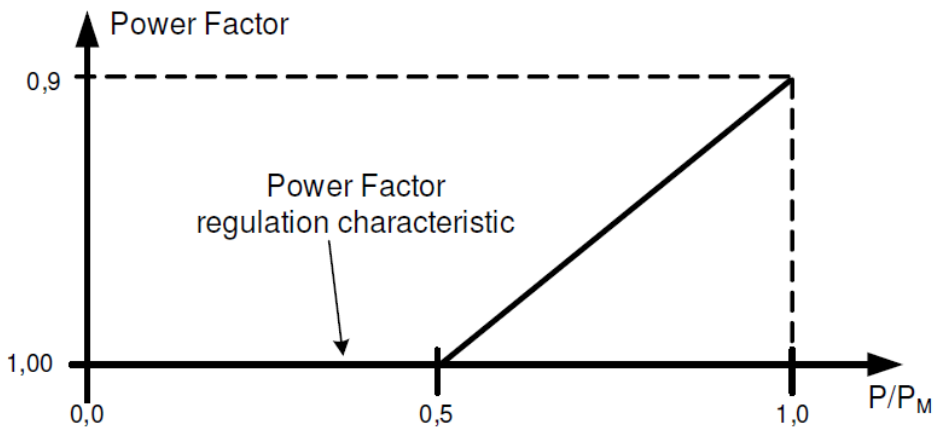
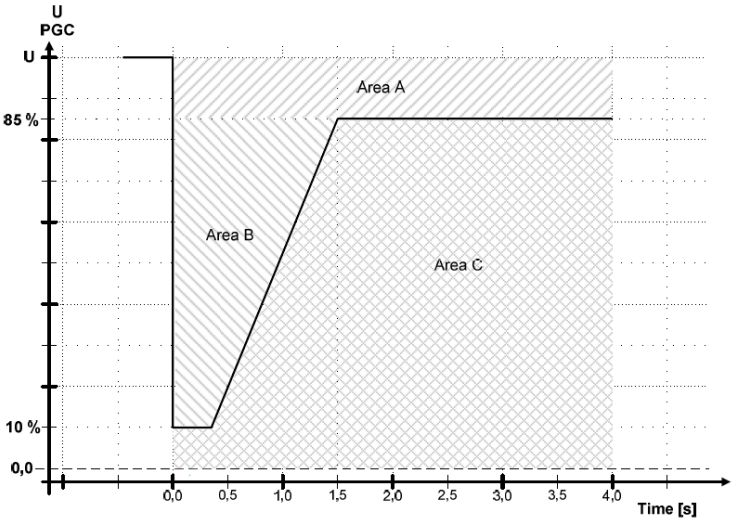
Condições Técnicas	DINAMARCA
Potência Reativa	Categoria A (instalações de produção eólica e solar fotovoltaica): entre $\cos \varphi = 1$ e $\cos \varphi \geq 0,95$ (eólica) e $0,90$ (solar fotovoltaica) em avanço; Categoria B e C (instalações de produção solar fotovoltaica): entre $\cos \varphi \geq 0,9$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,90$ em avanço;
	
	Figura 2.56- Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função de P/S_n para centrais fotovoltaicas de categoria B e C (Dinamarca). Deve ser possível entregar potência reativa no intervalo de tensão indicado na figura seguinte:  Figura 2.57 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função da tensão no ponto de ligação para centrais fotovoltaicas de categoria B e C (Dinamarca).

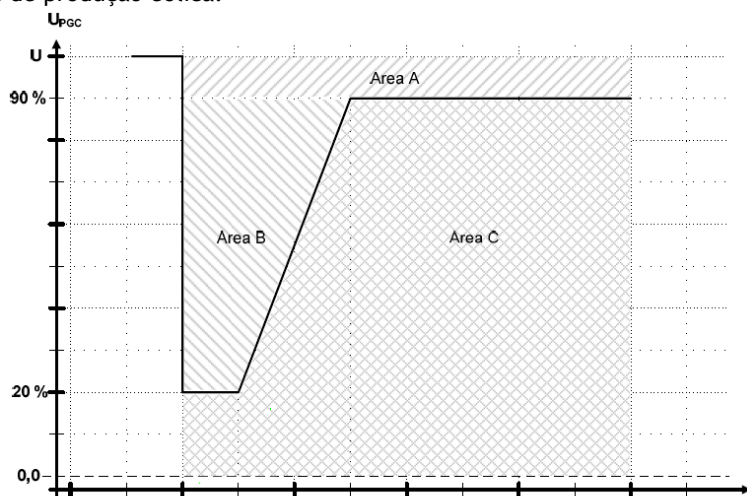
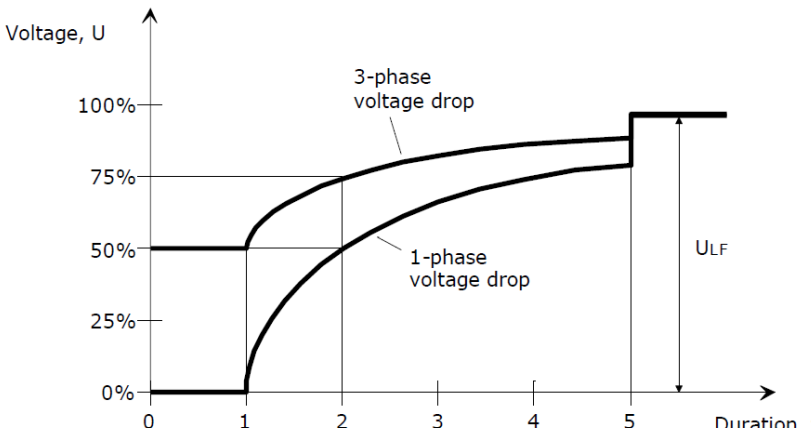
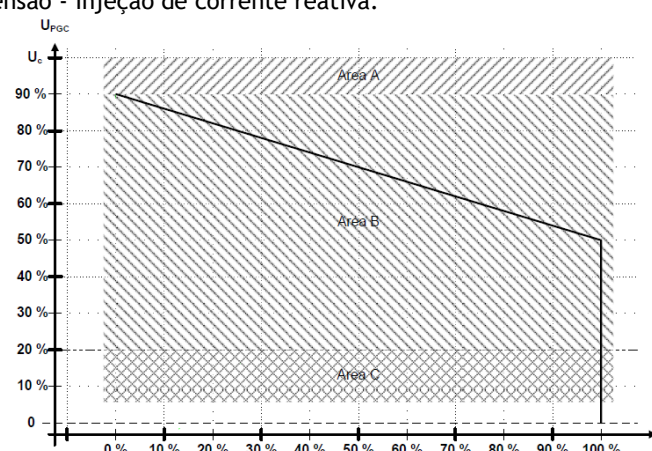
Condições Técnicas	DINAMARCA
Potência Reativa	Categoria D (instalações de produção solar fotovoltaica): A instalação deve situar o ponto de operação do fator de potência dentro dos intervalos definidos pela área da figura seguinte: 
	Figura 2.58 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função de P/S_n para centrais fotovoltaicas de categoria D (Dinamarca).
	Deve ser possível entregar potência reativa no intervalo de tensão indicado na figura seguinte: 
	Figura 2.59 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função da tensão no ponto de ligação para centrais fotovoltaicas de categoria D (Dinamarca).

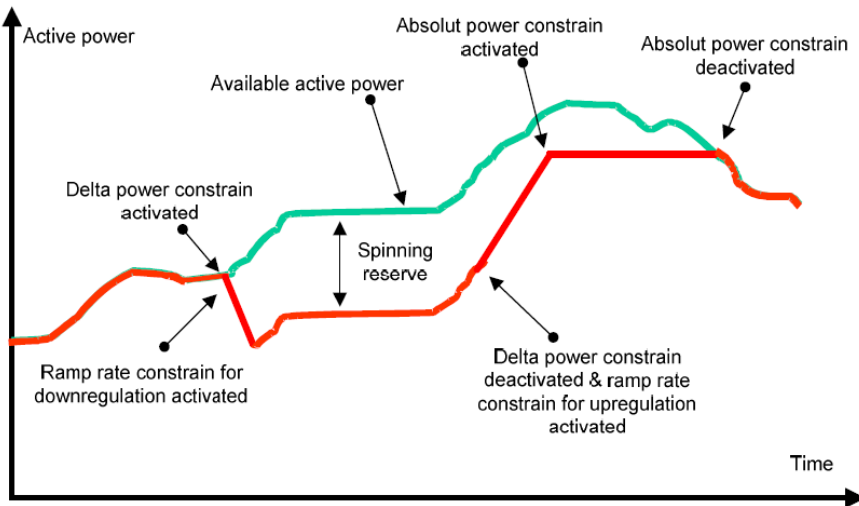


Condições Técnicas	DINAMARCA
Potência reativa	Deve ser possível entregar potência reativa no intervalo de tensão indicado na figura seguinte: 
	Figura 2.62 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função da tensão no ponto de ligação para parques eólicos de categoria C (Dinamarca).
	Categoria D (instalações de produção eólica): A instalação deve situar o ponto de operação do fator de potência dentro dos intervalos definidos pela área da figura. 
	Figura 2.63 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função do nível de potência ativa para parques eólicos da categoria D (Dinamarca).

Condições Técnicas	DINAMARCA
Potência reativa	Deve ser possível entregar potência reativa no intervalo de tensão indicado na figura seguinte: 
	Figura 2.64 - Requisitos de entrega de potência reativa à rede em função da tensão no ponto de ligação para parques eólicos de categoria D (Dinamarca).
	Instalações de produção de cogeração (11 kW a 1,5 MW): Medida no ponto de ligação, a instalação de potência deve ser capaz de usar/produzir potência reativa com $\tan \varphi$ no intervalo de -0,20 e 0,40 à potência máxima e tensões no ponto de ligação dentro de intervalo à máxima carga.  Figura 2.65 - $\tan \varphi$ em função da tensão no ponto de ligação para centrais de cogeração ligadas a redes com tensões inferiores a 100 kV (Dinamarca). Controlo automático do fator de potência: <u>Instalações de produção fotovoltaica:</u> O controlo automático do fator de potência é uma função que automaticamente ativa/desativa o controlo de fator de potência em níveis de tensão definidos no ponto de tensão de referência.

Condições Técnicas	DINAMARCA
Potência reativa	 Figura 2.66 - Controlo automático do fator de potência para centrais fotovoltaicas (Dinamarca). A ativação do nível para a função é normalmente a 105% da tensão nominal e a desativação é normalmente 100% da tensão nominal. A ativação/desativação deve ser ajustável por valor base (<i>setpoint</i>). <u>Instalações de produção cogeração (11 kW a 1,5 MW):</u> À parte do controlo automático de tensão, o sistema de excitação para o gerador síncrono deve apresentar a opção para operar com o controlo automático de $\text{tg } \varphi$. Para todas as instalações de produção o controlo automático $\text{tg } \varphi$ deve realizar-se por meio de uma resolução de 0,1 ou menos. Deve ser possível parametrizar o valor base (<i>setpoint</i>) $\text{tg } \varphi$ por meio de um sinal externo.
Suporte Dinâmico de Rede	O suporte dinâmico de rede aplica-se às instalações de produção solar fotovoltaica e eólica acima de 1,5 MW e às centrais de cogeração. As instalações devem ser concebidas para aguentarem transitórios (80-100 ms) de desfasamentos até 20° no ponto de ligação sem interromper ou reduzir a potência (instalações de produção eólica e solar fotovoltaica). As instalações de produção, com potência superior a 200 kW, instaladas em redes com tensão nominal inferior a 100 kV, devem ser projetadas para aguentarem quedas de tensão sem interrupções e adicionalmente entregarem corrente reativa. Os seguintes requisitos devem ser cumpridos em eventos de defeitos simétricos e assimétricos. Isto significa que os requisitos se aplicam a eventos de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos. Instalações de produção solar fotovoltaica:  Figura 2.67 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem quedas de tensão para centrais fotovoltaicas (Dinamarca).

Condições Técnicas	DINAMARCA
Suporte Dinâmico de Rede	Instalações de produção eólica: 
	Figura 2.68 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão para parques eólicos (Dinamarca).
	Instalações de produção de cogeração: 
	Figura 2.69 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão para centrais de cogeração (Dinamarca).
	Suporte de Tensão - Injeção de corrente reativa: 
	Figura 2.70 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Dinamarca).

Condições Técnicas	DINAMARCA
Potência Ativa	As funções de controlo de potência ativa a vigorar e os parâmetros devem ser acordados entre o ORD e o produtor antes de este se poder ligar à rede de distribuição. <u>Instalações de produção de cogeração superiores a 200 kW:</u> Deve ser possível o controlo da potência efetiva por parametrização de valor base (<i>setpoint</i>) para a potencia efetiva requisitada. Similarmente deve ser possível parametrizar o valor-base usando um sinal externo. <u>Instalações de produção de cogeração superiores a 1,5 MW:</u> Deve ser possível operar a instalação de produção numa condição de operação permitindo um aumento instantâneo na potência efetiva quando a instalação de produção está a fornecer potência efetiva entre 50% e 90% da máxima potência de acordo com os seguintes requisitos. Um aumento/redução da potência efetiva dever ser no mínimo 5% da potência máxima nominal em 30 segundos até ao limite de frequência especificado pelo ORT. <u>Instalações de produção eólica e solar fotovoltaica:</u> As instalações de produção devem ser equipadas com funções de controlo de potência ativa capazes de controlar a potência ativa fornecida pela instalação de produção no ponto de ligação usando a ativação de ordens contendo setpoints. <u>As instalações de produção eólica de categoria C (de 1,5 MW a 25 MW):</u> Devem no mínimo ser capazes de reduzir a potência reativa continuamente até um valor qualquer no intervalo de 100% a 40% da potência nominal. <u>As instalações de produção eólica de categoria D (acima de 25 MW):</u> Devem no mínimo ser capazes de reduzir a potência reativa continuamente até um valor qualquer no intervalo de 100% a 20% da potência nominal. <u>Funções de controlo da potência ativa na base de limitação/restricção:</u> As instalações de produção devem estar equipadas com as funções de limitação suplementares às funções de controlo de potência. As funções de limitação são usadas para evitar a instabilidade e a sobrecarga da rede de distribuição em ligação com esta, em casos de defeitos ou outras situações similares. As funções de limitação requisitadas são especificadas a seguir: - Função de limitação absoluta; - Função de limitação variável (reserva girante); - Função de limitação “Ramp rate”; - Função de limitação de Banda.  Figura 2.71 - Esquema de atuação das funções de limitação de potência ativa (Dinamarca).

Condições Técnicas	DINAMARCA
Potência Ativa	- Sistema de proteção: uma função de controlo, a qual deve ser capaz de muito rapidamente regular a potência ativa fornecida pela instalação de produção para um ou mais valores base (<i>setpoints</i>) predefinidos baseados em ordens de regulação de descida. A instalação de produção deve ter no mínimo cinco diferentes níveis configuráveis. <u>Os seguintes níveis regulação são recomendados como valores por defeito:</u> 1. 70% da potência nominal; 2. 50 % da potência nominal; 3. 40 % da potência nominal; 4. 10% da potência nominal (centrais fotovoltaicas); 25% da potência nominal (parques eólicos); 5. 0% da potência nominal, a instalação deve deixar de injetar potência, mas não se deve desligar da rede.
Controlo Remoto/ Informações	As funções ativadas e os parâmetros devem ser acordados entre o ORD e o produtor antes de este se poder ligar à rede de distribuição de forma a garantir a segurança de fornecimento. O ORD deve a todo o momento ser capaz de ativar e desativar as funções de controlo requisitadas, incluindo via <i>setpoints</i> e comandos e alterar os atuais parâmetros definidos. O nível de controlo e sinais são diferenciados por tipo de produção e nível de potência. (ver tabelas nos regulamentos técnicos).

2.5.5 - Holanda

Na Holanda, os requisitos técnicos mais importantes para a ligação de produção distribuída nos níveis de tensão MT e AT da rede pública de distribuição são emitidos principalmente pela autoridade holandesa dos consumidores e mercados (ACM) através de regulamentos.

Para a informação produzida na tabela 2.7 foram consultados os seguintes documentos:

- *Grid Code Electricity* [67];
- *System Code Electricity* [68].

Tabela 2.7 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação na Holanda.

Condições Técnicas	HOLANDA
Frequência	Valor nominal: 50 Hz; Gama de Operação: 50 Hz +/- 1% durante 99,9 % num ano; 50 Hz +2%/ -4% para 100 % do tempo; Disparo por mínimo (47,5 Hz) e máximo (51,5 Hz) de frequência. <u>Instalações de produção ligadas a redes abaixo de 110 kV</u> Figura 2.72 - Limites de operação em paralelo com a rede em função da tensão e frequência da rede (Holanda).

Condições Técnicas	HOLANDA
Tensão	Variação lenta de tensão admissível: $\pm 10\%$; Variação rápida de tensão admissível: Quedas de tensão $\leq 10\%$; Em situação de perda de produção: Queda de tensão de $\leq 3\%$. Todas as instalações de produção com geradores síncronos ou com ligações à rede através de inversores devem ser equipados e operar com regulador primário de tensão, no qual a tensão deve ser ajustável entre 0% e 10%.
Potência Reativa	As instalações de produção ($P_n > 5\text{ MW}$ e $U_n \geq 1\text{ kV}$) devem ser capazes de fornecer potência reativa de acordo com os seguintes limites: Produtores ($P_n > 5\text{ MW}$, e $U_n \geq 1\text{ kV}$ e $U_n < 50\text{ kV}$): Sem acordo com ORD: entre $\cos \varphi = 1$ e $\cos \varphi \geq 0,85$ em avanço; Com acordo com ORD: entre $\cos \varphi \geq 0,85$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,85$ em avanço; As instalações de produção ($U_n \geq 50\text{ kV}$): entre $\cos \varphi = 1$ e $\cos \varphi \geq 0,8$ em avanço; O ORD pode requisitar ou permitir um controlo do fator de potência baseado na situação local da rede onde se liga o produtor.
Suporte Dinâmico de Rede	As instalações de produção incluindo as renováveis, com $P_n > 5\text{ MW}$ $U_n \geq 1\text{ kV}$ a $U_n < 110\text{ kV}$): A saída de paralelo com a rede é permitida, onde a tensão residual tem o valor entre $0,8 U_n$ e $0,7 U_n$, depois de 300 ms. Se a tensão residual tem o valor inferior a $0,7 U_n$, a instalação de produção pode sair do paralelo depois de 300 ms, ou depois de 90 % da corrente de curto circuito crítica.
Potência Ativa	O OS pode instruir os produtores para aumentar e reduzir o fornecimento de potência ou para se desligarem em caso de emergência. Estas medidas aplicam-se a todos os produtores com potência instalada superior a 5 MW e com capacidade disponível a seu dispor.
Controlo Remoto/Informações	Às instalações de produção ligadas ao nível de alta tensão são exigidas a instalação de medição e controlo.

2.5.6 - Itália

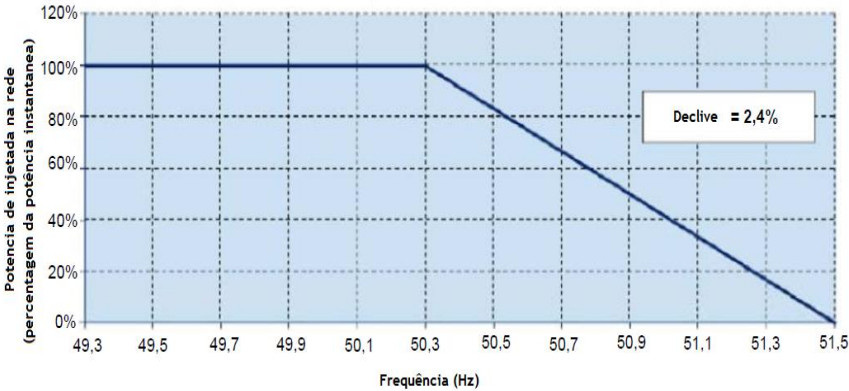
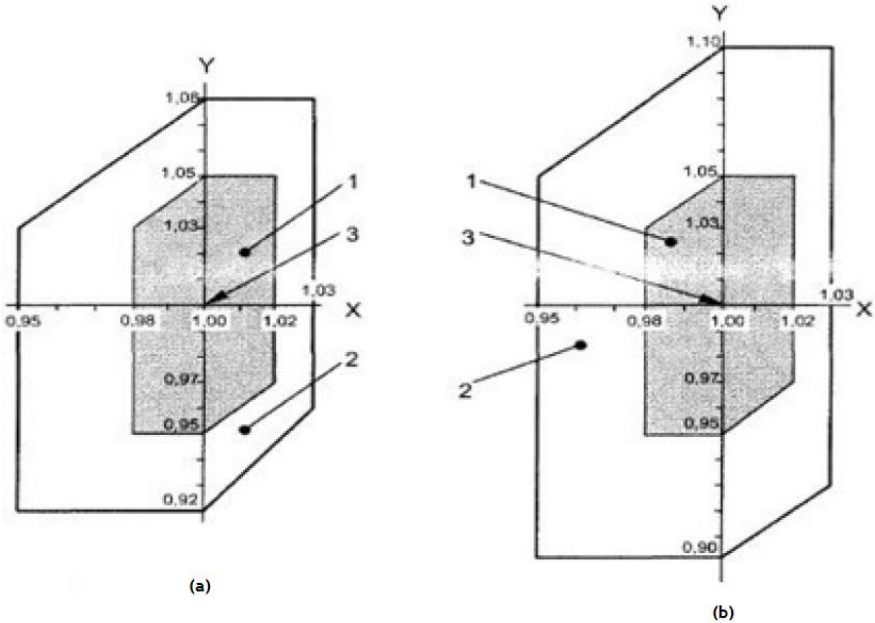
Na Itália, os requisitos técnicos que definem a ligação de produção distribuída nos níveis de tensão MT e AT à rede pública de distribuição são emitidos principalmente pela comissão eletrotécnica italiana (CEI) através de normas técnicas e pelo gestor de sistema através de regulamentos e procedimentos.

Para a informação produzida na tabela 2.8, foram consultados os seguintes documentos:

- *Regola técnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica - Norma Italiana CEI 0-16;V1 [69];*
- *Codice di Rete - Capitolo 1 - Accesso alla rete di trasmissione nazionale [70];*
- *Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI) [71].*

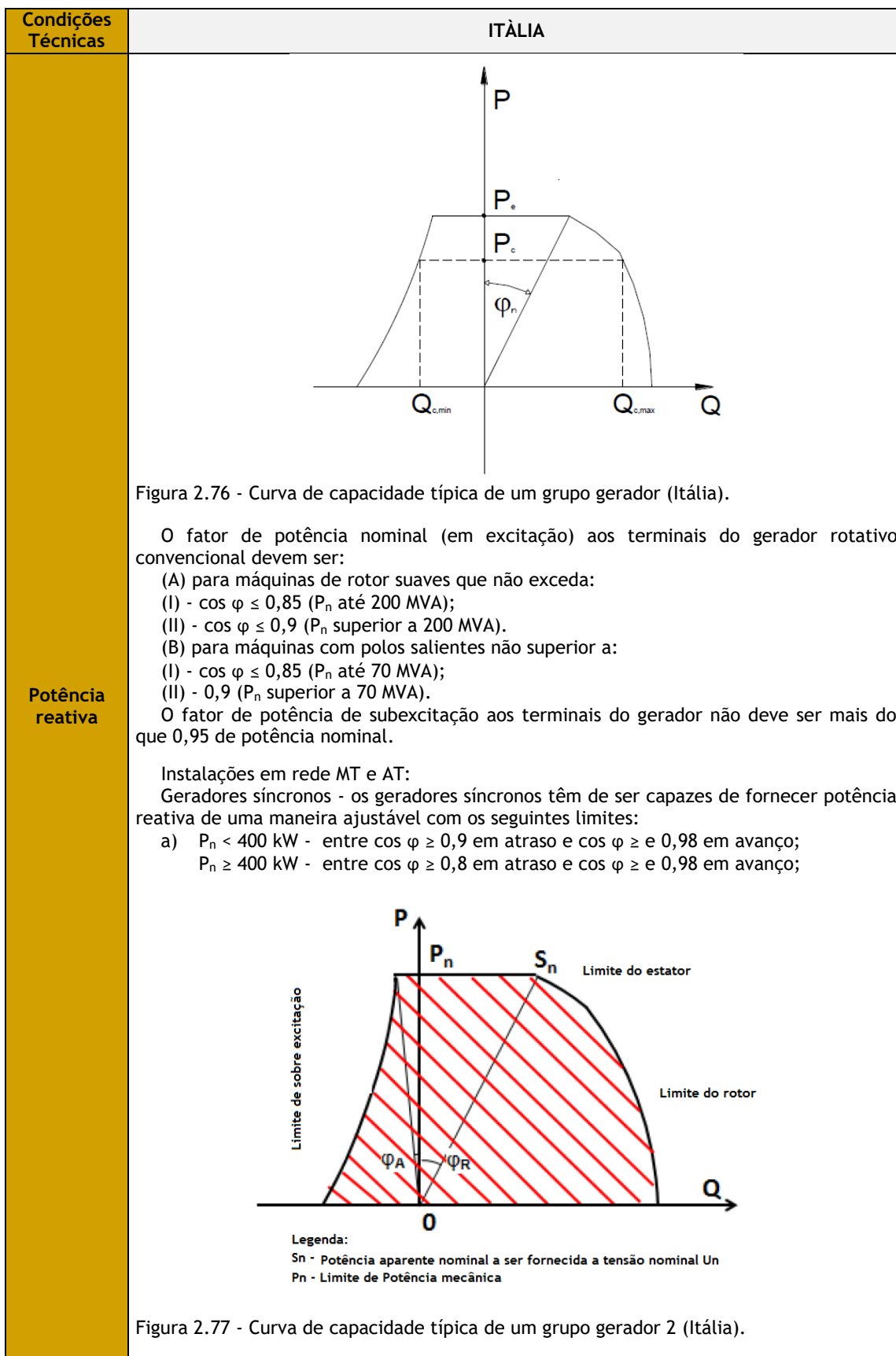
Tabela 2.8 - Resumo das condições técnicas de ligação e operação em Itália.

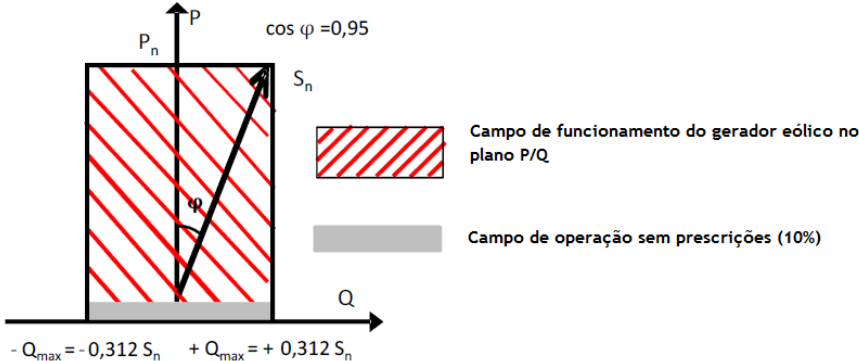
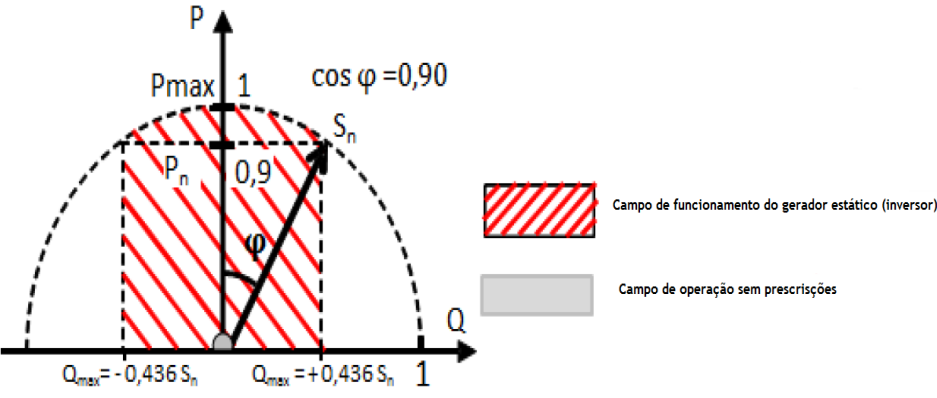
Condições Técnicas	ITÁLIA
Frequência	Valor nominal: 50 Hz; Gama de Operação: Condições Normais - $49,9\text{ Hz} \leq f \leq 50,1\text{ Hz}$; Condições excecionais - $47,5\text{ Hz} \leq f \leq 51,5\text{ Hz}$; Disparo por mínimo (47,5 Hz) e máximo (51,5 Hz) de frequência. <u>Regulação de frequência:</u> Instalações do tipo 2 (instaladas em rede $U_n < 120\text{ kV}$ e em rede AT) devem contribuir para a regulação de frequência primária, com exceção dos que, pela sua natureza, não regulam a capacidade (como, por exemplo, as centrais hídricas de fio de água); O grau de estatismo é escolhido de comum acordo entre o gestor e produtor, no intervalo de 2% a 5%.

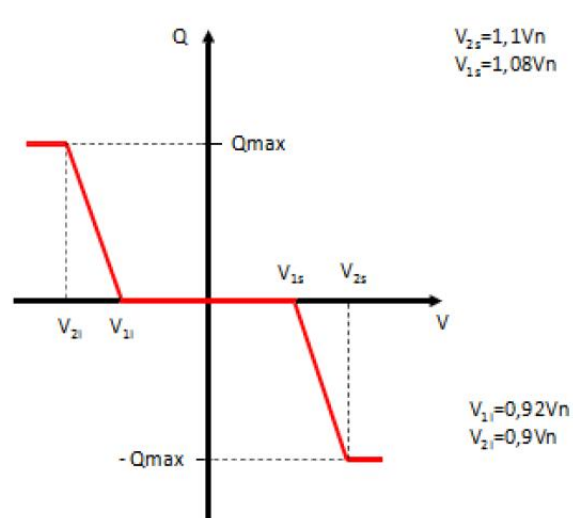
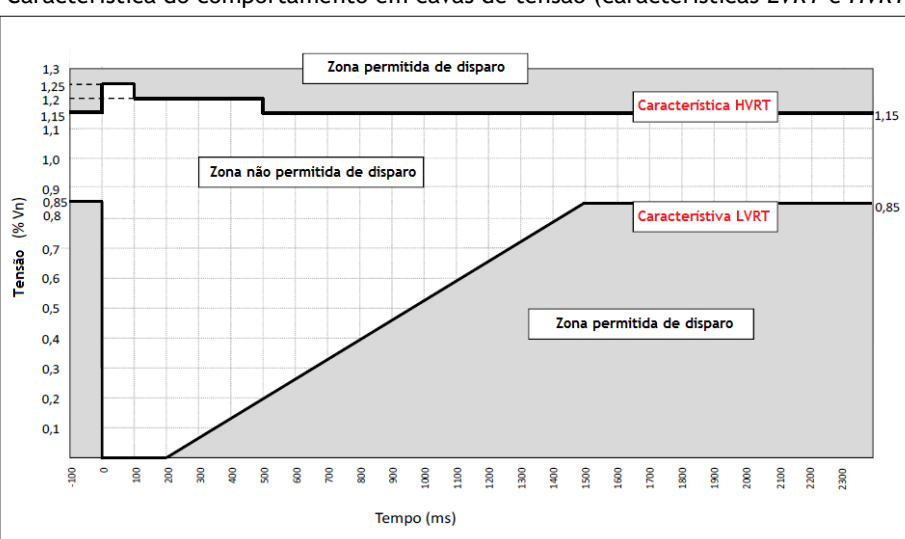
Condições Técnicas	ITÁLIA
Frequência	Instalações ligadas à rede MT e AT: Resposta por máximo de Frequência: Os produtores (<i>FC</i>, <i>DFIG</i>, <i>INV</i>) devem reduzir, durante a operação, com uma frequência superior a 50,3 Hz a potência ativa, com um declive variável (entre 2% e 5%). 
	Figura 2.73 - Regulação de potência ativa injetada de rede em condição de sobre frequência (Itália).
	Para geradores síncronos e assíncronos convencionais aplicam-se com as seguintes limitações especificada.  Legenda: eixo x - frequência (p.u.) 1 Zona A eixo y - tensão (p.u.) 2 Zona B 3 ponto da característica nominal
Tensão	Figura 2.74 - Valores limites de tensão e de frequência para geradores síncronos (a) e para geradores assíncronos (b) (Itália). Para os geradores a redução da potência ativa terá de ser realizada a partir de 50,3 Hz, com uma inclinação não superior a 4% num tempo não superior a 10 s. Variação de tensão admissível: Condições Normais - $90\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$; Condições excepcionais - $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$.

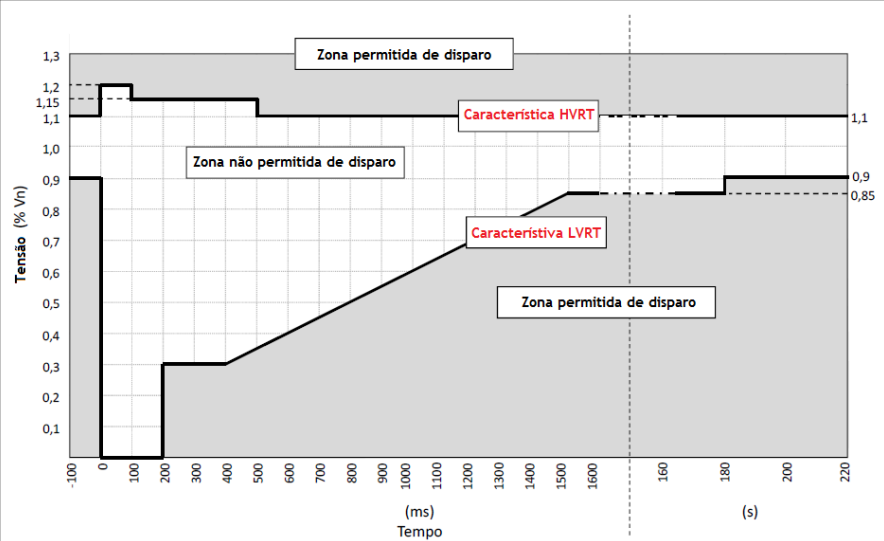
Condições Técnicas	ITÁLIA
Tensão	Controlo de tensão: Instalações do tipo 2 (instaladas em rede $Un < 120$ kV e em rede AT) devem contribuir para controlo primário de tensão). A implementação de regulação de tensão, ou seja, os procedimentos operacionais para o intercâmbio de sinais e medidas, estão sujeitas a acordo entre o produtor e a rede à qual a unidade de produção do tipo 2 está ligado diretamente. Um sistema automático de controlo de excitação com uma ação contínua, deve ajustar a tensão nos terminais do grupo de geração. O sistema de excitação deve ser equipado com limitadores subexcitação e sobreexcitação e para o respeito das curvas de desempenho da máquina. Instalações em rede MT e AT: A participação na regulação de tensão, pode ter lugar se o distribuidor assim o exigir, sendo ativado pelo próprio. A participação da unidade de produção distribuída no controlo de tensão pode ser local, bem como remota. Como condição de base os geradores devem fornecer potência com fator de potência ativa = 1; funcionamento com um fator de potência diferente do nominal é possível, desde que a operação seja dentro da curva de capacidade do gerador a um determinado nível de energia ativa. Este regime de funcionamento sendo necessário é definido pelo ORD, para permitir o ajuste da tensão de acordo com as necessidades de funcionamento da própria rede.
Potência reativa	Instalações do tipo 2 (instaladas em rede $Un < 120$ kV e em rede AT): Os geradores devem ser capazes de manter continuamente o estado de operação dentro dos seguintes limites: A potência reativa requerida pela rede, entre o valor mínimo (Q_{cmin}) e o máximo (Q_{cmax}), derivada da curva de capacidade, em correspondência com a potência ativa fornecida e de tensão da máquina e frequência incluídas na área A. Área A Operação continuada Área B Área B: Serviço por 15 minutos Operação por 15 minutos Condições de operação para um gerador síncrono de rotor liso, de potência igual ou superior a 10 MVA Área A Operação continuada Área C Operação por 15 minutos Condições de operação para um gerador síncrono de rotor liso, de potência inferior a 10 MVA e para um gerador com pólos salientes

Figura 2.75 - Estado de funcionamento dos geradores em função da tensão e frequência da rede (Itália).



Condições Técnicas	ITÁLIA
Potência reativa	b) Geradores assíncronos convencionais - Os geradores assíncronos não autoexcitados podem, em conjunto com a fornecimento de potência ativa, absorver potência reativa da rede com as seguintes limitações: $P_n < 400 \text{ kW}$ - $\cos \varphi \geq 0,9$ em avanço; $P_n \geq 400 \text{ kW}$ - $\cos \varphi \geq 0,95$ em avanço; Em ambos os casos os limites do fator de potência indicados acima podem ser satisfeitos com o uso de bateria de condensadores. c) Geradores eólicos <i>Full Converter</i> e <i>DFIG</i> - Os geradores eólicos <i>FC</i> devem ser capazes de fornecer energia reativa de forma ajustável com os limites indicados na figura: $0,95 \leq \cos \varphi \leq 0,95$ $P_n < 400 \text{ kW}$ - entre $\cos \varphi \geq 0,9$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,9$ em avanço;
	 Figura 2.78 - Capacidade dos geradores eólicos (característica retangular) (Itália). $P_n < 400 \text{ kW}$ - entre $\cos \varphi \geq 0,9$ em atraso e $\cos \varphi \geq 0,9$ em avanço;  Legenda: S_n - potência aparente nominal à tensão nominal U_n P_n - potência ativa no $\cos \varphi = 0,9$ na tensão nominal U_n P_{max} - potência activa máxima à tensão nominal U_n ($\cos \varphi = 1$) Q_{max} - potência reactiva máxima na tensão nominal U_n ($\cos \varphi = 0,9$) Figura 2.79 - Capacidade para geradores estáticos (inversores) para instalações de produção < 400 kW (característica semicircular limitada) (Itália).

Condições Técnicas	ITÁLIA
Potência reativa	Fornecimento/absorção automático de potência reativa segundo a característica $Q=f(V)$: O desvio máximo da potência reativa em relação ao valor esperado com base na curva característica normal deve ser inferior a $\Delta Q \leq \pm 5\%$ de S_n.  Figura 2.82 - Curva característica $Q = f(V)$.
Suporte Dinâmico de Rede	Para evitar a ocorrência da separação injustificada da rede durante quedas de tensão resultantes de defeitos na rede, a unidade de produção deve atender aos requisitos funcionais apropriados e na literatura internacional são referidos pela sigla <i>FRT</i> (<i>Fault Ride Through</i>). a) Geradores síncronos - A saída de paralelo da rede para a tensão abaixo dos 70% U_n, não deve ocorrer para tempos menores a 150 ms; b) Geradores assíncronos - A saída de paralelo da rede para a tensão abaixo dos 70% U_n, não deve ocorrer para tempos menores a 400ms; c) Inversores e Geradores eólicos FC e DFIG - O gerador deve cumprir os requisitos para imunidade a variações de tensão de acordo com o perfil de tempo/ tensão mostrado na figura seguinte. Característica do comportamento em cavas de tensão (características <i>LVRT</i> e <i>HVRT</i>):  Figura 2.83 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos geradores estáticos (inversores) para suportarem sobre tensões (<i>HVRT</i>) e cavas de tensão (<i>LVRT</i>) (Itália).

Condições Técnicas	ITÁLIA
Suporte Dinâmico de Rede	 Figura 2.84 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida aos geradores eólicos para suportarem sobre tensões (HVRT) e cavas de tensão (LVRT) (Itália). Suporte de tensão durante um curto-circuito: A fim de manter a tensão durante um curto-circuito na rede, as unidades de produção podem ser obrigadas a injetar a corrente indutiva reativa durante a queda de tensão causada pelo curto-circuito. Isto significa que a instalação de produção terá de ficar, não só ligada à rede, no caso de um curto-circuito, mas deve também: - Injetar corrente indutiva reativa; - Não absorver potência reativa da rede maior do que a realizada até antes do defeito.
Potência Ativa	A limitação de potência só pode ser ativada pelo ORT e o ORD o qual não está autorizado a limitar potência das instalações de produção instaladas na rede de distribuição. Devido a este facto, todos os problemas de capacidade de receção de potência da rede de distribuição devem ser tratados durante a fase de ligação, de forma a que não haja problemas no que diz respeito a operação. Na realidade, o problema não desaparece completamente, mas são transferidas para o ORT, que por vezes pode enfrentar violação de limites de potência das linhas devido às instalações de produção ligadas às redes de distribuição. Em casos críticos, o ORT pode solicitar redução ao ORD. Este é o único caso em que o ORD pode impor a limitação aos produtores, embora na realidade a ordem veio do ORT. <u>Limitação de potência ativa para valores de tensão perto de 110% de U_n:</u> A fim de evitar a saída de paralelo do produtor da rede, para valores de tensão próximos de 110% U_n, deve ser possível prever a limitação automática da potência ativa fornecida, em função da tensão. Limitação de potência ativa por comando externo do Distribuidor: As unidades superiores a 100 kW de potência instalada nominal podem ser agregadas a uma lógica centralizada de redução da potência ativa. Na presença de um controlo centralizado, será enviado um sinal de nível adequado de potência ativa a limitar pela unidade de produção. A redução será efetuada em passos de amplitude máxima de 10% P_n.
Controlo Remoto/Informações	Sinais e medidas que, geralmente, cada planta tipo 2 devem transmitir ao gestor, quando estes o exigem, são: (A) - sinalizações de posições dos meios operacionais; (B) - medidas de potência ativa e potência reativa no ponto de ligação e separadamente para cada grupo de geração. A exigência aplica-se aos produtores eólicos e produtores ligados com inversores, com potência instalada igual ou superior a 100 kW.

Capítulo 3

Descrição da metodologia desenvolvida

A metodologia desenvolvida no decurso do trabalho integra três métodos (*benchmarking*, *Analytic Hierarchy Process* e estudo trânsito de potências) os quais se complementam de forma a cumprir o objetivo final do trabalho expresso neste documento.

Um dos objetivos parciais deste trabalho é a realização de um *benchmarking* ao enquadramento regulamentar da produção distribuída em 6 países europeus, nomeadamente às condições de técnicas de ligação e operação da produção distribuída.

Na aplicação do *benchmarking*, na fase de comparação entre os diversos regulamentos, surge a aplicação do método *Analytic Hierarchy Process*, como auxílio à estruturação de seleção das melhores condições técnicas de ligação e operação, bem como à definição da avaliação entre critérios e subcritérios de seleção definidos.

O estudo de trânsito de potências será aplicado a uma rede de teste da RND, para averiguar a necessidade de aplicação das condições técnicas de ligação e operação, bem como perceber as mais valias operacionais e de qualidade de serviço que se possam obter com implementação de algumas das condições técnicas de ligação e operação selecionadas no método anterior.

3.1 - *Benchmarking*

3.1.1 - Definição e conceitos

O *benchmarking* (avaliação ou aferição comparativa de desempenho) é uma ferramenta de gestão cada vez mais usada na melhoria dos processos e dos resultados nas empresas. A técnica foi originalmente desenvolvida por empresas do sector industrial para melhorar a competitividade e tem sido aplicada de modo mais abrangente no mundo empresarial. O *benchmarking* baseia-se na troca e comparação de informações entre organizações num determinado sector, as quais se consideram um exemplo e que detêm as boas e as melhores práticas. As informações recolhidas relacionam-se normalmente com processos e resultados de aspetos específicos das organizações envolvidas.

O objetivo da avaliação comparativa (*benchmarking*) consiste em gerar ideias que possam ser utilizadas para melhorar práticas correntes numa organização e ajudar no aperfeiçoamento da eficiência e desempenho.

A definição de *benchmarking* não é única e tem sido expressa por diversos autores [72], tais como David Kearns, diretor executivo da *Xerox Corporation* (1980):

“*Benchmarking* é o processo contínuo de medição de produtos, serviços e práticas contra os concorrentes mais difíceis ou as empresas reconhecidas como líderes da indústria.”

R. C. Camp (1989):

“*Benchmarking* é a busca de melhores práticas para uma determinada atividade que irá garantir superioridade.”

Watson (1993):

“entrada contínua de novas informações para uma organização.”

Através da agregação de várias definições e especificações de *benchmarking* pode-se afirmar que [73]:

- O *benchmarking* ajuda as organizações a desenvolver uma atitude crítica em relação aos seus processos de negócio;
- O *benchmarking* encoraja um processo de aprendizagem permanente na organização e motiva a mudança e melhoria;
- Através da utilização do *benchmarking* uma empresa consegue encontrar novas fontes de melhoria e novas formas de fazer as coisas fora do seu ambiente;
- Através do *benchmarking* são estabelecidos pontos de referência para a medição da performance dos processos de negócio.

A realização de um *benchmarking* rege-se de alguns princípios, que se referem a seguir [74]:

- **Sistemático:** o *benchmarking* não é por si só um meio aleatório de obter informação, trata-se de um processo bem estruturado etapa a etapa (sistemático), com o objetivo de avaliar os melhores métodos de trabalho (melhores práticas) das organizações no mercado, a operarem no mesmo sector. A partir desta análise a outras organizações do mercado, torna-se possível comparar os seus produtos, serviços, processos e/ou atividades com as organizações detentoras das melhores práticas;
- **Contínuo:** uma vez que é um processo que visa a melhoria, o *benchmarking* necessita de continuidade para que possa ser eficaz. Este princípio impõe-se porque as práticas estão em permanente mudança, não podendo o processo ser desenvolvido apenas uma vez e depois descartado. Dado que as organizações com as melhores práticas estão em constante atualização, para se poderem manter na vanguarda, é necessário que quem leve a cabo um processo de *benchmarking* também o faça com uma certa continuidade para não cair no erro de o trabalho desenvolvido não ser efetivo e não produzir os efeitos desejados.
- **Avaliação:** o *benchmarking* tem como principal função avaliar um processo, e por isso as medições são parte integrante e essencial desse mesmo. As medições podem ser executadas de forma quantitativa, possibilitando uma medição analítica da diferença e a quantificação do tamanho da oportunidade; podem ainda ser executadas de forma qualitativa, descrevendo a oportunidade de mudança para as melhores práticas. Assim, a avaliação quantitativa identifica a diferença e a avaliação qualitativa identifica o porquê da diferença.
- **Produtos, Serviços e Processos:** o *benchmarking* tem a possibilidade de ser aplicado e adaptado a todas as vertentes de negócio, desde os produtos aos serviços básicos, pode ser aplicado ao processo para obter esses produtos e aplicado a todos os processos, práticas e métodos que constituem o suporte para conseguir que os *outputs* cheguem de forma eficaz ao cliente e correspondam às suas necessidades.

- **Melhores Práticas:** o processo de *benchmarking* concentra-se em atividades com maior êxito, contudo, pode ser um lapso analisar apenas os concorrentes diretos, uma vez que estes podem não possuir as melhores práticas. O *benchmarking* deve direcionar-se às organizações ou atividades de negócio que são reconhecidas como as melhores da indústria naquela atividade. A seleção dos parceiros de *benchmarking*, deve ser realizada com especial atenção uma vez que estes poderão determinar o sucesso/insucesso da análise.
- **Melhoria:** o intento final do *benchmarking* é a melhoria dos processos e atividades da organização através do consumo de tempo e recursos que auxiliam na criação de vantagem competitiva. Como já foi referido, o *benchmarking* compreende a continuidade, isto é, a melhoria contínua, reutilizando informação de várias formas.

3.1.2 - *Benchmarking* funcional

O processo de *benchmarking* é diferenciado por 4 tipos, o *benchmarking* interno, o *benchmarking* competitivo, o *benchmarking* funcional e o *benchmarking* genérico, sendo aplicados em função do âmbito de análise e avaliação que se pretende realizar [72].

No âmbito deste trabalho será realizado um *benchmarking* funcional e de forma genérica, com este tipo de *benchmarking* visa-se comparar uma função específica com as melhores práticas ou com outros processos similares, mas não iguais, dentro da mesma área de prestação de serviços, tendo por objetivo a comparação de processos ou negócios que apresentam alguma ligação, mesmo quando relacionados com outros sectores. Não se concentra somente em concorrentes diretos. Pode haver um sério risco de se alcançar um desempenho superior, caso seja esse o foco exclusivo das investigações. Existe um grande potencial para a identificação de concorrentes funcionais ou empresas líderes nas suas indústrias para tomar como referência, mesmo em indústrias diferentes.

Tendo em conta a definição e princípios subjacentes a um *benchmarking*, o tipo de *benchmarking* realizado neste trabalho (funcional) visa comparar uma função específica, como as condições técnicas de ligação e operação dos produtores ligados à rede de distribuição, entre diversos países que utilizam práticas e processos similares, de forma a utilizar a produção distribuída como um recurso para auxiliar a gestão e operação sector elétrico e energia.

3.1.3 - Fases de *Benchmarking*

O processo de *benchmarking* a ser desenvolvido, o qual tem um consenso alargado por diversos autores como referido em [73], tem como base a realização de cinco etapas principais: Planeamento, Análise, Integração, Ação e Maturidade, devendo seguir o ciclo de melhoria contínua, o ciclo PDCA (*Plan, Do, Check, and Act*).

De uma forma abrangente as cinco etapas visam:

Tabela 3.1.1 - Fases de um *benchmarking*.

PLANEAMENTO
- Identificar o que deve ser alvo de <i>benchmarking</i>; - Identificar parceiros de <i>benchmarking</i>; - Determinar o método de recolha de dados e recolher dados.
ANÁLISE
- Determinar a diferença de desempenho atual; - Projetar os futuros níveis de desempenho.
INTEGRAÇÃO
- Comunicar resultados e adquirir aceitação; - Estabelecer metas funcionais.
AÇÃO
- Elaborar planos de ação; - Implementar ações específicas e monitorizar o progresso; - Recalibrar o <i>benchmark</i>.
MATURIDADE
- Posição de liderança alcançada; - Práticas plenamente integradas nos processos.

Na fase de planeamento identificou-se o tema que iria ser alvo de *benchmarking*, através da realização do estado da arte, o qual se definiu que seria as condições técnicas de ligação à rede e operação dos produtores distribuídos. Posto isto identificaram-se conforme referido no ponto 2.5 do capítulo 1, os parceiros de *benchmarking*, que neste caso seriam os países com as melhores práticas ao nível das condições técnicas de ligação e operação à rede dos produtores distribuídos.

Ainda na fase de planeamento definiu-se o método de recolha de dados e realizou-se a recolha de dados. Ao nível do método de recolha de dados este cingiu-se ao estudo e consulta, na maioria dos casos, de informação pública dos regulamentos e normas técnicas dos países selecionados, emitidos por governos, entidades reguladoras, associações do sector elétrico e empresas congéneres ao ORT e ORD nacionais.

No que diz respeito à recolha de dados esta foi realizada numa primeira fase a nível interno e numa segunda fase a nível externo com o estudo e análise dos atuais quadros jurídicos nacionais e internacionais, que regulam a interação dos produtores distribuídos com as redes de distribuição.

Na fase de avaliação e estudo da documentação que permitiu obter a informação relativa ao tema em análise, foram sendo definidos os indicadores de desempenho, ou seja, critérios a serem comparados relativamente às condições técnicas estabelecidas para se poder realizar a ligação à rede e operação dos produtores distribuídos.

Na fase de análise para determinar a diferença de desempenho atual entre as condições de ligação e operação dos produtores distribuídos a nível nacional com as condições do mesmo tema a nível internacional recorreu-se a uma das ferramentas e técnicas do *benchmarking* [75] com a utilização de um método de tomada de decisão de múltiplos critérios (MCDM), o AHP. A descrição deste método será alvo de descrição em ponto subsequente por ser uma das metodologias utilizadas para o desenvolvimento do *benchmarking*.

Como parte final serão realizadas propostas de evolução às condições de ligação e operação dos produtores distribuídos ao nível da regulamentação nacional que visa projetar níveis futuros de desempenho.

A fase de integração será realizada com a apresentação e publicação final deste trabalho, onde serão comunicados os resultados e propostas de algumas metas funcionais a estabelecer, consistindo na definição de objetivos operacionais rumo à mudança.

Como já foi referido anteriormente este processo deve cumprir um ciclo de melhoria continua (PDCA), bem como se deve realizar até ao fim o processo de *benchmarking*, o qual não foi possível neste trabalho, dado o tempo necessário para realizar este trabalho não se enquadrar no tempo necessário para implementar um *benchmarking* deste tipo. Contudo no final deste trabalho serão realizadas pospostas para se dar seguimento às fases de ação e maturidade do processo de *benchmarking* iniciado nesta tese.

3.2 - *Analytic Hierarchy Process (AHP)*

O Prof. Thomas L. Saaty (1980) desenvolveu originalmente o *Analytic Hierarchy Process (AHP)* para permitir decisões em situações caracterizadas por múltiplos atributos e alternativas. O *AHP* é uma das técnicas de tomada de decisão de múltiplos critérios (MCDM), e tem sido aplicada com sucesso em muitas áreas [76].

O *Analytic Hierarchy Process* divide um problema complexo de múltiplos critérios (MCDM) num sistema de hierarquias. O método *AHP* lida com uma estrutura matricial ($m \times n$ onde m é o número de alternativas e n é o número de critérios). A matriz é construída usando a importância relativa das alternativas, relativamente a cada critério, ajudando a encontrar, dentro das possíveis alternativas, a que melhor se adequa às necessidades e compreensão do problema.

A metodologia é capaz de dividir uma situação complexa e não estruturada, em partes mais pequenas e organiza-as segundo uma ordem hierárquica (critérios, subcritérios, alternativas).

Esta metodologia é baseada em matemática e psicologia e fornece um quadro abrangente e racional de estruturação de um problema de decisão, permitindo a representação e quantificação dos seus elementos, de forma a relacionar esses elementos com objetivos gerais e avaliar soluções alternativas [77].

O método em questão (*AHP*), trata de problemas complexos que envolvem a consideração de múltiplos critérios/alternativas simultaneamente, tendo a capacidade de incorporar dados e avaliações de especialistas no modelo, de forma lógica. Para a realização das avaliações o método define uma escala (tabela 3.2.2) para se executar medições intangíveis (qualitativas) bem como um método de estabelecer prioridades para lidar com a interdependência de elementos do sistema (alternativas x critérios).

O método *AHP* converte as avaliações em valores numéricos (atribuição valores numéricos de 1 a 9) que podem ser processados e comparados, em toda a extensão do problema. Um peso numérico, uma cotação ou uma prioridade, é atribuído a cada elemento da hierarquia, permitindo que elementos diversos e muitas vezes não mensuráveis (avaliações subjetivas), possam ser comparados uns com os outros de uma forma racional. Esta capacidade distingue o *AHP* de outras técnicas de tomada de decisão e torna-o particularmente adequado a este estudo [77].

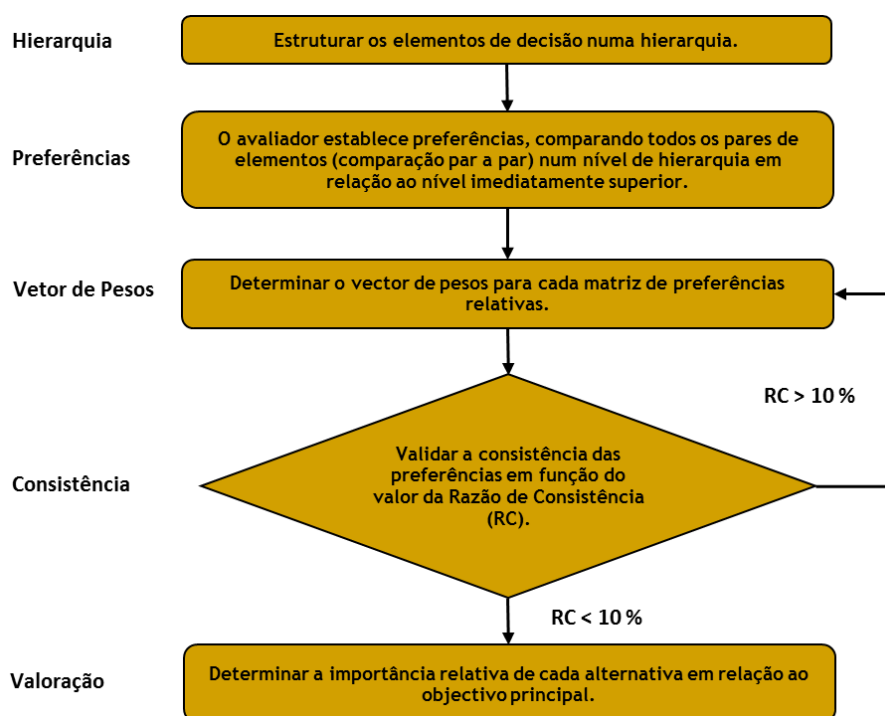


Figura 3.2.1 - Fases do método AHP.

Este método permite ainda a revisão das avaliações num curto espaço de tempo, uma vez que durante a sua execução é possível calcular a consistência das avaliações dos *experts*. Esta análise de consistência é uma das mais valias do método pois permite acomodar avaliações de um grupo, mesmo que não haja no seio deste, um consenso natural sobre a avaliação a dar sobre cada critério.

Através da agregação das avaliações de cada nível é possível determinar as prioridades globais de critérios/subcritérios/alternativas.

Uma abordagem de grau de importância é usada para calcular as prioridades/pesos dos critérios/subcritérios/alternativas para a matriz de comparação par a par. O grau de importância correspondente à maior importância ($\lambda_{\max}$) que deve ser calculada para determinar os vetores de peso dos critérios/subcritérios/alternativas. Pequenas alterações nos elementos da matriz de comparação par a par implicam uma pequena alteração em $\lambda_{\max}$ e o desvio de $\lambda_{\max}$ de n corresponde a um desvio de consistência. Isso é representado pelo Índice de Consistência (IC). O Índice aleatório (IR) é o índice de consistência de uma matriz de tamanho predefinido. O coeficiente de consistência (CR) é a razão de IC pela média IR para a matriz de mesmo tamanho. Um valor CR de 0,1 ou menor é considerado aceitável. De outro modo, deve ser realizada nova avaliação para melhorar a consistência e obter informações adicionais.

Para se tomar uma decisão de forma organizada e determinar prioridades é necessário, de acordo com a teoria do método, cumprir as seguintes fases [77] [78]:

1º - Definir o problema e determinar o tipo de conhecimento pretendido. Expor as suposições refletidas na definição do problema, identificar partes envolvidas, verificar como estas definem o problema bem como as formas de participação no método.

2º - Decompor e estruturar a decisão de forma hierárquica. A definição da hierarquia inicia-se no topo e deve ser realizado com a definição do objetivo principal da decisão, seguido dos critérios (de uma perspectiva mais ampla). Nos níveis intermédios dispõem-se os critérios (subcritérios) dos quais os elementos subsequentes dependem e no nível inferior dispõem-se as alternativas, conforme demonstrado na figura que se segue (figura 3.2.2).

Cada nó é dividido em níveis apropriados de detalhes (critérios e subcritérios). Quanto mais critérios, menos importante será cada critério individual e a compensação é feita pela atribuição de pesos para cada critério. É importante verificar que os níveis sejam consistentes internamente e completos e que as relações entre os níveis sejam claras.

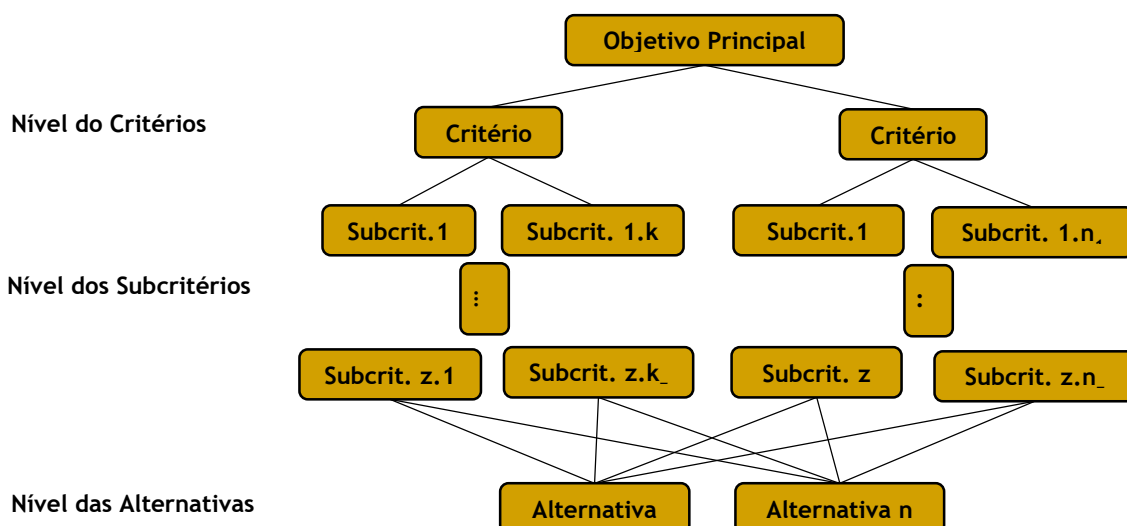


Figura 3.2.2 - Desenvolvimento da hierarquia de decisão do método AHP.

3º - Construir um conjunto de matrizes de comparação de pares de elementos (comparação par a par), em que cada elemento num nível superior é utilizado para comparar os elementos imediatamente abaixo, aos quais dizem respeito. Inicia-se a comparação das alternativas com os subcritérios (tabela 3.2.1) e consequentemente dos subcritérios com os critérios (tabela 3.2.1), até à comparação entre critérios que concorrem para o objetivo final (tabela 3.2.1). Uma vez que o problema é decomposto e a hierarquia é construída, começa o processo de ordenar por critérios por forma a determinar a importância relativa dentro de cada nível. A comparação e atribuição de importância começa no segundo nível e termina no nível mais baixo.

Tabela 3.2.1 - Matrizes de comparação de pares (exemplos) ao nível dos subcritérios, critérios e objetivo final.

Subcritério n	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Alternativa 1	1		
Alternativa 2		1	
Alternativa 3			1

Critério n	Subcritério 1	Subcritério 2	Subcritério 3
Subcritério 1	1		
Subcritério 2		1	
Subcritério 3			1

Objetivo Final	Critério 1	Critério 2	Critério 3
Critério 1	1		
Critério 2		1	
Critério 3			1

4º - Estabelecem-se as prioridades e atribuem-se as cotações, através da elaboração de várias avaliações baseadas em comparações de pares de elementos, de modo a obter uma prioridade global. Para realizar as comparações é necessária uma escala numérica relativa (tabela 3.2.2) que indica quantas vezes um elemento é mais importante ou dominante relativamente a outro elemento, de acordo com o critério referente ao qual estão a ser comparados.

A importância relativa entre dois critérios/subcritérios/alternativas (opções) é medida de acordo com uma escala numérica onde se supõe que a opção i é igual ou mais importante que a opção j. As frases na coluna "Explicação" da tabela 3.2.2 são apenas sugestivas e podem ser usadas para traduzir as avaliações qualitativas do decisor da importância relativa entre duas opções, de forma quantitativa. Também é possível atribuir valores intermédios que não correspondem a uma interpretação precisa (valores pares na tabela 3.2.2). Por outro lado, as

classificações podem, em geral, apresentar ligeiras inconsistências. No entanto estes não causam dificuldades para o desenvolvimento do método.

Tabela 3.2.2 - Escalas de avaliação do método AHP.

Nível de Importância	Definição	Explicação
1	Igual Importância	As duas atividades contribuem igualmente para o objetivo;
3	Fraca Importância	A experiência e a avaliação favorecem levemente uma atividade em relação à outra;
5	Forte Importância	A experiência e a avaliação favorecem fortemente uma atividade em relação à outra;
7	Muito Forte Importância	Uma atividade é bastante mais favorecida em relação a outra;
9	Importância Absoluta	A evidência favorece uma atividade em relação a outra com o mais alto grau de certeza;
2,4,6,8	Valores Intermédios	Quando se procura uma condição de compromisso entre duas definições.

A quantidade de avaliações necessárias será $m(m - 1) / 2$, para uma matriz $m \times m$, matriz real A , sendo m o número de linhas e colunas bem como o respectivo número de opções de avaliação considerados.

Seja $C = [C_j | j = 1, 2, \dots, n]$ o conjunto de critérios e $A = [a_{ij}]$ a matriz das comparações de importância das opções, onde $a_{ij} (i, j = 1, \dots, n)$ é o quociente dos pesos dos critérios (Saaty, 1991).

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & \dots & a_{1n} \\ \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix}, a_{ij} = 1, a_{ij} = 1/a_{ji}, a_{ij} \neq 0 \quad (1.3)$$

Cada entrada a_{ij} da matriz A representa a importância da opção i em relação à opção j . Se $a_{ij} > 1$, então a opção i é mais importante que a opção j , enquanto se $a_{ij} < 1$, então a opção i é menos importante que a opção j . Se as duas opções têm a mesma importância, então a entrada a_{ij} é 1. As entradas a_{ij} e a_{ji} satisfazem a seguinte restrição:

$$a_{ij} \times a_{ji} = 1 \quad (1.4)$$

Obviamente, $a_{ij} = 1$ para todos j .

A título de exemplo, o *expert* ou grupo *experts* avalia se a opção 1 domina o elemento opção 2. Se afirmativo, inserir o número na célula da linha da opção 1 com a coluna da Opção 2. A posição coluna opção 1 com linha opção 2 terá o valor recíproco. Assim prossegue-se o preenchimento das matrizes de acordo com o exemplo dado anteriormente.

Tabela 3.2.3 - Exemplo de preenchimento da matriz de comparação de pares.

	Opção 1	Opção 2	...	Opção j
Opção 1	1	Op. 1 vs Op. 2	...	Op. 1 vs Op. j
Opção 2	Op. 2 vs Op. 1	1	...	Op. 2 vs Op. j
...	...	...	1	...
Opção i	Op. i vs Op. 1	Op. i vs Op. 2	...	1

5º - Na fase que se segue é necessário recorrer a um processo matemático para normalizar e definir os pesos relativos para cada matriz.

O processo matemático a implementar envolve duas etapas consecutivas simples:

- 1) Cálculo do vetor de pesos dos critérios;
- 2) Cálculo do vetor de pesos das alternativas.

De uma forma global os vetores de pesos são obtidos no método, pela normalização de uma linha ou coluna da matriz, ou seja, calcula-se o vetor de peso relativo médio, e posteriormente obtêm-se os pesos relativos entre cada critério e das alternativas relativamente a cada critério.

Para o cálculo do vetor de pesos dos critérios, considera-se que, uma vez construída a matriz A (conforme descrito na fase 4), é possível obter a matriz A normalizada (A_{norm}) de comparação par a par, igualando a 1 a soma das entradas em cada coluna, isto é, cada entrada a_{ij} da matriz A_{norm} é calculada da seguinte forma:

$$a_{ij} = \frac{a_{ij}}{\sum_{l=1}^m a_{lj}} \quad (1.5)$$

Finalmente, o peso do vetor dos critérios w (que é um vetor de coluna dimensional m) é construído fazendo a média das entradas em cada linha de A_{norm} :

$$w_j = \frac{\sum_{l=1}^m a_{lj}}{m} \quad (1.6)$$

Para n critérios e m alternativas, os pesos relativos das alternativas relativo a todos os critérios formará uma matriz $m \times n$, assim sendo a matriz das avaliações das alternativas será uma matriz real S . Cada entrada s_{ij} de S representa a pontuação da alternativa i em relação ao critério j . Para derivar essas pontuações, é construída uma matriz $B^{(j)}$ de comparação par a par para cada um dos critérios $m, j = 1, \dots, m$. A matriz $B^{(j)}$ é uma matriz real $n \times n$, onde n é o número de alternativas avaliadas. Cada entrada $b_{ih}^{(j)}$ da matriz $B^{(j)}$ representa a avaliação da alternativa i comparada à alternativa h com respeito ao critério j . Se $b_{ih}^{(j)} > 1$, então alternativa i é melhor do que a alternativa h , se $b_{ih}^{(j)} < 1$ então a alternativa i é pior do que a alternativa h . Se as duas alternativas são avaliadas de igual forma em relação ao critério j , então a entrada é 1. As entradas e satisfazem a seguinte restrição:

$$b_{ih}^{(j)} \times b_{hi}^{(j)} = 1 \quad (1.7)$$

E $b_{ih}^{(j)} = 1$ para todos i .

A seguir o método aplica a cada matriz $B^{(j)}$ o mesmo procedimento descrito para o cálculo do vetor de pesos dos critérios, ou seja, divide cada entrada pela soma das entradas na mesma coluna e, em seguida, calcula a média das entradas em cada linha, obtendo assim os vetores de pontuação $s^{(j)}, j = 1, \dots, m$. O vetor $s^{(j)}$ contém as pontuações das alternativas avaliadas em relação ao critério j .

Finalmente, a matriz de pontuação S é obtida:

$$S = [s^1 \dots s^m] \quad (1.8)$$

Isto é, a coluna j de S corresponde a $s^{(j)}$.

6º - Obter a consistência das avaliações

Quando muitas comparações par a par são realizadas, normalmente surgem algumas inconsistências. Um exemplo é o seguinte, supondo que sejam considerados 3 critérios, e o avaliador, avalia que o primeiro critério é ligeiramente mais importante do que o segundo critério, enquanto o segundo critério é ligeiramente mais importante do que o terceiro critério. Uma inconsistência evidente surge se o avaliador, avaliar por engano que o terceiro critério é igual ou mais importante do que o primeiro critério. Por outro lado, surge uma ligeira inconsistência se o decisor avaliar que o primeiro critério é também ligeiramente mais importante do que o terceiro critério. Uma avaliação consistente seria, por exemplo, que o primeiro critério é mais importante do que o terceiro critério.

O AHP incorpora uma técnica eficaz para verificar a consistência das avaliações feitas pelo avaliador na construção de cada uma das matrizes de comparação par a par envolvidas no processo, nomeadamente as matrizes A e as matrizes $B^{(j)}$.

Para calcular a consistência da avaliação será necessário obter do elemento que corresponde à maior importância (λ_{max}), onde λ_i corresponde ao grau de importância de cada alternativa.

De referir que $w \times A = w \times \lambda$ e que no método:

$$w \times A = w \times \lambda_{max} \quad (1.9)$$

Para o cálculo de λ_{max} , utiliza-se a fórmula seguinte:

$$\lambda_{max} = \text{média do vetor } \frac{A \times w}{w} \quad (2.0)$$

Tendo em conta que a consistência é definida pela relação entre as entradas de A :

$$a_{ij} \times a_{jk} = a_{ik} \quad (2.1)$$

Se as comparações das importâncias forem completamente coerentes, a matriz A tem classe 1 e $w \times \lambda_{max} = n$, ou seja, para se obter a consistência de uma matriz recíproca positiva (matriz criada na 4ª fase), o grau de maior importância deveria ser igual a n (dimensão da matriz).

O grau de importância dá a ordem de prioridade e a maior importância é a medida de consistência da avaliação. O método procura obter a maior importância, λ_{max} , que pode ser calculada pela multiplicação da matriz de avaliações A , pelo vetor coluna de pesos calculado w , seguido da divisão desse novo vetor encontrado, AW , pelo peso relativo médio w , chegando-se ao valor de λ_{max} .

De realçar que a consistência das avaliações obtidas através do método AHP está estritamente relacionada com as comparações das importâncias.

Por fim, calcula-se o Índice de Consistência (IC):

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (2.2)$$

Finalmente a RC (Razão de Consistência), tendo em conta o que se pode concluir se as avaliações forem suficientemente coerentes, é calculado como a relação de IC e o RI (índice aleatório), como indicado na equação abaixo (Saaty, 1991), onde os valores do índice aleatório (RI) estão expressos na tabela 3.2.4.

$$RC = \frac{IC}{RI} \quad (2.3)$$

Tabela 3.2.4 - Valores do índice aleatório de consistência por índice de matriz.

Ordem da matriz	2	3	4	5	6	7	8	9
Valores de RI	0,00	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45

O valor de 10% é o limite superior aceite para RC . Se o RC exceder esse valor, o procedimento de avaliação tem de ser repetido para melhorar a coerência das avaliações.

7ª - Na fase final procede-se à análise das matrizes para estabelecer as prioridades locais e globais, comparar as alternativas e selecionar a melhor opção através do cálculo dos pesos globais das alternativas os quais são determinados pela soma da multiplicação dos pesos relativos de uma alternativa (vetor de pesos das alternativas) em relação aos pesos relativos dos critérios (vetor de pesos dos critérios) correspondentes, ou seja, uma vez que o vetor de pesos dos critérios w e o vetor de pesos das alternativas S foram calculados, o método obtém um vetor de pesos globais v multiplicando S e w :

$$v = S \times w \quad (2.4)$$

A entrada i , v_i de v representa a pontuação global atribuída à alternativa i . Como etapa final, o ranking de opções é realizado ordenando as pontuações globais em ordem decrescente.

3.3 - Estudo trânsito de potências

O cálculo do trânsito de potências é um dos estudos mais importantes realizado na análise de sistemas elétricos e é um recurso muito utilizado nas fases de planeamento, projeto e exploração do sistema elétrico de energia.

O cálculo do trânsito de potências permite conhecer o estado do sistema em regime estacionário, para um dado conjunto de cargas nos barramentos (centrais, subestações ou postos de transformação). Na análise de um sistema produção/transporte a potência ativa

fornecida pelos grupos é normalmente especificada, tendo em atenção o despacho económico dos grupos e a tensão nos barramentos produtores é mantida constante devido à ação dos sistemas de excitação dos alternadores. As cargas são normalmente representadas pelas suas potências ativas e reativas e é suposto não serem afetadas por pequenas flutuações de tensão e frequência que ocorrem na exploração do sistema em regime estacionário.

O trânsito de potências permite-nos determinar a tensão (em módulo e fase) nos barramentos de um sistema elétrico a partir da qual se determinarão as potências que circulam nos ramos da rede nessa configuração de produção/consumo. Estes estudos na atualidade são realizados por recurso ao cálculo automático e as equações, definindo o estado inicial do sistema, são resolvidas por técnicas numéricas específicas que tiram partido da estrutura particular do problema. Atendendo à evolução dos sistemas de cálculo automático, estes estudos são hoje realizados por programas computacionais para sistemas reais de grande dimensão, com sistemas de controlo incluídos, podendo, inclusivamente serem realizados em tempo real. Os trânsitos de potência podem fazer parte de estudos muito mais complexos, tais como análise de segurança (estudo de incidentes), estudos de otimização, despacho económico, fiabilidade, estabilidade, entre outros, justificando-se assim o cuidado com que estes programas devem ser elaborados e a importância que estes estudos assumem dentro da área da análise de redes.

Há vários métodos numéricos de resolução do problema de trânsito de potências, podendo, de uma forma simplificada, serem divididos em três categorias:

- métodos da matriz [Y];
- métodos da matriz [Z];
- métodos de Newton-Raphson.

Embora inicialmente os estudos de trânsito de potências tenham sido desenvolvidos e realizados para redes de transporte e interligação, hoje em dia, com o desenvolvimento do equipamento informático, são correntemente realizados pelas empresas de distribuição para estudos de redes de distribuição de alta e média tensão. Enquanto numa rede de transporte os barramentos representam as centrais produtoras e as subestações, numa rede de distribuição de alta e média tensão os barramentos representarão as subestações e os postos de transformação [79].

Para a resolução de um trânsito de potências precisamos, nomeadamente, de conhecer:

- Impedâncias de todos os elementos da rede;
- Potências ativas e reativas produzidas e consumidas na rede;
- Tensão (em módulo) nos barramentos com dispositivos de controlo de tensão.

Os dados a obter do trânsito de potências serão:

- Amplitude e argumento das tensões de todos os barramentos;
- Potência ativa e reativa produzida e consumida em todos os barramentos;
- Potências injetadas nas extremidades dos elementos (linhas e transformadores) da rede;
- Potência reativa produzida e consumida por todos os dispositivos de compensação existentes na rede;
- Perdas totais.

Na análise dos SEE, em vez de utilizar as respetivas unidades das grandezas elétricas (impedâncias, admitâncias, correntes, tensões e potências), é preferível exprimi-las por valores por unidade (p.u) cujos valores base podem ser calculados por:

$$I_b(kA) = \frac{S_b}{\sqrt{3} \times V_b} \quad (2.5)$$

$$Z_b(\Omega) = \frac{V_b}{\sqrt{3} \times I_b} = \frac{V_b^2}{S_b} \quad (2.6)$$

$$Y_b(S) = \frac{S_b}{V_b^2} \quad (2.7)$$

O trânsito de potências e a sua solução consiste nos seguintes passos:

- Formulação do modelo matemático representativo do sistema;

- Especificação do tipo de barramento e grandezas referentes a cada um;
- Solução numérica das equações do trânsito de energia, sendo obtidas as amplitudes e argumentos das tensões em todos os barramentos;
- Cálculo das potências transitadas nos ramos.

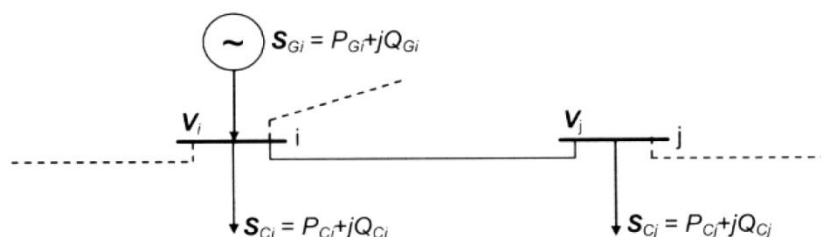


Figura 3.3.1 - Esquema unifilar de um barramento genérico (sistema com 2 barramentos) [79].

Por definição, a potência injetada num barramento é:

$$S_i = S_{Gi} - S_{Ci} = P_{Gi} - P_{Ci} + j(Q_{Gi} - Q_{Ci}) \quad (2.9)$$

sendo a corrente injetada nesse barramento dada pela equação:

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} \quad (3.0)$$

Relativamente à potência transitada nos ramos, esta é dada por:

$$S_{ij}^k = V_i \times (I_{ij}^k)^* \quad (3.1)$$

de onde se obtém também a corrente transitada nesses ramos:

$$I_{ij}^* = \left(\frac{S_{ij}^*}{V_i} \right)^* \quad (3.2)$$

Num sistema elétrico de energia existem três tipos de barramentos:

- Barramento de balanço (referência) - é obrigatório haver pelo menos um barramento de balanço no sistema, pois é neste barramento que é efetuado o fecho do balanço energético. As variáveis conhecidas são P_c e Q_c , as especificadas são V e θ , e as calculadas são P_G e Q_G .

- Barramento PQ (carga ou geração) - os barramentos de carga são modelados como barramentos PQ. As variáveis conhecidas são P_c e Q_c , as especificadas são P_G e Q_G , e as calculadas são V e θ .

- Barramento PV (geração) - os barramentos de geração podem ser modelados como barramentos PQ ou PV. As variáveis conhecidas são P_c e Q_c , as especificadas são P_G e V , e as calculadas são Q_G e θ .

O cálculo do trânsito de potências neste trabalho será realizado com o recurso a uma aplicação informática (PSS EXplore da Siemens) tendo por base os procedimentos do método numérico Newton-Raphson, processo iterativo do cálculo que se desenvolve nas seguintes fases [80]:

1. Estimar valores iniciais das tensões nos barramentos;

2. Calcular os erros de fecho ΔP_i e ΔQ_i entre os valores especificados e calculados das potências ativa e reativa, dados pelas seguintes equações:

$$P_i^{calc} = P_{Gi} - P_{Ci} = \sum_{j=1}^n V_i \times V_j \times [G_{ij} \times \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \times \sin(\theta_i - \theta_j)], i = 1, \dots, n \quad (3.3)$$

$$Q_i^{calc} = Q_{Gi} - Q_{Ci} = \sum_{j=1}^n V_i \times V_j \times [G_{ij} \times \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \times \cos(\theta_i - \theta_j)], i = 1, \dots, n \quad (3.4)$$

$$\Delta P_i^k = P_i^{esp} - P_i^{calc} \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_i^k = Q_i^{esp} - Q_i^{calc} \quad (3.6)$$

3. Calcular o Jacobiano $[J^k]$

$$[J^k] = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Esta matriz tem dimensão $2(n-1) \times 2(n-1)$ e é assimétrica, onde n corresponde ao número de barramentos.

Os elementos são obtidos da seguinte forma para $i \neq j$:

$$H_{ij} = L_{ij} = V_i \times V_j \times [G_{ij} \times \sin(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \times \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.8)$$

$$N_{ij} = -J_{ij} = V_i \times V_j \times [G_{ij} \times \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \times \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.9)$$

Para $i = j$ tem-se:

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} \times V_i^2 \quad (4.0)$$

$$N_{ii} = P_i + G_{ii} \times V_i^2 \quad (4.1)$$

$$J_{ii} = P_i - G_{ii} \times V_i^2 \quad (4.2)$$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii} \times V_i^2 \quad (4.3)$$

Estas sub-matrizes têm dimensões variadas de acordo com o sistema, nomeadamente ao número de barramentos PQ e PV .

$$[H] - [(n^o PQ + n^o PV) \times (n^o PQ + n^o PV)] \quad (4.4)$$

$$[N] - [(n^o PQ + n^o PV) \times (n^o PQ)] \quad (4.5)$$

$$[M] - [(n^o PQ) \times (n^o PQ + n^o PV)] \quad (4.6)$$

$$[L] - [(n^o PQ \times n^o PQ)] \quad (4.7)$$

4. Calcular os acréscimos $\Delta\theta$ e ΔV :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = [J^k] \times \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k / V^k \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

5. Para os barramentos do tipo PQ , atualizar os valores da amplitude e argumento da tensão, através da seguinte equação:

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \Delta V_i^k \quad (4.9)$$

$$\theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta\theta_i^k \quad (5.0)$$

6. Para os barramentos do tipo PV , atualizar o valor do argumento e calcular a potência reativa injetada:

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i \times V_j \times [G_{ij} \times \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \times \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (5.1)$$

7. Caso a potência reativa esteja fora dos limites máximo e mínimo impostos pelo gerador, reclassificar o barramento como falso PQ . Na iteração seguinte calcula-se a potência reativa (usando os valores especificados da tensão para todos os barramentos PV): se estiver dentro dos limites o barramento volta a ser classificado como PV .

8. Repetir todo o processo até se atingir a convergência, que é atingida quando os valores absolutos dos erros de fecho ΔP_i e ΔQ_i se tornarem inferiores a uma tolerância ε arbitrariamente pequena.

$$|\Delta P_i|, |\Delta Q_i| < \varepsilon \quad (5.2)$$

O trânsito de potências, no contexto do trabalho em causa, será realizado para detetar eventuais violações dos limites de potências nas linhas e violações de tensões nos barramentos de uma rede de teste (parte de uma rede real de alta tensão da RND) perante a condição de indisponibilidade de uma linha de alta tensão motivado por trabalhos programados (construção ou manutenção).

Com a condição de indisponibilidade será realizada, em paralelo um estudo com diferentes perfis de carga nas subestações e produção nas instalações de produção distribuída da rede de teste, os quais são designados por cenários.

Tabela 3.3.1 - Combinação de cenários de carga e produção.

Cenários	Carga	Produção
	Máxima	0%
		50%
		100%
	Mínima	0%
		50%
		100%

O Centro de Condução do ORD, no decurso do planeamento dos trabalhos programados, perante as ferramentas que possui, recorre a uma metodologia para estudo da indisponibilidade na rede de distribuição, incorporando o estudo de trânsito de potências.

A metodologia de estudo da indisponibilidade da rede de distribuição, o qual será adotada no desenvolvimento do trabalho, está estruturada nas seguintes condições que se enunciam a seguir:

- Validação topológica das instalações da RND AT (LAT's, SE's, PC's), da RNT (tensão de referência no PdE do ORT) e das instalações dos clientes e produtores AT;
- Especificação da configuração de recurso que vai ser avaliada no estudo, através da redefinição dos pontos normalmente abertos (NA's), considerando a indisponibilidade na RND AT;
- O carregamento das cargas e a imposição dos valores de produção na aplicação de trânsito de potências:

- **Carregamento das cargas nas SE's/ Clientes:** considerado os respetivos valores máximos/ mínimos das respetivas instalações de consumo;

- **Imposição da Produção:** modelização dos produtores considerando as respetivas potências de ligação.

- Execução do estudo de trânsito de potências com o objetivo avaliar/comparar alguns critérios, em diferentes configurações de rede (configuração normal de exploração vs. configuração de recurso);

Tabela 3.3.2 - Critérios a verificar na análise do estudo de trânsito de potências em função das configurações de rede.

Critérios Gerais - Configuração Normal de Exploração	Critérios Trabalhos Programados - Configuração de Recurso
- Quedas de tensão - 5%;	- Queda de tensão máxima: SE's (limitada à capacidade de regulação de tensão dos TP's); Clientes/ Produtores - 5%;
- Sobrecarga condutores/ TC - 0%;	- Sobretensões - 5%;
- Sobrecarga TP - 0%;	- Sobrecarga condutores/ TC - 0%;
- Produção (Potência de ligação);	- Sobrecarga TP - 0%;
- Privilégio manobras por telecomando;	- Minimização da limitação de produção na rede;
- Minimização das perdas técnicas.	- Privilégio manobras por telecomando.

- Para o estudo do trânsito de potências são considerados 6 cenários de configuração dos perfis de carga vs. Produção;
- Ações a serem realizadas perante os resultados obtidos nos cenários estudados:

- Perante a **inexistência de violações de tensões e de correntes**, a configuração de rede recursiva encontra-se validada; no caso de existir mais do que uma alternativa, a minimização das perdas técnicas poderá ser um critério decisivo, quanto à configuração de recurso a adotar, entre outros (ex.: impacto de incidentes na rede, quer ao nível da continuidade de serviço, como da qualidade de energia elétrica);

Perante a **existência de violações de tensão e/ ou corrente**, deverão ser consideradas as seguintes variáveis de atuação para proceder à sua eliminação: a

limitação de produção, a consideração de cenários de carga nas SE's inferiores à ponta e a alteração temporária da tensão de referência no PdE do ORT.

- No caso de existir mais do que uma alternativa de configuração de recurso, o processo de simulação repete-se.

Capítulo 4

Aplicação e validação da metodologia

4.1 - Iniciação de *Benchmarking*

4.1.1 - Planeamento

A abordagem inicial à aplicação da metodologia iniciou-se com a primeira fase de um processo de *benchmarking*, o planeamento.

Durante o planeamento, paralelo à fase do estado da arte, identificou-se o tema principal alvo de *benchmarking*, o qual foi definido como sendo as “condições técnicas de ligação à rede de distribuição e operação dos produtores distribuídos”.

O tema teve esta definição, uma vez que no decurso do estudo, análise e seleção da informação, a qual está esplanada no estudo da arte, foi percecionado que o principal fator que condiciona e por outro lado motiva a utilização da produção distribuída como recurso da rede de distribuição são as condições técnicas que os produtores devem possuir para se ligar à rede e para posteriormente operar de forma a se manterem em paralelo com esta, sem comprometer a segurança de ambos e a qualidade de serviço de exploração da rede.

O principal objetivo da imposição das condições técnicas de ligação e operação, visa numa primeira abordagem, que a operação em paralelo dos produtores com a rede não impacte e comprometa a operação e condução da rede através da alteração dos padrões qualidade de serviço técnico (ex. operar dentro dos limites de tensão e frequência estabelecidos) e numa segunda abordagem visa a contribuição para a segurança e estabilidade geral do sistema elétrico (ex. sistemas de proteção e suporte dinâmico de rede).

Além das abordagens referidas anteriormente as condições técnicas de ligação e operação dos produtores distribuídos podem ter como objetivo a participação na normalização das condições de exploração da rede, recuperando os padrões da qualidade de serviço, através da cedência das condições técnicas de operação do produtor para o operador de rede efetuar de forma eficaz a operação e condução da rede (ex. resposta de frequência, controlo de tensão, controlo de potência reativa e ativa). Ao ceder ao operador de rede, a utilização das condições técnicas de ligação e operação da instalação de produção, o produtor está a prestar um serviço ao operador de rede, os quais são denominados serviços auxiliares.

Ainda na fase de planeamento foram definidos quais os “parceiros de *benchmarking*” que numa primeira abordagem, iriam ser os países, mais propriamente a regulamentação e

normas técnicas destes mesmos, alvo de estudo, análise e seleção (ver ponto 2.5 capítulo 2) e numa segunda abordagem alvo de avaliação comparativa.

Não tendo o conhecimento à partida, em termos efetivos, de quais os países com as melhores práticas na implementação das condições técnicas de ligação à rede e operação, foi definido que se iria selecionar como parceiros de *benchmarking*, aqueles que em termos quantitativos tivessem à semelhança de Portugal, uma penetração elevada de produção nas redes de distribuição. Esta situação, tal como a situação portuguesa, deverá motivar a implementação destas condições técnicas para fazer face aos impactos da instalação da produção nas redes de distribuição.

Tendo por base, o critério enunciado no parágrafo anterior, foram selecionados os seguintes países: Espanha, Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Holanda e Itália.

De referir que o objetivo geral do *benchmarking* não é selecionar o país com os melhores regulamentos e normas técnicas que estabelecem as condições de técnicas e operação, mas selecionar os regulamentos, com as melhores condições técnicas de ligação e operação e que eventualmente possam incluir a seleção de regulamentos de mais que um país.

4.1.2 - Análise

A fase posterior ao planeamento foi a fase de análise onde se procurou determinar a diferença do desempenho atual entre as condições técnicas de ligação e operação estabelecidas no regulamentos e normas técnicas portuguesas e as internacionais, mas para que isto acontecesse foi necessário realizar uma avaliação comparativa entre os vários regulamentos, mais especificamente entre cada condição técnica de ligação e operação dos diferentes regulamentos.

4.1.2.1 - Definição de critérios e subcritérios

Para se realizar uma comparação foi necessário definir: o que comparar, como comparar bem como que escala usar e pesos (avaliações) atribuir. Neste contexto surge a necessidade de utilizar um método que comparasse diferentes funções técnicas, fatores, e características, utilizando uma escala e procedimento normalizado para atingir um objetivo comum. Da literatura pesquisada e estudada percebeu-se que os métodos que se enquadravam nas necessidades do desenvolvimento do trabalho são os métodos de decisão de múltiplos critérios (MCDM), no qual foi selecionado especificamente o método *AHP*, pelas suas características já referidas no capítulo 3.

A seguir são explicitadas as condições técnicas, funções técnicas, fatores e características selecionadas, bem como a forma como se relacionam e estruturam uma hierarquia por forma a darem entrada no método *AHP* como critérios e subcritérios.

As principais condições técnicas de ligação e operação selecionadas, num primeiro nível, dos diferentes regulamentos, a serem alvo de comparação, foram a frequência, a tensão, potência reativa, potência ativa e o suporte dinâmico de rede (*FRT*).

Além das condições técnicas enunciadas anteriormente, que envolvem direta ou indiretamente a ação sobre uma grandeza elétrica, foi definida mais uma condição que revela importância significativa quando se pretende obter informação e operacionalizar ações de controlo com entidades externas ao operador de rede. A característica em causa foi denominada controlo remoto que está assente nas infraestruturas e funcionalidades das comunicações.

No que diz respeito à seleção das condições técnicas de ligação e operação esta não abrangeu a totalidade das condições presentes nos regulamentos estudados, uma vez que nem todos concorrem diretamente para o objetivo principal (a produção distribuída como recurso de rede de distribuição), tais como as condições técnicas de controlo de qualidade de eletricidade (ex. taxa de harmónicos) e os sistemas de proteção, por serem condições técnicas já muito bem definidas, robustas e amplamente difundidas.

Num segundo nível incluído dentro de cada condição técnica de ligação e operação, foi percebido que existem diferentes funções técnicas que se expressam desde a operação dentro de uma banda definida para uma característica técnica (ex. frequência - 50 Hz +/- 0, 5 mHz) até diferentes níveis de controlo ou resposta às variações desta mesma característica aos terminais de um grupo gerador. As funções técnicas adstritas a cada condição técnica principal não estão presentes simultaneamente em todos os regulamentos e normas técnicas dos países, contudo para a sua seleção foi apenas necessário que fosse detetada durante a fase de estudo e análise num dos documentos.

Cada uma destas funções é possível perceber a sua definição e modo de operação no capítulo 2 nos pontos 2.3.1 e 2.5.

Ao nível das condições técnicas foram detetadas diferentes funções técnicas, que permitem a ação sobre grandezas elétricas, que a seguir se enunciam:

- Frequência: disparo por *setpoint*, deslastre escalonado por máximo de frequência, resposta à descida de frequência por controlo de potência ativa, resposta à subida de frequência por controlo de potência ativa e controlo de frequência;
- Tensão: banda de operação, controlo de tensão por injeção e absorção de potência, acordo de regulação fixo de tensão através da definição de uma tensão declarada e acordo de regulação de tensão por *setpoint*;
- Potência ativa: corte de injeção de potência, limitação de potência ativa por banda (ex: de 10 em 10%), limitação de potência ativa por *setpoint* (limitação unitária percentual), reserva girante - subida/descida de potência (*ramp rate*);
- Potência reativa: banda de operação, acordo fixo de injeção de potência reativa, acordo de injeção de potência reativa por *setpoint*, controlo automático de fator de potência;
- Suporte dinâmico de rede (*FRT*): *Low voltage ride through*, *High voltage ride through* e *Low voltage ride through* - injeção de potência reativa.

No que diz respeito à condição técnica do controlo remoto não foram selecionadas funções, mais sim características:

- Controlo remoto: informações, controlo de funções e operador.

Até este momento estando as condições técnicas identificadas e as suas respetivas funções e características, teríamos uma estrutura/hierarquia identificada e coerente para iniciar uma avaliação comparativa entre estas. Contudo ao longo de toda a informação consultada sobre os temas em questão foi percebido que a definição das condições técnicas de ligação e operação, com a instrução da implementação de determinadas funções associadas a cada característica técnica, não estão isoladas. As condições técnicas estão normalmente associadas a outros fatores que também são relevantes para integrar na avaliação comparativa, uma vez que muitos deles definem o âmbito, a abrangência, os motivos da aplicação bem como a forma de operacionalizar a ativação e ação das funções técnicas exigidas nas condições técnicas de ligação à rede de operação dos produtores distribuídos.

A cada condição técnica associaram-se os seguintes fatores, sendo alguns deles comuns entre diferentes condições técnicas:

- Frequência: tecnologia e potência;
- Tensão: tecnologia, potência, controlo remoto e serviço auxiliar;
- Potência ativa: motivo de ativação, tecnologia, potência, controlo remoto e serviço auxiliar;
- Potência reativa: tecnologia, potência, controlo remoto e serviço auxiliar;
- Suporte dinâmico: tecnologia e potência.

O fator tecnologia pretende diferenciar a aplicação das funções técnicas exigidas para dois tipos diferentes de produção, ou seja, para as instalações de produção com fontes primárias de energia renovável e para as instalações de produção com fontes primárias de energia não renovável.

Este fator foi definido uma vez que existem funções técnicas que são aplicadas em função da tecnologia de produção ser ou não de origem renovável, aplicando-se em determinados

casos, as funções técnicas exclusivas às instalações de produção de origem renovável ou noutros casos aplicam-se de igual forma aos dois tipos de tecnologia. Mesmo dentro do grupo das instalações de produção com fontes primárias de energia renovável a aplicação das funções técnicas pode ser distinta, podendo-se aplicar a uma determinada instalação cuja fonte primária é o vento e não a uma instalação de produção em que a fonte primária seja o sol.

O fator potência visa diferenciar a adoção das funções técnicas em função de diferentes níveis de potência de ligação das instalações de produção distribuída. Em determinados regulamentos e normas técnicas a adoção das funções técnicas é diferenciada por nível de potência, em que algumas delas só são exigidas a sua adoção pela instalação de produção acima de uma determinada potência de ligação ou até só são exigidas a sua adoção até uma determinada potência de ligação.

Relativamente ao fator controlo remoto, este foi definido uma vez que determinadas funções técnicas podem ser ativadas remotamente pela ação do operador da rede de distribuição, sendo esta situação diferenciadora do controlo exclusivo pelo produtor, pois garante mais autonomia e rapidez de execução bem como resposta a necessidades imediatas de estabilização das condições normais de exploração da rede.

O fator serviço auxiliar foi adotado como um fator a ser alvo de avaliação comparativa dado que a implementação da função técnica, com o objetivo de a dispor como recurso da rede de distribuição, é um serviço que o produtor irá disponibilizar ao operador de rede para operação e controlo da rede. Em determinados regulamentos e normas técnicas a implementação da função técnica é acompanhada da ativação do serviço auxiliar, sendo que este pode apresentar diferentes formas de ser ativado. O serviço auxiliar a prestar pelo produtor pode ser de caráter facultativo ou obrigatório e independentemente desta condição será ou não remunerado.

Outra vertente deste fator é que num primeiro nível a cedência do serviço é executada do produtor para o operador de rede, contudo a agregação destes serviços auxiliares por parte dos operadores de rede pode permitir que este possa prestar um serviço de rede a outra entidade do sistema elétrico que o solicite. A título de exemplo, com a função técnica de controlo de tensão imposta aos produtores como condição técnica de ligação e operação, o operador de rede de distribuição pode através da agregação de diversos serviços auxiliares requisitados aos produtores instalados nas suas redes, posteriormente fornecer o serviço auxiliar de controlo de tensão em determinado ponto de entrega da rede de transporte ao operador da rede de transporte.

O último fator definido foi o motivo de ativação pois para determinadas funções técnicas, estas têm diferentes pretextos para serem utilizadas, ou seja, as funções técnicas podem ser solicitadas pelo operador de rede ao produtor devido a trabalhos programados na rede, devido a contingência (incidente) ou até em situações de emergência porque poderá estar em risco a segurança da exploração da rede.

Ao nível da condição técnica do controlo remoto foram definidas três características uma vez que, para o operador de rede de distribuição perceber o impacto das ações de controlo sobre determinadas funções técnicas, este terá de ter disponíveis informações, tais como: a indicação de medidas de tensão, corrente e potências da instalação de produção bem como a indicação do estado (aberto/fechado e/ou desligado/ligado) de aparelhagem que permite a execução de paralelo com a rede (seccionadores e disjuntores).

Tendo o operador da rede de distribuição acesso às informações enunciadas anteriormente, para poder usar as condições técnicas como recurso da rede de distribuição, é deveras importante que haja controlo sobre determinadas grandezas elétricas, tais como o controlo de tensão, potência ativa e reativa, contudo este controlo pode ser executado diretamente pelo próprio operador de rede de distribuição através de comandos diretos no SCADA, ou solicitar ao próprio produtor ou até ao gestor de sistema estas ações de controlo.

Perante as informações selecionadas e hierarquias definidas o objetivo final será selecionar as melhores condições técnicas de entre todos os regulamentos/normas técnicas, e tendo sido identificadas 6 condições técnicas principais, alvos de estudo, ao nível do método AHP foram definidos 6 objetivos finais, com o objetivo de selecionar a melhor condição técnica da frequência, a melhor condição técnica de tensão, a melhor condição técnica da

potência ativa, a melhor condição técnica da potência reativa, a melhor condição técnica do suporte dinâmico de rede e a melhor condição técnica controle remoto.

4.1.2.2 - Estrutura hierárquica de decisão

As relações entre as condições técnicas, funções técnicas, fatores e características ao nível do método AHP são definidos como critérios e subcritérios os quais se especificam a seguir a hierarquia de decisão definida:

Tabela 4.1.1 - Critérios e subcritérios da condição técnica Frequência.

Condição Técnica	Critérios	Subcritérios
Frequência	Função Técnica	Resposta de frequência $f < (P)$
		Resposta de frequência $f > (P)$
		Controlo de frequência
		Deslastre escalonado $f >$
		Disparo por <i>setpoint</i>
	Tecnologia	Não renovável
		Renovável
		Renovável (diferenciação - solar, eólica)
	Potência	≤ 50 MW

Tabela 4.1.2 - Critérios e subcritérios da condição técnica Tensão.

Condição Técnica	Critérios	Subcritérios
Tensão	Função Técnica	Banda de Operação
		Controlo de tensão (injeção/absorção de potência reativa)
		Acordo de regulação fixo (tensão declarada/nominal)
		Acordo de regulação <i>setpoints</i>
	Tecnologia	Não renovável
		Renovável
		Renovável (diferenciação - solar, eólica)
	Potência	≤ 50 MW
	Controlo Remoto	Sim
	Serviço Auxiliar	Obrigatório/Facultativo
		Remunerado
		De Produtor para Operador da Rede de Distribuição
		De Operador da Rede de Distribuição - Operador de Rede de Transporte

Tabela 4.1.3 - Critérios e subcritérios da condição técnica Potência Ativa.

Condição Técnica	Critérios	Subcritérios
Potência Ativa	Função Técnica	Corte
		Limitação por banda
		Limitação por <i>setpoint</i>
		Reserva girante - subida/descida de potência (<i>ramp rate</i>).
	Motivo de Ativação	Contingência de rede - trabalho planeado
		Contingência de rede - incidente/violação de limites (com acordo)
		Contingência de rede - incidente/violação de limites (sem acordo)
		Emergência e Segurança da rede
	Tecnologia	Não renovável
		Renovável
	Potência	≤ 50 MW
	Controlo Remoto	Sim
	Serviço Auxiliar	Obrigatório/Facultativo
		Remunerado
		Remuneração uniforme por tecnologias

Tabela 4.1.4 - Critérios e subcritérios da condição técnica Potência Reativa.

Condição Técnica	Critérios	Subcritérios
Potência Reativa	Função Técnica	Banda
		Acordo de injeção fixo
		Acordo de injeção <i>setpoints</i>
		Controlo automático de fator de potência
	Tecnologia	Não renovável
		Renovável
		Renovável (diferenciação - solar, eólica)
	Potência	≤ 50 MW
	Controlo Remoto	Sim
	Serviço Auxiliar	Obrigatório/facultativo
		Remunerado

Tabela 4.1.5 - Critérios e subcritérios da condição técnica Suporte Dinâmico de Rede (FRT).

Condição Técnica	Critérios	Subcritérios
Suporte Dinâmico de Rede (FRT)	Função Técnica	<i>Low voltage ride through</i>
		<i>High voltage ride through</i>
		<i>Low voltage ride through</i> - Injeção de potência reativa
	Tecnologia	Não renovável
		Renovável
		Renovável (diferenciação - solar, eólica)
	Potência	≤ 50 MW

Tabela 4.1.6 - Critérios e subcritérios da condição técnica Controlo Remoto.

Condição Técnica	Critérios	Subcritérios
Controlo Remoto	Informações	Medidas
		Estado aparelhagem
	Controlo de funções	Tensão
		Ativa
		Reativa
	Operador	Operador da Rede de Distribuição
		Produtor
		Gestor de Sistema
	Tecnologia	Não renovável
		Renovável
		Renovável (diferenciação - solar, eólica)
	Potência	≤ 50 MW

4.1.2.3 - Preparação e motivos de avaliação

Antes da aplicação do método (AHP) para fazer a avaliação comparativa entre as diferentes condições técnicas presentes nos diversos regulamentos dos países selecionados, foi necessário atribuir a cada função técnica, fator e característica (ao nível dos subcritérios) um peso, o qual foi decidido que seria quantitativo. De referir que no ponto anterior (estrutura hierárquica de decisão) está explícita a identificação e a relação dos subcritérios de cada função técnica, fator e característica.

Para determinadas funções técnicas, fatores e características, a avaliação quantitativa foi expressa tendo em conta o mérito destes. A avaliação por mérito expressa a melhor solução que permite ao operador de rede de distribuição suprimir as suas necessidades de operação e controlo de rede em diferentes regimes de exploração (motivo de ativação - regime normal, contingência e emergência), em função das condições técnicas que dispõe para o efeito bem como da capacidade e alcance de operação sobre as funções técnicas.

Posto isto, numa primeira fase os subcritérios das funções técnicas, o fator: tecnologia e motivo de ativação bem como a característica: operador, associados a cada condição técnica, foram organizadas numa escala de 1 a 3 em função do seu mérito. A escala utilizada para

avaliar a relação e o mérito entre os diferentes subcritérios das funções técnicas, fator e característica, apenas tiveram o alcance de 1 a 3 pois acima destes valores não se acrescentaria valor à avaliação sendo a escala utilizada suficiente para a diferenciação por mérito.

Inicialmente foi realizada uma abordagem de organização por mérito das funções técnicas, fatores e características uma vez que a comparação relativa entre os critérios de cada função técnica, fator e característica, não revela diferentes pesos de avaliação entre estes, em função do avaliador e em função do regulamento e ou norma técnica onde estes estão especificados. A importância dos critérios de cada função técnica, fator e característica reside no mérito que estes possuem, para o operador da rede de distribuição os poder utilizar como recurso para a gestão da rede, sendo este mérito único e exclusivo aos critérios de cada função técnica, fator e característica, não estando associada a análises subjetivas.

Na ótica do operador da rede de distribuição, uma vez que este não é responsável direto pelo controle da frequência do sistema elétrico a função técnica que permite a ação sobre controle de frequência não é a mais valorizada, contudo não deixa de ser relevante que os produtores instalados na rede de distribuição tenham a capacidade para que de forma automática contribuam para o equilíbrio do sistema. Assim sendo, cada função técnica da frequência foi dada a seguinte cotação de acordo com a visão descrita anteriormente:

Tabela 4.1.7 - Avaliação de mérito da função técnica Frequência.

Condição Técnica - Frequência		Prioridades
Função Técnica	Resposta de frequência $f < (P)$	3
	Resposta de frequência $f > (P)$	3
	Controle de frequência	1
	Deslastre escalonado $f >$	2
	Disparo por <i>setpoint</i>	1

Relativamente ao controle de tensão, a função técnica mais valorizada que permite o controle da tensão da rede com recurso às capacidades dos produtores, é a função em que é possível dispor do controle fino através da imposição de valores para normalizar e estabilizar a tensão da rede (ex. característica de potência reativa/ tensão $Q(U)$). Não sendo possível o controle, melhor que permitir ao produtor operar dentro de uma banda de tensão, é poder acordar a operação deste de acordo com uma tensão declarada/nominal da rede (característica de fator de potência ativo $\cos \varphi (P)$).

Tabela 4.1.8 - Avaliação de mérito da função técnica Tensão.

Condição Técnica - Tensão		Prioridades
Função Técnica	Banda de Operação	1
	Controle de tensão (injeção/absorção potência reativa)	3
	Acordo de regulação fixo (tensão declarada/nominal)	2
	Acordo de regulação <i>setpoints</i>	3

Para a condição técnica potência ativa a função de controle mais valorizada é a limitação para qualquer valor de potência dentro de toda a banda da potência instalada (de 0% a 100%) da instalação de produção, de forma a otimizar o valor de potência a produzir com a capacidade disponível de distribuição sem ocorrer violação dos limites de corrente dos ativos de rede. Não sendo possível o controle fino, outro controle possível, mas menos valorizado, é a limitação por patamares de potência (ex. 60%, 30%, 10% da potência instalada). Para o distribuidor as funções técnicas de potência ativa, com maior interesse, são aquelas que permitem a redução de potência ativa pelas razões apresentadas anteriormente, contudo existem funções que possibilitam aos produtores aumentar/diminuir a sua produção de forma contínua e uniforme, fazendo o seguimento da variação do consumo (*ramp rate*) bem como operar em reserva girante para fazer face a um desequilíbrio de produção/consumo. Das funções de controle de potência ativa a função menos onerosa é o corte total de potência, uma vez que apesar de cumprir o objetivo de controlar eventuais violações na rede, não permite uma otimização dos recursos de produção disponíveis.

Tabela 4.1.9 - Avaliação de mérito da função técnica Potência Ativa.

Condição Técnica - Potência Ativa		Prioridades
Função Técnica	Corte	1
	Limitação por banda	2
	Limitação por set-point	3
	Reserva girante - subida/descida de potência (<i>ramp rate</i>)	2

Na condição técnica potência reativa a função com mais mérito é aquela que permite o controlo de potência reativa por *setpoint* enviado pelo operador da rede de distribuição ao produtor para este ajustar a potência reativa injetada na rede dentro de uma banda predefinida por forma a cumprir os intentos do distribuidor (limitação de perdas ou controlo de tensão). Menos importante que a função técnica anterior é a função que permite a injeção de potência reativa num nível de potência predefinido fixo (ex. baterias de condensadores). No mesmo pé de igualdade está o controlo automático do fator de potência, em que a injeção de potência reativa é variável em função da potência ativa gerada bem como da tensão da rede.

Tabela 4.1.10 - Avaliação de mérito da função técnica Potência Reativa.

Condição Técnica - Potência Reativa		Prioridades
Função Técnica	Banda	1
	Acordo de injeção fixo	2
	Acordo de injeção set-points	3
	Controlo automático de fator de potência	2

No que diz respeito à função técnica suporte dinâmico de rede, a função mais valorizada é aquela que permite aos produtores permanecerem ligados à rede durante a ocorrência de defeitos, mas que paralelamente possam compensar o abaixamento de tensão com a injeção de potência reativa, para fazer face às cavas de tensão.

A função técnica *High voltage ride through* é a menos valorizada, pois normalmente é utilizada para compensar a perda de geração, por exemplo por ausência da função *LVRT*, e por outro lado para fazer face aos deslastes elevados de carga, que normalmente ocorrem ao nível da rede de transporte por disparos de linhas de muito alta tensão com elevada capacidade de transporte.

Tabela 4.1.11 - Avaliação de mérito da função técnica Suporte Dinâmico de Rede (FRT).

Condição Técnica - Suporte Dinâmico (FRT)		Prioridades
Função Técnica	<i>Low voltage ride through</i>	2
	<i>High voltage ride through</i>	1
	<i>Low voltage ride through</i> - Injeção de potência reativa	3

Os produtores em regime especial em Portugal incluem as seguintes tecnologias:

- Cogeração (sem limite de potência), Eólica (sem limite de potência), Hídrica (<10 MW), Fotovoltaica (sem limite de potência), Biomassa (sem limite de potência), Biogás (sem limite de potência) e Resíduos sólidos urbanos (sem limite de potência).

A maior parte dos produtores em regime especial estão ligados à rede de distribuição no nível de tensão AT e MT com uma potência de ligação total em conjunto de 6465,66 MVA, representando 76,02% da potência total instalada e 61 % das instalações ligadas a todas as redes elétricas nacionais (RNT, RND e RNBT).

Tabela 4.1.12 - Potências instaladas por tecnologia de produção nas redes de distribuição AT e MT.

Tecnologia	Potência Instalada (MVA) - MT	Potência Instalada (MVA) - AT	Potência Instalada (MVA)
Cogeração	406,10	965,92	1372,02
Eólica	703,14	2864,91	3568,05
Hídrica	250,96	713,80	964,76
Fotovoltaica	191,69	65,12	256,80
Biomassa	38,80	99,50	138,30
Biogás	70,57	0,00	70,57
Resíduos sólidos urbanos	0,00	94,76	94,76
Ondas	0,40	0,00	0,40
Total	1661,65	4804,00	6465,66

Na rede AT está instalada uma potência de produção distribuída de 4804,00 MVA (74.30%) com a ligação de 161 instalações (28%) e na rede MT está instalada uma potência de 1447,40 MVA (25.70%) com a ligação de 454 instalações (72%).

A potência instalada está distribuída pelas diferentes tecnologias, sendo estas na maioria de origem renovável, com destaque para a produção eólica que representa 55% da potência ligada à rede de distribuição (AT e MT).

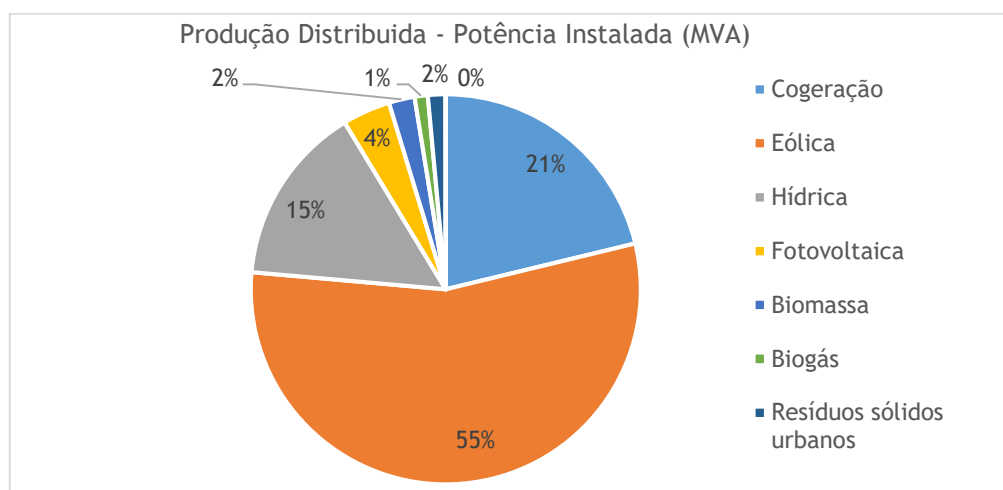


Figura 4.1.1 - Distribuição da potência instalada por tecnologia de produção em Portugal.

Pelos dados anteriormente apresentados percebe-se a valorização dada a cada característica do fator tecnologia.

Tabela 4.1.13 - Avaliação de mérito do fator Tecnologia.

Fator		Prioridades
Tecnologia	Não renovável	1
	Renovável	2
	Renovável (diferenciação +1 - solar, eólica)	3

Para o fator motivo de ativação, o mérito atribuído a cada característica resulta da combinação entre as responsabilidades do operador da rede de distribuição e da condição de exploração de rede. Em regime normal não será necessário recorrer a esta condição técnica, mas caso seja necessário a sua ativação, na ótica do distribuidor é mais valorizado a participação imediata do produtor na estabilização da exploração de rede em situações de contingência (violação dos limites técnicos de tensão da rede e corrente nas linhas), e que esta situação seja à partida garantida como imposição regulamentar não sujeita a acordo entre as partes. Contudo caso esta situação não seja aplicável, que ao menos seja possível recorrer à ativação da função técnica com acordo do produtor, por situações de incidentes ou trabalhos programados na rede de distribuição.

Embora a ativação de determinadas funções técnicas tenha maior interesse nos momentos em que o sistema elétrico se depara com uma emergência com a degradação da segurança de exploração, a gestão e coordenação destas ocorrências não são da responsabilidade do ORD.

Tabela 4.1.14 - Avaliação de mérito do fator Motivo de Ativação.

Fator		Prioridades
Motivo de Ativação	Contingência de rede - trabalho planeado	2
	Contingência de rede - incidente/violação de limites (com acordo)	2
	Contingência de rede - incidente/violação de limites (sem acordo)	3
	Emergência e Segurança da rede	1

A característica operador associada à condição técnica acesso remoto, é valorizada de acordo com a autonomia que é dada ao operador da rede de distribuição para operar diretamente nas funções técnicas disponibilizadas pelos produtores instalados na rede de distribuição, sem intervenção de outras entidades do sistema elétrico.

Tabela 4.1.15 - Avaliação de mérito do fator Operador.

Característica		Prioridades
Operador	Operador da Rede de Distribuição	3
	Produtor	2
	Gestor de Sistema	1

No que diz respeito aos restantes fatores: serviços auxiliares e controlo remoto, bem como características: informações e controlo de funções, enquadrados ao nível dos subcritérios, a avaliação quantitativa foi realizada através da adição unitária de pesos em função da presença de determinado subcritério detetado na fase de estudo e análise dos regulamentos e ou normas técnicas dos diferentes países.

Tabela 4.1.16 - Características do fator Serviço Auxiliar (condição técnica Tensão).

Fator (associado à condição técnica tensão)		Prioridades
Serviço Auxiliar	Obrigatório/Facultativo	1
	Remunerado	1
	Produtor - Operador da Rede de Distribuição	1
	Operador da Rede de Distribuição - Operador da rede Transporte	1

Tabela 4.1.17 - Características do fator Serviço Auxiliar (condição técnica Potência Ativa).

Fator (associado à condição técnica potência ativa)		Prioridades
Serviço Auxiliar	Obrigatório/Facultativo	1
	Remunerado	1
	Remuneração uniforme por tecnologias	1

Tabela 4.1.18 - Características do fator Serviço Auxiliar (condição técnica Potência Reativa).

Fator (associado à condição técnica potência reativa)		Prioridades
Serviço Auxiliar	Obrigatório/facultativo	1
	Remunerado	1

Tabela 4.1.19 - Característica Informações da condição técnica Controlo Remoto.

Característica		Prioridades
Informações	Medidas	1
	Estado aparelhagem	1

Tabela 4.1.20 - Característica Controlo de funções da condição técnica Controlo Remoto.

Característica	Prioridades
Controlo de funções	Tensão
	Ativa
	Reativa

Um fator em que avaliação correspondeu exatamente aos valores interpretados dos regulamentos foi o da potência. Considerou-se que a valorização deste fator seria tida em conta se a potência dos produtores para a afetação da cada função técnica se enquadrasse dentro do limite máximo $P_{\text{ligação}} \leq 50 \text{ MW}$ permitido à instalação de produção para esta ser ligada à rede de distribuição em Portugal.

Dentro da gama apurada (de 0 a 50 MW) seria realizada a avaliação por comparação com os limites de potência detetados em cada regulamento para ativação das funções técnicas.

Tabela 4.1.21 - Fator Potência.

Fator	Prioridades
Potência	$\leq 50 \text{ MW}$

Para inserção dos valores atribuídos às funções técnicas, fatores e características, em função do mérito ou deteção, no nível dos subcritérios do processo do método *AHP*, recorreu-se à normalização dos valores, para os enquadrar nas avaliações da escala definida pelo método (*AHP*).

Para a normalização dos valores utilizou-se a seguinte expressão [81]:

$$ns = \frac{nub-nlb}{oub-olb}(os - olb) + nlb \quad (5.3)$$

Onde ns é o novo valor, nub é o maior valor da nova escala, nlb é o menor valor da nova escala, oub é o maior valor da escala original, olb é o menor valor da escala original, e os é o valor atribuído ao subcritério na escala original.

Esta normalização acaba por ser uma transformação geométrica linear:

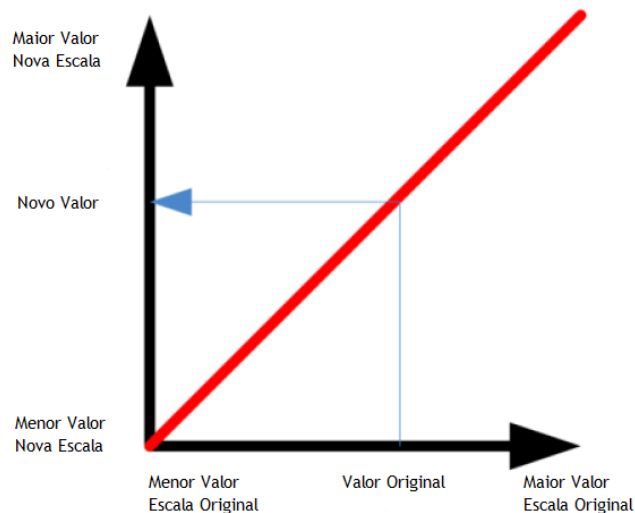


Figura 4.1.2 - Normalização de valores por transformação geométrica linear.

Se a avaliação dos subcritérios (2ª nível da hierarquia de decisão), relativos às funções técnicas, fatores e características foi quantitativa pelas razões anteriormente explanadas, no que concerne à avaliação dos critérios (1º nível da hierarquia de decisão), esta foi realizada de forma qualitativa através da opinião dos *experts* de operação e condução de rede pertencentes ao operador de rede de distribuição (EDP Distribuição). A avaliação dos *experts* foi realizada à relação entre estes critérios (funções técnicas, fatores e características), procurando atribuir um peso relativo entre estes, de acordo com a sua experiência. Esta

avaliação expressa a importância relativa entre os critérios, sendo atribuído os níveis de avaliação perante o nível de preponderância de cada critério para o alcance do objetivo final.

A avaliação foi realizada por 10 *experts* e para que estes possuísem os mesmos conhecimentos relativamente à aplicação do método bem como da hierarquia de decisão (critérios e subcritérios), foram agendas no decorrer do desenvolvimento do trabalho 4 reuniões. Nestas reuniões foram dados a conhecer os objetivos do trabalho, a forma como se obteve e estruturou a hierarquia de decisão, os procedimentos de aplicação do método *AHP*, para que estes de forma autónoma, contribuíssem para a avaliação dos critérios de decisão.

4.1.3 - Avaliação das condições técnicas de ligação e operação

Nesta fase do trabalho serão apresentados os resultados da avaliação comparativa que permitiu selecionar o melhor regulamento/norma técnica para cada condição técnica, bem como a descrição da comparação entre os diversos critérios e subcritérios de cada regulamento.

De referir que apenas será feita uma descrição mais exaustiva da aplicação do método *AHP* na condição técnica frequência para se dar a perceber a sua aplicação. Esta ação não será realizada nas restantes condições técnicas (tensão, potência ativa, potência reativa, suporte dinâmico de rede e controlo remoto) pois esta fase do trabalho ficaria demasiado extensa.

Outro aspeto a ter em consideração é que a maioria das informações, tidas em conta para realizar a avaliação de cada condição técnica, estão contidas no ponto 2.5 no capítulo 2.

4.1.3.1 - Avaliação condição técnica: frequência

Na fase inicial, aplicando a escala do método *AHP*, realizou-se a avaliação comparativa entre os diversos regulamentos relativamente a cada característica da função técnica frequência. Para dar entrada na matriz de comparação apenas foi necessário que nos regulamentos estudados estivesse descrita a função alvo de avaliação/comparação, realizando-se posteriormente a comparação das alternativas ao nível dos subcritérios.

Para a característica da função técnica frequência: resposta à descida de frequência por controlo de potência ativa (Resposta de frequência $f < (P)$) constatou-se que esta função é aplicada somente nos regulamentos do Reino Unido (RU), Alemanha (A), Dinamarca (D) e Itália (I).

Posto isto a matriz de comparação de pares resultante foi a seguinte (aplicando a equação 1.3):

Tabela 4.1.22 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Resposta de Frequência $f < (P)$.

Função/Resposta de frequência $f < (P)$	P	E	RU	A	D	H	I
Portugal (P)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	0.11
Espanha (E)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	0.11
Reino Unido (RU)	9.00	9.00	1.00	9.00	1.00	9.00	1.00
Alemanha (A)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	0.11
Dinamarca (D)	9.00	9.00	1.00	9.00	1.00	9.00	1.00
Holanda (H)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	0.11
Itália (I)	9.00	9.00	1.00	9.00	1.00	9.00	1.00
	31.00	31.00	3.44	31.00	3.44	31.00	3.44

O próximo passo realizado, permitiu obter a matriz normalizada (equação 1.4) e posteriormente calcular a avaliação relativa ou peso relativo (equação 1.5), entre cada alternativa relativamente à característica resposta de frequência $f < (P)$:

Tabela 4.1.23 - Matriz normalizada das avaliações entre as alternativas ao nível do subcritério Resposta de Frequência $f < (P)$.

Função/Resposta de frequência $f < (P)$	P	E	RU	A	D	H	I	Pesos	Porcentagem %
Portugal (P)	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Espanha (E)	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Reino Unido (RU)	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	29%
Alemanha (A)	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Dinamarca (D)	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	29%
Holanda (H)	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Itália (I)	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	29%
	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	100%

Encontrados os pesos relativos calculou-se a consistência das avaliações efetuadas (equação 2.0, 2.2 e 2.3):

Tabela 4.1.24 - Cálculo da Razão de Consistência da avaliação relativa entre as alternativas ao nível do subcritério Resposta de Frequência $f < (P)$.

$\lambda_{\max}$	7.00
IC	0.00
RI	1.32
RC	0.00%
	Consistente

Uma vez que a consistência a razão de consistência é inferior a 10% a avaliação é válida.

Este processo repete-se para as restantes características da função técnica frequência bem como para o fator tecnologia associado à condição técnica frequência. A seguir para as características: resposta à subida de frequência por controlo de potência ativa (Resposta de frequência $f > (P)$), controlo de frequência, deslastre escalonado por máximo de frequência (Deslastre escalonado $f >$), disparo por *setpoint* e para o fator tecnologia serão apresentadas as matrizes de comparação de pares das alternativas relativamente a cada subcritério (características das funções técnicas e características fator tecnologia) bem como as informações que permitiram obter esta avaliação. Os pesos relativos obtidos entre cada comparação serão expostos na tabela 4.1.40. De referir que em todas as matrizes de comparação das características foi obtida uma consistência válida (Anexo 2).

A característica resposta à subida de frequência por controlo de potência ativa (Resposta de frequência $f > (P)$) apenas estava presente nos regulamentos da Alemanha (A), Dinamarca (D) e Itália (I).

Tabela 4.1.25 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Resposta de Frequência $f > (P)$.

Função/Resposta de frequência $f > (P)$	P	E	RU	A	D	H	I
Portugal (P)	1.00	1.00	1.00	0.11	0.11	1.00	0.11
Espanha (E)	1.00	1.00	1.00	0.11	0.11	1.00	0.11
Reino Unido (RU)	1.00	1.00	1.00	0.11	0.11	1.00	0.11
Alemanha (A)	9.00	9.00	9.00	1.00	1.00	9.00	1.00
Dinamarca (D)	9.00	9.00	9.00	1.00	1.00	9.00	1.00
Holanda (H)	1.00	1.00	1.00	0.11	0.11	1.00	0.11
Itália (I)	9.00	9.00	9.00	1.00	1.00	9.00	1.00

Para a característica controlo de frequência apenas foram encontradas referências nos regulamentos/normas técnicas do Reino Unido (RU) e da Dinamarca (D).

Tabela 4.1.26 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Controlo de frequência.

Função/Controlo de frequência	P	E	RU	A	D	H	I
Portugal (P)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	1.00
Espanha (E)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	1.00
Reino Unido (RU)	9.00	9.00	1.00	9.00	1.00	9.00	9.00
Alemanha (A)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	1.00
Dinamarca (D)	9.00	9.00	1.00	9.00	1.00	9.00	9.00
Holanda (H)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	1.00
Itália (I)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	1.00

A característica deslastre escalonado por máximo de frequência apenas é imposta nos regulamentos de Espanha (E).

Tabela 4.1.27 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Deslastre escalonado $f >$.

Função/Deslastre escalonado $f >$	P	E	RU	A	D	H	I
Portugal (P)	1.00	0.11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Espanha (E)	9.00	1.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
Reino Unido (RU)	1.00	0.11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Alemanha (A)	1.00	0.11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Dinamarca (D)	1.00	0.11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Holanda (H)	1.00	0.11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Itália (I)	1.00	0.11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

No que diz respeito à característica por disparo por *setpoint*, esta é imposta em todos os regulamentos dos países analisados.

Tabela 4.1.28 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Disparo por *setpoint*.

Função/Disparo por <i>setpoint</i>	P	E	RU	A	D	H	I
Portugal (P)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Espanha (E)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Reino Unido (RU)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Alemanha (A)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Dinamarca (D)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Holanda (H)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Itália (I)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Calculados os pesos relativos de cada característica das funções técnicas para cada alternativa, posteriormente procedeu-se ao cálculo dos pesos relativos de cada característica dos fatores associados à condição técnica frequência.

A condição técnica frequência é aplicada em ambas as tecnologias (em instalações de produção com fontes primárias de origem não renovável e renovável), em todos os países analisados. Apenas se destacam os regulamentos do Reino Unido (RU), Dinamarca (D) e Itália (I). No Reino Unido (RU) a distinção é feita principalmente ao nível da tecnologia de ligação à rede (ligação direta ou com inversores). Na Dinamarca (D) e na Itália (I) as funções técnicas são exigidas às instalações de produção eólica e fotovoltaica.

Tabela 4.1.29 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Não Renovável.

Tecnologia/Não Renovável	P	E	RU	A	D	H	I
Portugal (P)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Espanha (E)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Reino Unido (RU)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Alemanha (A)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Dinamarca (D)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Holanda (H)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Itália (I)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabela 4.1.30 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Renovável.

Tecnologia/Renovável	P	E	RU	A	D	H	I
Portugal (P)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Espanha (E)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Reino Unido (RU)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Alemanha (A)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Dinamarca (D)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Holanda (H)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Itália (I)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabela 4.1.31 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do subcritério Renovável (Diferenciação).

Tecnologia/Renovável (Diferenciação)	P	E	RU	A	D	H	I
Portugal (P)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	0.11
Espanha (E)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	0.11
Reino Unido (RU)	9.00	9.00	1.00	9.00	1.00	9.00	1.00
Alemanha (A)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	0.11
Dinamarca (D)	9.00	9.00	1.00	9.00	1.00	9.00	1.00
Holanda (H)	1.00	1.00	0.11	1.00	0.11	1.00	0.11
Itália (I)	9.00	9.00	1.00	9.00	1.00	9.00	1.00

Enquanto as anteriores avaliações foram realizadas ao nível dos subcritérios, para o fator potência a avaliação de comparação de pares foi realizada ao nível dos critérios uma vez que este fator não possui outras características no nível dos subcritérios. Posto isto foi executada a atribuição de pesos relativos entre cada alternativa para o fator potência associado à condição técnica frequência.

Como foi descrito anteriormente, a atribuição da avaliação ao fator potência, foi obtida através da comparação do nível de potência, em que as funções técnicas diferenciadoras da frequência entre cada país são utilizadas, com o intervalo de potência máxima que as instalações de produção podem ter para se ligarem à rede de distribuição ($P_{\text{ligação}} \leq 50 \text{ MW}$).

Na Espanha (E) a função de deslastres escalonado é aplicado às instalações de produção com potência acima de 10 MW. No que diz respeito às funções de resposta automática às variações de frequência só se aplicam às instalações de produção, no Reino Unido acima de 50 MW, na Alemanha acima de 150 kW, na Holanda acima de 300 kW e na Itália acima de 200 kW. Na Dinamarca (D) a função de controlo de frequência e resposta às variações de frequência aplicam-se a instalações acima de 11 kW.

A título de exemplo para diferenciar a avaliação do fator potência usou-se a seguinte expressão proposta:

$$\text{Avaliação fator potência} = \frac{P_{\text{ligação Portugal}} - P_{\text{mínima de aplicação de função técnica}}}{P_{\text{ligação Portugal}}} \quad (5.4)$$

Posteriormente aos valores obtidos realizou-se a normalização dos valores para a escala do método AHP, que estão expressos na tabela seguinte:

Tabela 4.1.32 - Matriz de comparação de pares entre alternativas ao nível do critério Potência.

Frequência/Potência	P	E	RU	A	D	H	I
Portugal (P)	1.00	3.00	9.00	2.00	1.00	2.00	2.00
Espanha (E)	0.33	1.00	7.00	0.50	0.33	0.50	0.50
Reino Unido (RU)	0.11	0.14	1.00	0.13	0.11	0.13	0.13
Alemanha (A)	0.50	2.00	8.00	1.00	0.50	1.00	1.00
Dinamarca (D)	1.00	3.00	9.00	2.00	1.00	2.00	2.00
Holanda (H)	0.50	2.00	8.00	1.00	0.50	1.00	1.00
Itália (I)	0.50	2.00	8.00	1.00	0.50	1.00	1.00

Efetuada a avaliação entre cada alternativa ao nível dos subcritérios procedeu-se na próxima fase à avaliação relativa dos critérios, ou seja, atribuíram-se pesos relativos entre

cada subcritério (características da função técnica e do fator tecnologia) ao nível dos critérios (função técnica frequência e fator tecnologia associados à condição técnica frequência).

A este nível serão aplicadas as valorizações atribuídas por mérito às características das funções técnicas frequência e do fator tecnologia para realizar a avaliação comparativa entre estes.

Após aplicação da normalização foram determinados as avaliações de acordo com a escala do método *AHP*, que se traduziram nas avaliações comparativas entre subcritérios, expressas nas próximas tabelas

De referir que o processo é idêntico ao do nível anterior, em que será construída numa primeira fase a matriz de comparação de pares, na segunda fase obtida a avaliação relativa ou peso relativo entre cada subcritério (características da função técnica e do fator tecnologia) relativamente a cada critério (função técnica e fatores associados à condição técnica frequência) e na terceira fase a validação da coerência das avaliações.

Tabela 4.1.33 - Matriz de comparação de pares entre subcritérios ao nível do critério Função Técnica Frequência.

Condição Técnica Frequência/Função Técnica	Resposta de frequência f < (P)	Resposta de frequência f > (P)	Controlo de frequência	Deslastre escalonado f >	Disparo por setpoint
Resposta de frequência f < (P)	1.00	1.00	9.00	5.00	9.00
Resposta de frequência f > (P)	1.00	1.00	9.00	5.00	9.00
Controlo de frequência	0.11	0.11	1.00	0.20	1.00
Deslastre escalonado f >	0.20	0.20	5.00	1.00	5.00
Disparo por setpoint	0.11	0.11	1.00	0.20	1.00
	2.42	2.42	25.00	11.40	25.00

Tabela 4.1.34 - Matriz normalizada das avaliações entre subcritérios ao nível do critério Função Técnica Frequência.

Condição Técnica Frequência/Função Técnica	Resposta de frequência f < (P)	Resposta de frequência f > (P)	Controlo de frequência	Deslastre escalonado f >	Disparo por setpoint	Pesos	Percentagem %
Resposta de frequência f < (P)	0.41	0.41	0.36	0.44	0.36	0.40	40%
Resposta de frequência f > (P)	0.41	0.41	0.36	0.44	0.36	0.40	40%
Controlo de frequência	0.05	0.05	0.04	0.02	0.04	0.04	4%
Deslastre escalonado f >	0.08	0.08	0.20	0.09	0.20	0.13	13%
Disparo por setpoint	0.05	0.05	0.04	0.02	0.04	0.04	4%
	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	100%

Tabela 4.1.35 - Cálculo da Razão de Consistência da avaliação relativa entre os subcritérios ao nível do critério Função Técnica Frequência.

$\lambda_{\max}$	5.18
------------------	------

IC	0.04
RI	1.12
RC	3.92%
	Consistente

Tabela 4.1.36 - Matriz de comparação de pares entre subcritérios ao nível do critério Tecnologia.

Frequência/Tecnologia	Não renovável	Renovável	Renovável (Diferenciação)
Não renovável	1.00	0.25	0.11
Renovável	4.00	1.00	0.25
Renovável (Diferenciação)	9.00	4.00	1.00

O último nível da avaliação de comparação de pares realizado foi a avaliação relativa da condição técnica frequência, ou seja, atribuíram-se pesos relativos entre cada critério (função técnica frequência, fator tecnologia e fator potência) ao nível do objetivo final (seleção da melhor condição técnica frequência).

Os pesos relativos a cada critério foram obtidos pela média de avaliação de comparação de pares realizada por 10 colaboradores do ORD com experiência firmada na operação e condução de rede de distribuição (Anexo 3).

Para cada uma das avaliações dos *experts* também foi realizada a matriz de comparações de pares, obtido o peso relativo entre cada critério, bem como calculada a consistência de cada avaliação.

Tabela 4.1.37 - Matriz de comparação de pares entre critérios ao nível do objetivo final Condição Técnica Frequência.

Condição Técnica Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência
Função	1.00	5.22	4.56
Tecnologia	0.19	1.00	0.96
Nível de potência	0.22	1.04	1.00
	1.41	7.26	6.52

Tabela 4.1.38 - Matriz normalizada das avaliações entre critérios ao nível do objetivo final Condição Técnica Frequência.

Condição Técnica Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %
Função	0.71	0.72	0.70	0.71	71%
Tecnologia	0.14	0.14	0.15	0.14	14%
Nível de potência	0.16	0.14	0.15	0.15	15%
	1.00	1.00	1.00	1.00	100%

Tabela 4.1.39 - Cálculo da Razão de Consistência da avaliação relativa entre os critérios ao nível do objetivo final Condição Técnica Frequência.

$\lambda_{\max}$	3.00
IC	0.00
RI	0.58
RC	0.09%
	Consistente

Para selecionar a melhor condição técnica frequência (objetivo final), percebeu-se que a maioria das avaliações dos *experts* atribuiu maior preponderância à função técnica (71%) e posteriormente consideraram que entre o fator tecnologia e potência, o fator tecnologia (15%) é mais valorizado do que o fator potência (14%).

Na fase final procedeu-se à seleção do regulamento (afeto a determinado país) através a multiplicação das várias avaliações (vetor de pesos globais, equação 2.4) realizadas nos diferentes níveis (alternativa, subcritérios e critérios).

Assim sendo verificou-se que, de acordo com os subcritérios e critérios selecionados, agregada à avaliação atribuída a cada um deles, que os regulamentos/normas técnicas que possuem as melhores práticas no que concerne à aplicação da condição técnica da frequência são os que estão em vigor na Dinamarca (D), obtendo-se um valor de 25,53% com recurso aos procedimentos de avaliação do método *AHP*, integrado na estrutura hierárquica definida para a avaliação da condição técnica da frequência.

Tabela 4.1.40 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Frequência

	Critério	Subcritério		Alternativas						
				P	E	RU	A	D	H	I
Condição Técnica Frequência	Função Técnica	0.71	Resposta de frequência $f < (P)$	0.40	0.03	0.03	0.29	0.03	0.29	0.03
			Resposta de frequência $f > (P)$	0.40	0.03	0.03	0.29	0.29	0.03	0.00
			Controlo de frequência	0.04	0.04	0.04	0.39	0.04	0.39	0.04
			Deslastre escalonado $f >$	0.13	0.07	0.60	0.07	0.07	0.07	0.07
			Disparo por setpoint	0.04	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	Tecnologia	0.14	Não renovável	0.07	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Renovável	0.22	0.22	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Renovável (Diferenciação)	0.71	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
	Potência	0.15	-	0.24	0.08	0.02	0.14	0.24	0.14	0.14
	Seleção			0.07	0.10	0.15	0.13	0.26	0.06	0.23
	Porcentagem %			7.49%	10.02%	14.90%	13.16%	25.53%	5.90%	23.00%

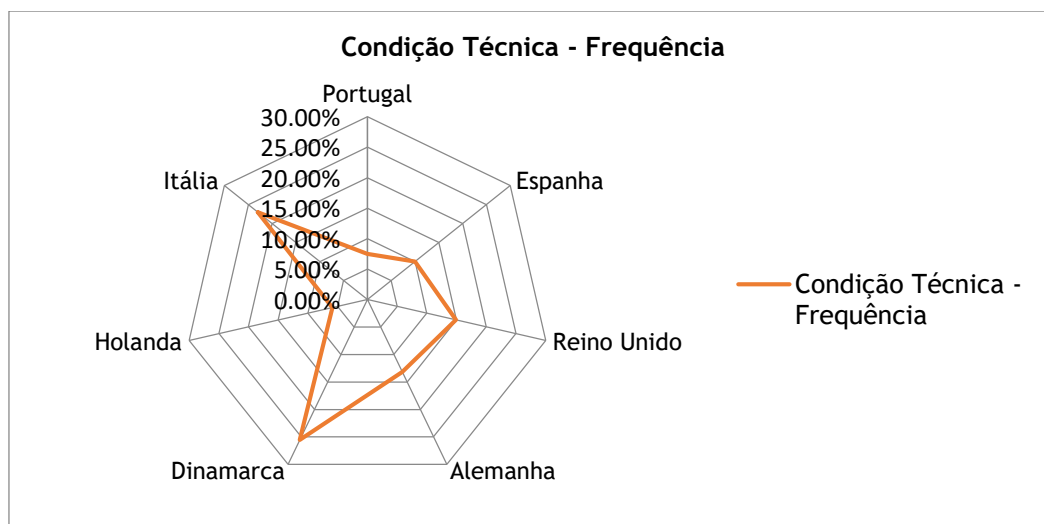


Figura 4.1.3 - Avaliação das Condições Técnicas Frequência por países.

4.1.3.2 - Avaliação condição técnica: tensão

Pela informação contida nas tabelas de resumo, sobre as condições técnicas de ligação e operação dos produtores distribuídos, presentes no ponto 2.5 do capítulo 2, na informação relativa às funções técnicas da tensão é possível verificar que em todos os países em análise é definida a operação das instalações de produção enquadradas dentro de um limite máximo e mínimo de tensão admissível na rede de distribuição. Em alguns países como Portugal (P), Espanha (E), Reino Unido (RU) e Holanda (H) são definidos também limites máximos e mínimos de queda de tensão em caso de entrada e saída das instalações de produção na rede.

A função técnica controlo de tensão (injeção/absorção de potência reativa), para auxílio ao controlo de tensão da rede, pode ser utilizada nos países como a Espanha (E), Reino Unido (RU), Alemanha (A), Holanda (H), Dinamarca (D) e Itália (I) caso seja solicitado pelo operador da rede de distribuição.

No Reino Unido (RU), Alemanha (A), Dinamarca (D) e Itália (I) pode ainda ser acordado com o operador de rede de distribuição a operação da instalação de produção num nível de tensão

declarada definida pelo ORD. Nestes mesmos países o controlo de tensão pode ser executado de forma dinâmica em que, em função das necessidades da gestão de operação e condução de rede, o ORD pode enviar instruções (*setpoints*) à instalação de produção, para esta variar a tensão no ponto de interligação, desde que a operação seja dentro da curva de capacidade dos geradores para um determinado nível de potência ativa.

Em todos os países em análise as funções técnicas aplicam-se a tecnologias de produção de fontes de energia primária renovável e não renovável, contudo apenas no Reino Unido (RU), Dinamarca (D), Holanda (H) e Itália (I) existe imposição de controlo de tensão diferenciado em função da tecnologia.

No critério potência verificou-se que a participação no controlo de tensão pode ser solicitada ou exigida (dependendo do país) a partir de determinada potência de ligação. Na Espanha (E): $P_{\text{ligação}} > 5 \text{ MW}$, no Reino Unido (RU): $P_{\text{ligação}} > 3 \text{ MW}$, na Alemanha (A): $P_{\text{ligação}} > 3 \text{ kW}$, na Dinamarca (D): $P_{\text{ligação}} > 200 \text{ kW}$, na Holanda (H): $P_{\text{ligação}} > 5 \text{ MW}$ e na Itália (I): $P_{\text{ligação}} > 200 \text{ kW}$.

O controlo remoto sobre a função técnica pode ser operacionalizado diretamente pelo ORD na Alemanha (A), na Dinamarca (D) e na Itália (I).

O controlo de tensão, cedido pelo produtor ao ORD, é um serviço auxiliar e o qual está previsto ser ativado nos países em análise podendo este ser de carácter obrigatório ou facultativo, contudo sendo sempre ativado por acordo com o ORD. Este serviço sendo ativado é sempre remunerado. De referir que este serviço é sempre prestado no sentido do produtor para o ORD, contudo nos regulamentos da Espanha (E) e Alemanha (A), a agregação das funções de controlo remoto sobre a condição técnica tensão pode ser utilizada para o ORD posteriormente ceder ao ORD o serviço de controlo de tensão nos pontos de entrega.

Esta situação é valorizada pois permite a gestão integrada do sistema elétrico, bem como o cumprimento dos deveres do ORD como o caso do regulamento de operação [43] em Portugal que define que o ORD poderá participar neste mecanismo.

Tabela 4.1.41 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Tensão.

Condição Técnica Tensão	Critério		Subcritério	Alternativas							
				P	E	RU	A	D	H	I	
	Função Técnica	0.53	Banda de Operação	0.04	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Controlo de tensão (inj./abs. potência reativa)	0.42	0.02	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
			Acordo de regulação fixo (tensão decl./nom.)	0.12	0.03	0.03	0.23	0.23	0.23	0.03	0.23
			Acordo de regulação setpoints	0.42	0.03	0.03	0.23	0.23	0.23	0.03	0.23
	Tecnologia	0.11	Não renovável	0.07	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Renovável	0.22	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Renovável (Diferenciação)	0.71	0.03	0.03	0.23	0.03	0.23	0.23	0.23
	Potência	0.06	-		0.25	0.12	0.12	0.14	0.11	0.12	0.12
	Controlo Remoto	0.17	-		0.03	0.03	0.03	0.29	0.29	0.03	0.29
	Serviço Auxiliar	0.13	-		0.02	0.28	0.11	0.28	0.11	0.11	0.11
Seleção				0.04	0.10	0.16	0.21	0.20	0.10	0.20	
Percentagem %				4.32%	10.22%	15.52%	20.58%	19.84%	9.62%	19.89%	

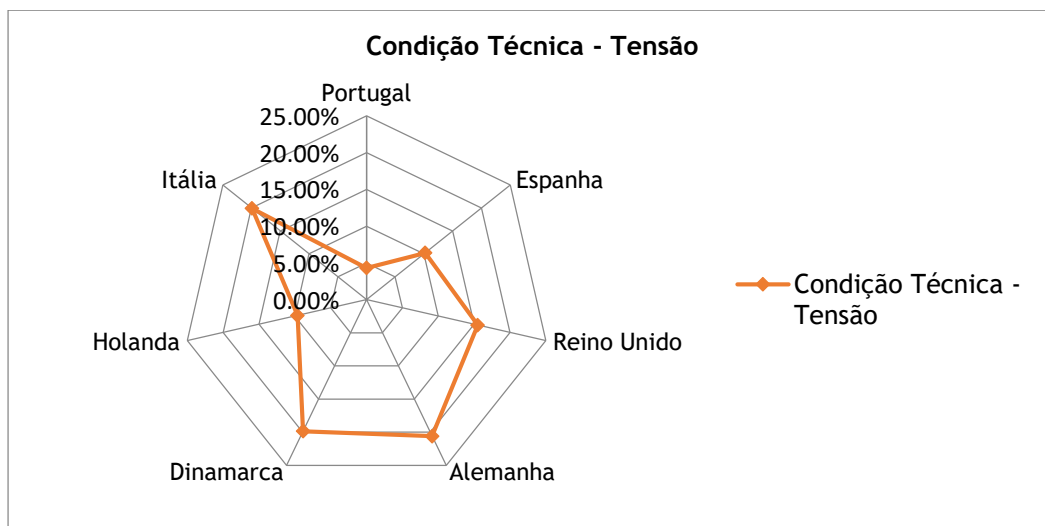


Figura 4.1.4 - Avaliação das Condições Técnicas Tensão por países.

4.1.3.3 - Avaliação condição técnica: potência ativa

Em todos os países em análise o Operador de Rede de Distribuição tem direito a executar o corte de ligação do produtor à rede estando esta ação principalmente associada a motivos de manutenção na rede de distribuição. Por outro lado, a ação de corte pode ser ativada em situações de emergência e segurança do sistema elétrico sendo coordenada e solicitada pelo gestor de sistema.

A limitação de produção está também prevista em todos os países em análise, mas ocorrem de formas e motivos distintos.

A limitação por banda pode ser ativada em Portugal (P), Alemanha (A), Dinamarca (D) e Itália (A). De referir, que à exceção de Portugal, a limitação por banda prevê a limitação da potência total de ligação, ao invés em Portugal esta limitação apenas pode ocorrer na potência adicional e de sobre-equipamento, não abrangendo a limitação à potência de ligação (de 100% da potência de ligação a 120% sendo 20 % de Potência adicional ou de sobre-equipamento).

Em toda a gama de potência de ligação é possível ativar a limitação de potência de uma forma fina (de forma unitária relativamente à potência de ligação) na Espanha (E), Reino Unido (RU), Dinamarca (D), Holanda (H) e Itália (I).

Apenas na Dinamarca (D) existem funções técnicas de potência ativa que (além do corte e limitação de potência) a subida/descida de potência de forma contínua para instalações bem como operação em reserva girante, aplicando-se também a instalações em que as fontes de energia primária são renováveis como o caso das instalações de produção eólica.

Como já foi referido o corte de potência aplica-se principalmente para trabalhos nas infraestruturas de ligação direta ao produtor, contudo por trabalhos na rede de distribuição em infraestruturas adjacentes, por análise de contingências, deteta-se a necessidade de limitar a produção de determinadas instalações de produção. Neste contexto apenas na Espanha (E), Reino Unido (RU), Alemanha (A) e Holanda(H) preveem a limitação de potência nestas condições de exploração de rede.

Em caso de incidente/violação de limites na rede de distribuição em que a exploração normal de rede seja afetada a limitação de potência só pode ocorrer caso haja acordo prévio, no momento da imposição das condições de ligação, entre o ORD e produtor, sendo esta situação aplicável no Reino Unido (RU) e Dinamarca (D). Nos restantes países como Portugal (P), Espanha (E), Alemanha(A), Holanda(H) e Itália (I) a limitação pode ocorrer sem o pressuposto anterior.

De referir que as funções técnicas de potência ativa aplicam-se tanto às instalações de produção renovável e não renovável. Contudo em alguns países existe diferenciação ao nível da prioridade, aplicando-se estas funções técnicas em caso de confrontação de tecnologias, primeiro às instalações de origem não renovável (ex. Portugal (P), Espanha (E), Alemanha(A)). Na Holanda a limitação de potência só se aplica a instalações não renováveis e só em casos de emergência e segurança de rede é que são afetados de igual forma as instalações de produção renovável e não renovável.

No critério potência verificou-se que a participação no controlo de potência ativa pode ser solicitada a partir de determinada potência de ligação. Na Espanha (E) e no Reino Unido (RU) pode ser realizada limitação para qualquer potência de ligação ($P_{\text{ligação}}$), na Alemanha (A): $P_{\text{ligação}} > 30 \text{ kW}$, na Dinamarca (D): $P_{\text{ligação}} > 11 \text{ kW}$, na Holanda (H): $P_{\text{ligação}} > 5 \text{ MW}$ e na Itália (I): $P_{\text{ligação}} > 100 \text{ kW}$.

Relativamente ao controlo remoto sobre a função técnica potência ativa, esta é possível em todos os países em análise, contudo nem em todos é realizado diretamente pelo ORD, como é o caso da Espanha (E).

A ativação da função de potência ativa pode ser encarada como um serviço auxiliar que em último caso é de carácter obrigatório (caso de corte por emergência e segurança da rede) não sendo neste caso remunerado sendo afetado a qualquer tecnologia. Contudo quando a limitação de potência ativa é solicitada, fora do anterior contexto, esta ação será remunerada. A remuneração não é uniforme por tecnologia nem mesmo por esquema de remuneração dos produtores (tarifas fixadas administrativamente - *feed-in* ou preço de mercado).

Em Portugal (P) quando ativada a limitação, todos os produtores limitados têm direito a receber a diferença entre a previsão de produção e a potência real injetada na rede (Decreto-Lei n.º 94/2014).

Na Espanha (E) a compensação é realizada com recurso a mecanismos de mercado (ex. restrições técnicas). se planeada com antecedência. Se a limitação for necessária por motivos de emergência ou incidentes na rede a maioria dos produtores não têm direito a compensação, apenas está previsto compensação aos produtores eólicos num valor de 15% do preço de mercado [2].

No Reino Unido (RU) apenas terá direito a compensação as limitações aplicadas pelo ORD, sendo a remuneração com base nos mecanismos de mercado [82]. Caso seja o ORD a aplicar a limitação não há direito a remuneração, uma vez que a limitação só é imposta em situações em que haja acordo bilateral [2].

Na Alemanha (A) existe remuneração para os casos em que é ativada a função de limitação de potência para as instalações instaladas na rede de distribuição sendo compensadas em 95% da remuneração prevista [2].

Na Dinamarca (D) o pagamento de compensação para a redução de potência só se aplica a dois parques eólicos offshore existentes (*Horns Rev 2* e *Rødsand 2*) instalados em redes com tensão nominal inferior a 100 kV.

Na Holanda (H) existe um mecanismo de gestão de congestionamentos coordenado pelo gestor de sistema, em que em caso de limitação por trabalhos planeados na rede (comunicação com antecedência) os produtores são remunerados pelos valores licitados em mercado para o efeito (gestão dos congestionamentos) [83].

Na Itália (I) a limitação de potência só pode ser ativada pelo ORD e o ORD não está autorizado a limitar potência das instalações de produção instaladas na rede de distribuição por iniciativa própria. A remuneração de compensação de limitação só está prevista para as instalações de produção eólica através dos preços definidos em mercado.

Tabela 4.1.42 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Potência Ativa.

Condição Técnica Potência Ativa	Critério		Subcritério		Alternativas						
					P	E	RU	A	D	H	I
	Função Técnica	0.49	Corte	0.04	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Limitação por banda	0.17	0.23	0.03	0.03	0.23	0.23	0.03	0.23
			Limitação por set-point	0.63	0.02	0.19	0.19	0.02	0.19	0.19	0.19
			Reserva Girante (Subida de potência)	0.17	0.07	0.07	0.07	0.07	0.60	0.07	0.07
	Motivo de Ativação	0.19	Contingência de rede - trabalho planeado	0.17	0.03	0.23	0.23	0.23	0.03	0.23	0.03
			Contingência de rede - incidente/violação de limites (com acordo)	0.17	0.04	0.04	0.39	0.04	0.39	0.04	0.04
			Contingência de rede - incidente/violação de limites (s acordo)	0.63	0.19	0.19	0.02	0.19	0.02	0.19	0.19
			Emergência e Segurança da rede	0.04	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	Tecnologia	0.10	Não renovável	0.33	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Renovável	0.67	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	Potência	0.07	-		0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.08	0.15
	Controlo Remoto	0.09	-		0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	Serviço Auxiliar	0.06	-		0.23	0.08	0.08	0.23	0.08	0.23	0.08
Seleção				0.11	0.14	0.13	0.12	0.19	0.15	0.15	
Porcentagem %				11.21%	14.43%	13.49%	11.86%	18.76%	14.82%	15.43%	

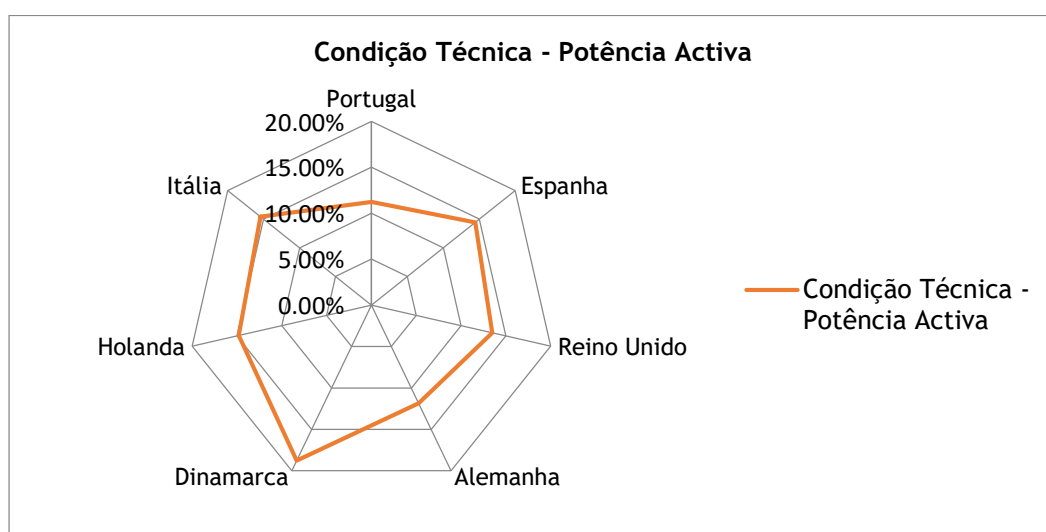


Figura 4.1.5 - Avaliação das Condições Técnicas Potência Ativa por países.

4.1.3.4 - Avaliação condição técnica: potência reativa

Para a função técnica potência reativa, como mínimo de operação, em todos os regulamentos dos países estudados é exigida a operação da instalação de produção enquadrada dentro de uma banda, em que é especificada o limite máximo (em atraso/indutivo ou avanço/capacitivo) de fator de potência ($\cos \varphi$). Normalmente as condições de operação enunciadas anteriormente variam de acordo com o horário (horas de vazio, cheia e ponta).

Outros esquemas de controlo de potência reativa podem ser adotados tais como o acordo de injeção fixo de potência reativa em que é definido um valor de potência reativa a injetar na rede pelo produtor para executar o controlo de tensão na rede ou até a gestão de perdas da rede. Esta funcionalidade pode ser um recurso solicitado pelo ORD no Reino Unido (RU), na Alemanha(A) e na Dinamarca (D).

Na Alemanha (A) e na Dinamarca (D) o ORD pode, de forma autónoma, controlar a injeção/absorção de potência reativa ajustando às necessidades da rede. Esta ação pode ser realizada através do envio de *setpoints*, por parte do ORD a qualquer momento, para a instalação de produção variar a potência reativa de acordo com a curva característica do gerador. Por este facto também só nestes dois países está previsto o controlo remoto sobre a função em causa.

Na Dinamarca (D) e na Itália (I) ainda é possível recorrer a uma função automática de controlo do fator de potência, sendo esta função ativada em através do valor de tensão da rede, na qual irá proceder à absorção de potência reativa.

Apenas no Reino Unido (RU), Dinamarca (D) e Itália (I) existe a distinção da aplicação das funções controlo de potência reativa ao nível das instalações de produção de origem renovável.

A participação no controlo de potência reativa pode ser solicitada a partir de determinada potência de ligação. Na Espanha (E): $P_{\text{ligação}} > 5 \text{ MW}$, no Reino Unido (RU): $P_{\text{ligação}} > 3 \text{ MW}$, na Alemanha (A): $P_{\text{ligação}} > 150 \text{ kW}$, na Dinamarca (D): $P_{\text{ligação}} > 11 \text{ kW}$, na Holanda (H): $P_{\text{ligação}} > 5 \text{ MW}$ e na Itália (I): $P_{\text{ligação}} > 10 \text{ kW}$.

Tabela 4.1.43 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Potência Reativa.

	Critério		Subcritério	Alternativas						
				P	E	RU	A	D	H	I
Condição Técnica Potência Reativa	Função Técnica	0.55	Banda de Operação	0.04	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Acordo de injeção fixo	0.17	0.03	0.03	0.29	0.29	0.03	0.03
			Acordo de injeção <i>setpoints</i>	0.63	0.04	0.04	0.04	0.39	0.04	0.04
			Controlo automático de fator de potência	0.17	0.04	0.04	0.04	0.39	0.04	0.39
	Tecnologia	0.12	Não renovável	0.07	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Renovável	0.22	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Renovável (Diferenciação)	0.71	0.03	0.03	0.29	0.29	0.03	0.29
	Potência	0.08	-	0.18	0.09	0.09	0.18	0.18	0.09	0.18
	Controlo Remoto	0.15	-	0.04	0.04	0.04	0.39	0.39	0.04	0.04
	Serviço Auxiliar	0.11	-	0.03	0.29	0.29	0.03	0.29	0.03	0.03
	Seleção			0.06	0.08	0.12	0.25	0.33	0.05	0.11
	Percentagem %			5.70%	7.74%	12.27%	25.08%	33.17%	4.99%	11.04%

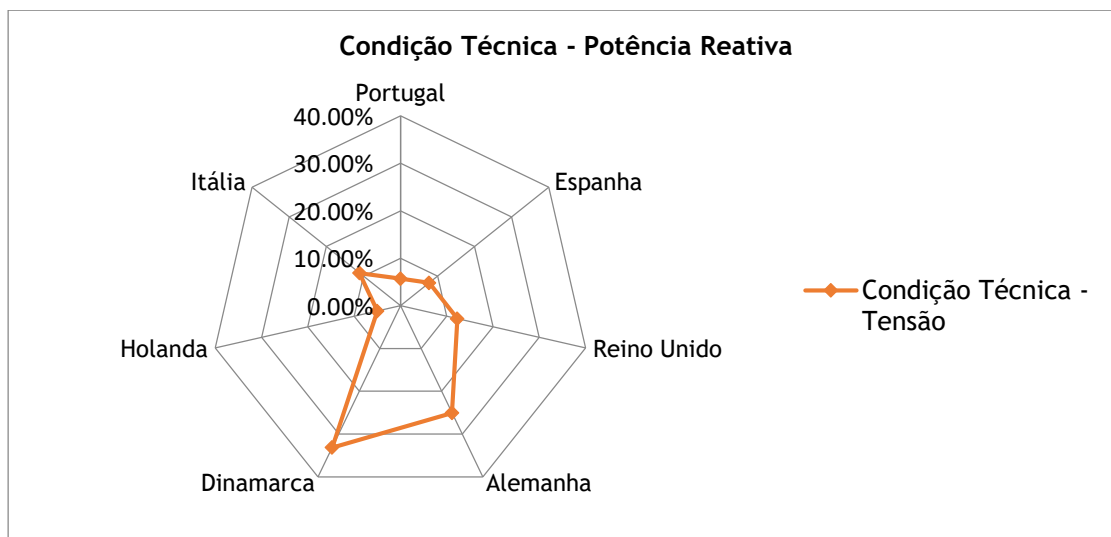


Figura 4.1.6 - Avaliação das Condições Técnicas Potência Reativa por países.

A ativação do controlo da função técnica potência reativa está prevista como a cedência de um serviço, exclusivamente para controlo de potência reativa na rede, apenas em Espanha (E) [49], Reino Unido (U) [54] e Dinamarca (D) [66].

4.1.3.5 - Avaliação condição técnica: suporte dinâmico de rede (FRT)

Nas funções técnicas associadas à condição técnica suporte dinâmico de rede em quase todos os países apenas é exigida aos produtores a operação de acordo com uma característica *low voltage ride through*, mas apenas na Holanda (H) a operação de acordo com esta função não prevê a injeção de potência reativa para suporte de tensão.

Apenas na Itália (I) é exigido aos produtores ligados à rede de distribuição a aplicação da função técnica *high voltage ride through*.

Estas funções técnicas são aplicadas principalmente às instalações de produção cuja a fonte primária é renovável mantendo-se este princípio para todos os países em análise. Somente no Reino Unido (RU), Dinamarca (D) e Holanda (H) se aplica esta função técnica às instalações de produção não renovável.

Tabela 4.1.44 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Suporte Dinâmica de Rede (FRT).

Condição Técnica Suporte Dinâmico de Rede <i>FRT</i>	Critério		Subcritério		Alternativas						
					P	E	RU	A	D	H	I
	Função Técnica	0.69	<i>LVRT</i>	0.22	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.60	0.07
			<i>HVRT</i>	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.60
			<i>LVRT</i> - Injeção reativa	0.71	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.02	0.16
	Tecnologia	0.17	Não renovável	0.07	0.03	0.03	0.29	0.03	0.29	0.29	0.03
			Renovável	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
			Renovável (Diferenciação)	0.71	0.03	0.23	0.03	0.23	0.23	0.03	0.23
	Potência	0.14	-		0.02	0.08	0.25	0.25	0.12	0.03	0.25
	Seleção				0.11	0.14	0.15	0.16	0.14	0.12	0.18
Porcentagem %				11.08%	13.51%	14.59%	15.85%	14.26%	12.42%	18.29%	

As potências em que se verifica a aplicação da função técnica suporte dinâmico de rede (FRT) são as seguintes: Portugal (P): $P_{\text{ligação}} > 6 \text{ MW}$, Espanha (E): $P_{\text{ligação}} > 2 \text{ MW}$, Reino Unido

(RU): $P_{\text{ligação}} > 3 \text{ MW}$, Alemanha (A): $P_{\text{ligação}} > 150 \text{ kW}$, Dinamarca (D): $P_{\text{ligação}} > 1.5 \text{ MW}$, Holanda (H): $P_{\text{ligação}} > 5 \text{ MW}$ e Itália (I): $P_{\text{ligação}} > 200 \text{ kW}$.

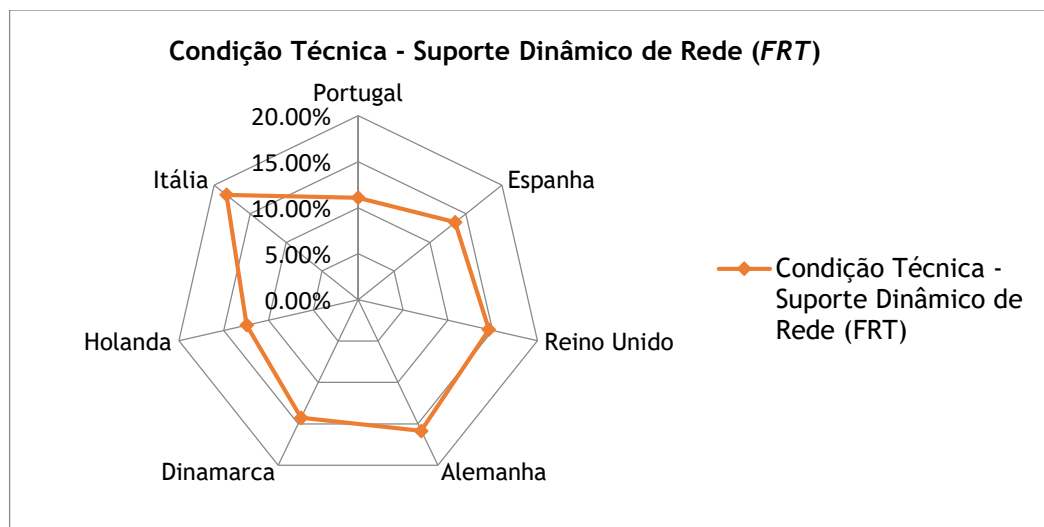


Figura 4.1.7 - Avaliação das Condições Técnicas Suporte Dinâmico de Rede (FRT) por países.

4.1.3.6 - Avaliação condição técnica: controlo remoto

No que diz respeito ao critério Informações, nos países em análise, são cedidas ao ORD no seu sistema SCADA as medidas e o estado o órgão de manobra de interligação com a rede.

Apenas na Alemanha (A), Dinamarca (D) e Itália (I) o ORD pode controlar a potência ativa, a potência reativa injetada/absorvida da rede, bem como alterar os parâmetros da tensão no ponto de interligação com a instalação de produção. Nos restantes países apenas está previsto o controlo de potência ativa através de ações de corte/limitação de produção.

Relativamente ao critério operador, a emissão de ordens para operacionalizar o controlo sobre as funções técnicas, em todos os países em análise pode ser realizado pelo próprio produtor, sendo nestas situações usadas as comunicações via telefone para comunicar ao produtor as instruções do ORD.

O ORD pode operacionalizar diretamente as funções de controlo em Portugal (P), no Reino Unido (RU), na Alemanha (A), na Dinamarca e Itália (I). Em Portugal estas ordens não são emitidas diretamente para as instalações de produção, mas sim para os centros de controlo e supervisão dos promotores das instalações de produção, que posteriormente validam a ação de controlo.

Apenas na Espanha (E) e na Holanda (H) o controlo será executado através do gestor de sistema, por solicitação do ORD.

Em todos os países em análise as instalações de produção cuja fonte primária é de origem renovável e não renovável são incluídas para serem operacionalizadas via controlo remoto, destacando-se a Espanha (E) e a Dinamarca (D), que fazem diferenciação ao nível das medidas e controlo que os produtores devem disponibilizar por tipo de tecnologia. Na Dinamarca (D) esta diferenciação também é feita por escalões de potência.

Tabela 4.1.45 - Avaliações relativas entre níveis (alternativas, subcritérios e critérios) para seleção da melhor Condição Técnica Controlo Remoto.

	Critério		Subcritério	Alternativas						
				P	E	RU	A	D	H	I
Condição Técnica Controlo Remoto	Informações	0.47	-	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	Controlo de Funções	0.25	-	0.05	0.05	0.05	0.26	0.26	0.05	0.26
	Operador	0.13	ORD	0.71	0.19	0.02	0.19	0.19	0.02	0.19
			Produtor	0.22	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Gestor de sistema	0.07	0.04	0.39	0.04	0.04	0.39	0.04
	Tecnologia	0.09	Não renovável	0.07	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
			Renovável	0.22	0.19	0.02	0.19	0.02	0.19	0.19
			Renovável (Diferenciação)	0.71	0.04	0.39	0.04	0.39	0.04	0.04
	Potência	0.06	-	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.08	0.15
	Seleção			0.12	0.13	0.12	0.17	0.19	0.10	0.17
	Percentagem %			11.95%	12.54%	11.95%	17.22%	19.07%	10.24%	17.03%

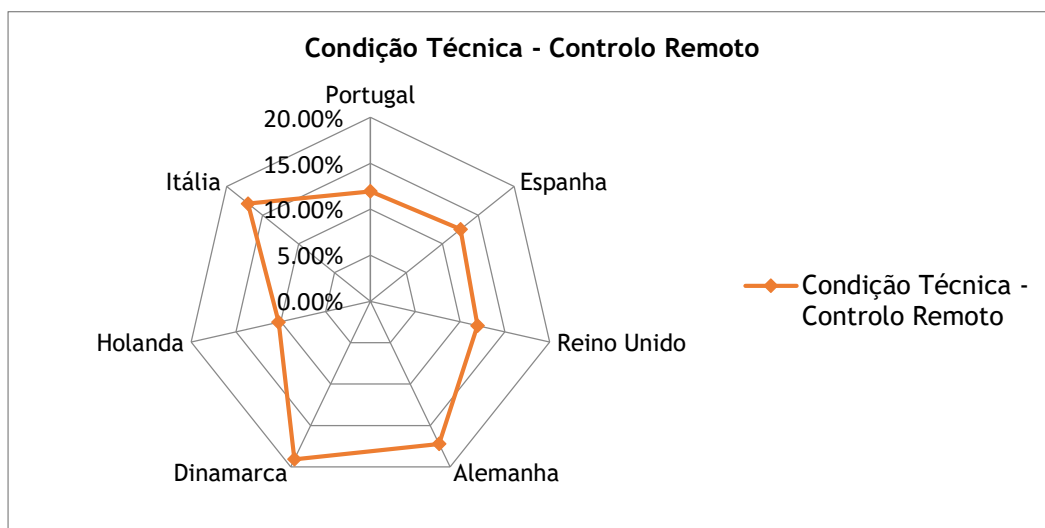


Figura 4.1.8 - Avaliação das Condições Técnicas Controlo Remoto por países.

4.1.4 - Resumo da avaliação condições técnicas

Da avaliação efetuada aos regulamentos e normas técnicas dos países em análise, de acordo com os critérios e subcritérios estabelecidos, verifica-se que a Dinamarca é o país que possui as condições técnicas mais valorizadas, tais como as condições técnicas de ligação e operação da frequência, potência ativa, potência reativa e controlo remoto.

Para a condição técnica tensão destaca-se a Alemanha (A) e na condição técnica suporte dinâmico de rede a Itália (A).

De referir que em cada avaliação relativa entre critérios para cada condição técnica, foram dados maiores pesos ao critério função técnica o que acabou por ser preponderante para a seleção final dos melhores regulamentos em cada condição técnica e, nesta vertente, a Dinamarca (D) é o país que apresenta mais soluções ao nível das funções técnicas, sendo uma referência nesta vertente.

Contudo aquando da análise das melhores condições técnicas, esta não pode ser abordada unicamente ao critério função técnica, pois por si só a imposição regulamentar da sua adoção não permitiria a melhor de utilização, coordenação e aplicação das funções técnicas.

Posto isto destaca-se que a imposição de adoção de funções técnicas deve ser coordenada com do desenvolvimento de procedimentos de operação e mecanismos comerciais entre as várias entidades do sistema elétrico.

A este nível, na documentação estudada foi possível verificar que em alguns países como a Espanha (E) e Alemanha (A) existe a coordenação de operação entre o ORD, ORT e GS para ativação de funções técnicas, em função das necessidades de cada operador de forma a não impactar negativamente na gestão das redes/sistema elétrico da sua responsabilidade numa primeira abordagem, e numa segunda abordagem para a solicitação de serviços auxiliares aos próprios operadores. Ainda a este nível verifica-se que esta coordenação deve permitir a gestão autónoma da rede de distribuição sendo este interlocutor direto com o produtor (caso Alemanha), uma vez que é o gestor da rede e conhece em pormenor as necessidades de controlo e operação da mesma, contudo o ORD deve comunicar estas ações às restantes entidades do sistema elétrico de forma a não causar conflitos da gestão do sistema elétrico.

A autonomia do ORD também deve ser garantida nos motivos de ativação das funções técnicas, desde a fase de planeamento de trabalhos em que pode ser coordenada de forma antecipada com as restantes entidades do sistema elétrico as ações de ativação das funções técnicas, bem como em cenários de contingência.

Ao nível dos mecanismos comerciais que nesta avaliação foram abordados através dos serviços auxiliares, verificou-se que apesar de ser possível a sua ativação nos países em análise, estes ainda não são muito utilizados [84], não existindo uniformidade de aplicação e remuneração por tecnologia.

A remuneração de perda de potência de limitação pode ser com base no preço de mercado, num preço definido em mercado pelos mecanismos de restrições técnicas ou até pela simples compensação da perda de tarifa/subsídio. Ao nível da ativação de condições técnicas de tensão os produtores são realizados contratos bilaterais.

Tabela 4.1.46 - Resumo das melhores condições técnicas por país.

Condição Técnica	Frequência	Tensão	Potência Ativa	Potência Reativa	Suporte Dinâmico de Rede	Controlo Remoto	Média
Portugal	7.49%	4.32%	11.21%	5.70%	11.08%	11.95%	8.63%
Espanha	10.02%	10.22%	14.43%	7.74%	13.51%	12.54%	11.41%
Reino Unido	14.90%	15.52%	13.49%	12.27%	14.59%	11.95%	13.79%
Alemanha	13.16%	20.58%	11.86%	25.08%	15.85%	17.22%	17.29%
Dinamarca	25.53%	19.84%	18.76%	33.17%	14.26%	19.07%	21.77%
Holanda	5.90%	9.62%	14.82%	4.99%	12.42%	10.24%	9.66%
Itália	23.00%	19.89%	15.43%	11.04%	18.29%	17.03%	17.45%

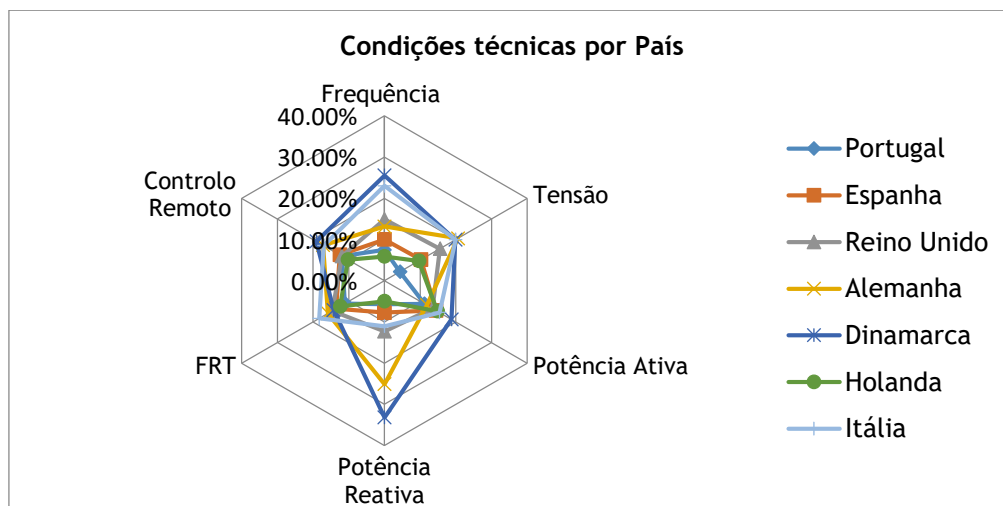


Figura 4.1.9 - Resumo da avaliação das Condições Técnicas por países (Posição relativa dos países por condição técnica).

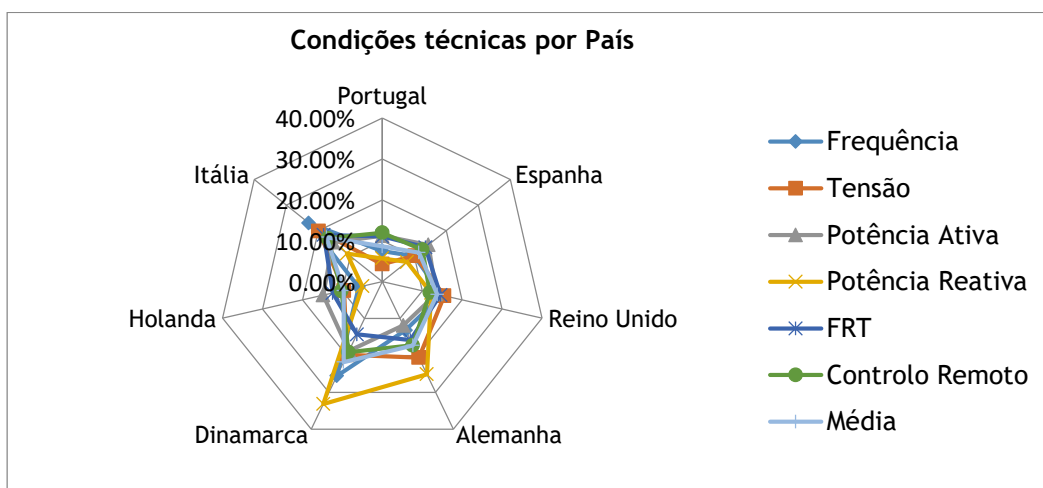


Figura 4.1.10 - Resumo da avaliação das Condições Técnicas por países (Posição relativa das condições técnicas por país).

4.2 - Validação das condições técnicas de ligação e operação

Após selecionados os regulamentos com as melhores condições técnicas de ligação e operação, relativos a cinco condições técnicas, nesta fase foi executada a validação da aplicação das melhores condições técnicas referentes apenas às condições técnicas potência ativa e tensão.

De uma forma global o desenvolvimento desta fase visou perceber as diferenças na exploração de rede, ou seja, perceber os impactos na condução e operação da rede bem como na qualidade de serviço técnico induzidos pela aplicação das melhores condições técnicas selecionadas.

A validação foi executada com recurso ao estudo de trânsito de potências sobre um caso de estudo de uma rede de alta tensão da rede nacional de distribuição.

4.2.1 - Cenários de estudo

Para que fosse possível perceber os impactos da aplicação das condições técnicas foram criados diferentes cenários de exploração de rede, diferentes cenários de combinação de carga com a produção e dois cenários de aplicação das condições técnicas.

Na rede alvo de estudo foram criados 4 cenários de exploração, sendo o primeiro, o cenário de exploração em regime normal, o segundo e o quarto, os cenários de indisponibilidade de linhas de alta tensão motivados por trabalhos programados, e o terceiro, o cenário a indisponibilidade de uma linha por defeito elétrico nesta, em paralelo com falha de operação num ponto de recurso (NA).

A combinação dos 4 cenários de exploração com os 6 cenários de combinação de carga com a produção (ponto 3.3 capítulo 3) origina 24 cenários.

Para estes 24 cenários foram aplicadas as condições técnicas de ligação e operação, relativos à potência ativa e tensão dos regulamentos portugueses e posteriormente aplicadas as condições técnicas de ligação e operação, relativos à potência ativa dos regulamentos Dinamarqueses e à tensão dos regulamentos Alemães.

Posto isto com a combinação destes cenários, foram estudados 48 cenários que em cada um deles foi possível obter resultados das potências nas linhas da rede de alta tensão bem como das tensões nas subestações, nos postos de corte e nas instalações de produção.

Em suma foram estudados 4 casos em função da configuração de rede, dos vários cenários de carga, produção e aplicação das condições técnicas de Portugal, Dinamarca (condição técnica Potência) e Alemanha (condição técnica Tensão), os quais estão identificados na seguinte tabela:

Tabela 4.2.1 - Cenários desenvolvidos para o estudo de trânsito de potências.

Caso	Cenários				
	Configuração da rede	Condições técnicas Portugal	Condições técnicas Dinamarca/Alemanha	Carga	Produção
		Nº			
1	Exploração Normal de Rede	1	1.1	Máxima	0%
		2	2.1		50%
		3	3.1		100%
		4	4.1	Mínima	0%
		5	5.1		50%
		6	6.1		100%
2	Trabalho Programado - L14 (L124 ligada em três extremos)	7	7.1	Máxima	0%
		8	8.1		50%
		9	9.1		100%
		10	10.1	Mínima	0%
		11	11.1		50%
		12	12.1		100%
3	Incidente - L14 (com indisponibilidade de NA na L124)	13	13.1	Máxima	0%
		14	14.1		50%
		15	15.1		100%
		16	16.1	Mínima	0%
		17	17.1		50%
		18	18.1		100%
4	Trabalho Programado - L124	19	19.1	Máxima	0%
		20	20.1		50%
		21	21.1		100%
		22	22.1	Mínima	0%
		23	23.1		50%
		24	24.1		100%

4.2.2 - Rede de alta tensão

A rede é constituída por 6 subestações (B1, B2, B3, B4, B5, B6,), 1 posto de corte (B7) e 8 instalações de produção (PE1.1, PE1.2, PE2.1, PE2.2, CH2.3, PE5.1, CH6.1 e CH6.2). Uma das subestações é o ponto de entrega de energia elétrica da rede de transporte à rede de distribuição (B1). De referir que 5 instalações de produção são parques eólicos (PE) e 3 são centrais hídricas (CH). À exceção da central hídrica CH2.3 explorada como produção em regime ordinário (PRO), as restantes instalações são exploradas como produção em regime especial (PRE).

A exploração da rede de alta tensão desenvolve-se de duas formas distintas. Esta é explorada entre as subestações B1, B2, B3 e B4 em malha fechada e entre as subestações B4, B5 e B6 de forma radial, podendo esta configuração ser alterada conforme as necessidades de operação e condução de rede (incidentes e trabalhos programados), através dos pontos de rede normalmente abertos (NA) localizados dentro da própria rede, ou na fronteira desta rede com redes de alta tensão adjacentes.

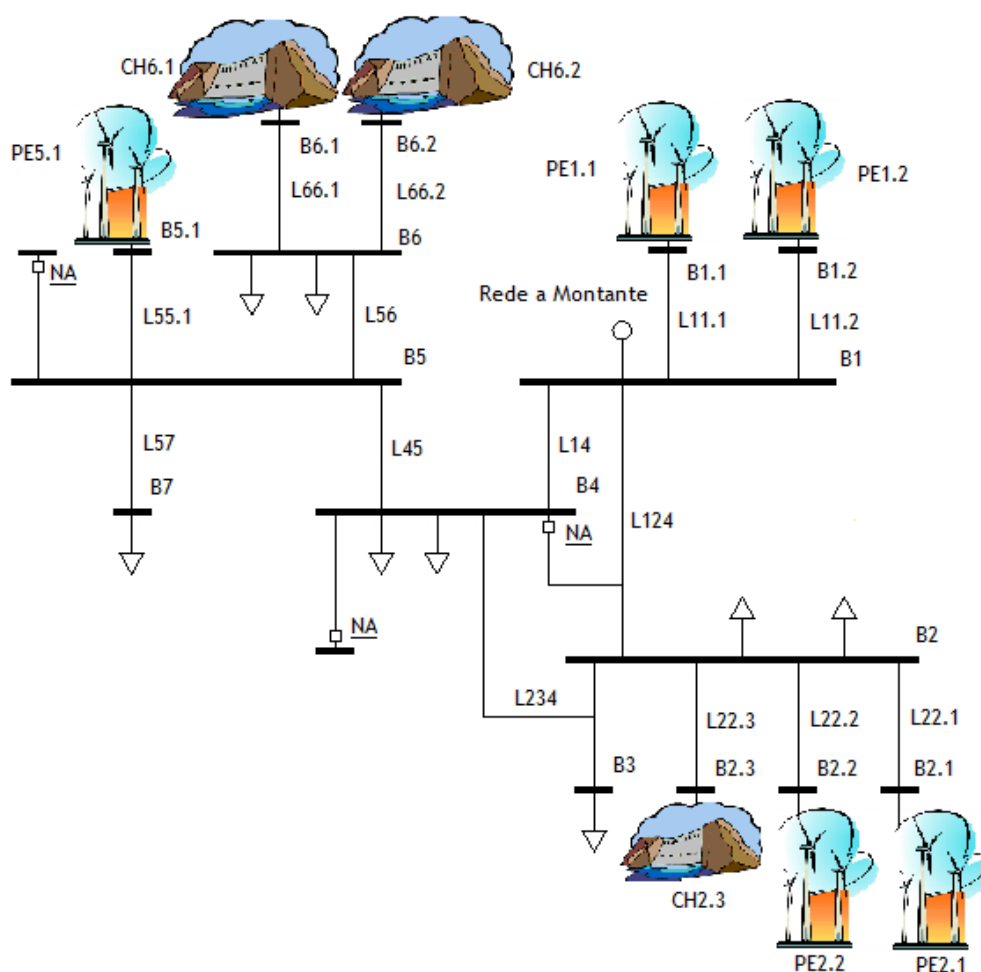


Figura 4.2.1 - Rede de alta tensão alvo de estudo.

4.2.3 - Dados

Os dados referentes à rede (Anexo 1), tais como características das linhas, resistência, reactância, susceptância, capacitância, comprimento das linhas, tensão base (60 kV), limites máximos e mínimos de tensão (tensão mínima: 0,95 Ub e tensão máxima: 1,05 Ub) foram introduzidos na aplicação informática (PSS EXplore da Siemens).

Enquanto os dados das linhas de cenário para cenário são inalteráveis, as variáveis das cargas e produção bem como de exploração da rede são alteradas, através dos 48 cenários, sendo refletidas estas alterações também ao nível da aplicação informática (PSS EXplore da Siemens).

Os dados dos consumos mínimos e máximos das subestações, referem-se ao ano de 2015. As medidas recolhidas foram a potência ativa (P) e reativa (Q) de cada transformador AT/MT das subestações B2, B3, B4, B6 e B7.

Tabela 4.2.2 - Dados de carga máxima e mínima por subestação.

Cenário Carga	B2 - TP 1		B2 - TP 2		B3 - TP 1		SE B4 - TP 1		SE B4 - TP 2	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Carga Máxima	8.06	0.00	23.6	0.00	5.67	0.53	9.51	-1.92	3.22	1.59
Carga Mínima	1.99	0.00	1.76	0.00	1.67	1.04	0.18	1.22	0	-1.57

Cenário Carga	B6 - TP1		B6 - TP2		B7 - TP1	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Carga Máxima	4.85	1.76	4.82	1.76	5.6	2.75
Carga Mínima	1.24	0.99	1.24	0.99	1.08	0.68

No que diz respeito aos dados de potência das instalações de produção consideraram-se as potências de ligação das respetivas instalações, mais a potência adicional e de sobre-equipamento.

Para as instalações de produção que tenham aderido à instalação de mais potência, além da potência instalada, a potência máxima da instalação a ser considerada neste estudo foi a soma das duas potências (potência instalada mais a potência adicional e de sobre-equipamento).

Ao nível das instalações de produção apenas foi considerada a potência instalada que é referente à potência aparente, nos cenários referentes à aplicação das condições técnicas de ligação e operação vigentes em Portugal, ou seja, a potência ativa injetada pela instalação é igual à potência aparente (definida como potência de ligação), não sendo injetada potência reativa na rede durante as simulações, uma vez que no regulamento de distribuição está definido como ponto de operação $\text{tg } \varphi = 0$, para instalações de produção com os níveis de potência envolvidas no estudo (potências de instalação acima de 6 MW).

A potência reativa foi considerada apenas nos cenários em que se aplicaram as condições técnicas de tensão, dos regulamentos da Alemanha, em que o controlo de tensão da rede pode ser realizado com o apoio do produtor através da injeção/absorção variável de potência reativa na rede até a um limite máximo de $\cos \varphi = 0.95$ (em avanço ou atraso).

Tabela 4.2.3 - Dados de produção mínima, média e máxima por instalação de produção.

Cenário Produção	PE1.1	PE1.2	PE5.1	PE2.1	PE2.2	CH2.3	CH6.1	CH6.2
	S (MVA)	S (MVA)	S (MVA)	S (MVA)	S (MVA)	S (MVA)	S (MVA)	S (MVA)
Produção 0%	0	0	0	0	0	0	0	0
Produção 50%	25	17.2	15.05	21.25	13.75	20	5	3.8
Produção 100%	50	34.4	30.1	42.5	27.5	40	10	7.6
Potência adicional	0	0	0	8.7	5.5	0	0	0

4.2.4 - Condições técnicas de ligação e operação - Portugal

Relativamente às condições técnicas de ligação e operação dos produtores instalados na rede de distribuição, relativas a Portugal, serão utilizadas nas simulações as seguintes condições:

- Potência ativa: para controlo de injeção de potência ativa por parte dos produtores em Portugal só é possível limitar a produção relativa à potência adicional e de sobre-equipamento, que pode atingir mais 20% da potência instalada.

- Tensão: em Portugal ao nível das instalações de produção instaladas na rede de distribuição não está contemplada regulamentarmente qualquer tipo de participação dos produtores no controlo de tensão.

4.2.5 - Condições técnicas de ligação e operação - Dinamarca e Alemanha

No que diz respeito às condições técnicas de ligação e operação dos produtores instalados na rede de distribuição relativas à Dinamarca e Alemanha, estas serão utilizadas nas simulações com as seguintes condições:

- Potência ativa: Os regulamentos com as melhores condições técnicas relativamente à potência ativa, de acordo com os critérios aplicados no método de seleção *AHP*, são os da Dinamarca.

Nos cenários aquando da implementação desta condição foi utilizada a condição de limitação por *setpoint* de potência ativa, que implica que a potência do produtor possa ser limitada desde um mínimo de potência definido por categoria de instalação de produção, até ao nível máximo correspondente à potência instalada (ex. parque eólico categoria D, limitação possível de 20% aos 100%). O *setpoint* de limitação pode ser definido em qualquer ponto dentro desta banda.

O esquema de limitação utilizado foi o *Pro rata*, em que se divide de forma igual o corte/redução de potência pelos produtores que contribuem para o congestionamento da rede. Esta condição foi imposta uma vez que o regulamento de relações comerciais em Portugal, impõe que o ORD não deve, em caso algum, discriminar os utilizadores da rede de distribuição.

- Tensão: Os regulamentos com as melhores condições técnicas relativamente à tensão, de acordo com os critérios aplicados no método de seleção *AHP*, são os da Alemanha.

Na aplicação da condição técnica tensão, no estudo de trânsito de potência, foi utilizada a funcionalidade de controlo de tensão através da injeção/absorção de potência reativa dentro de um limite de fator de potência ($\cos \varphi = 0,95$). No modelo de controlo da tensão usado na aplicação informática PSS Explore, executou-se um controlo dinâmico e automático de tensão ao nível das instalações de produção para simular uma característica de potência reativa/tensão $Q(U)$.

De referir que do tipo de instalações de produção ligadas na rede de alta tensão em estudo (parques eólicos e hídricas), todas as instalações têm a capacidade de executar a injeção/absorção de potência reativa, sendo este facto esclarecido através da comunicação que foi estabelecida com cada um dos promotores das centrais de produção (em Anexo 4 o exemplo diagrama de potências dos aerogeradores PE1.2 do tipo Enercon E-92).

Todos os geradores das instalações de produção (parques eólicos e centrais hídricas) são síncronos. Os geradores dos parques eólicos (PE1.1, PE1.2, PE2.1, PE2.2 e PE5.1) são máquinas duplamente alimentadas (modelos E82 e E92 da Enercon e G87 da Gamesa) e ligam-se à rede através de inversores, ao invés a ligação das centrais hídricas (CH2.3 CH6.1 e CH6.2) à rede é direta.

Nos casos de estudo, nos pontos que se seguem, a utilização das condições técnicas do regulamento Português será identificada como *SPROD*, o que significa que a produção não é considerada como um recurso de rede. Ao invés a utilização das condições técnicas dos regulamentos da Dinamarca e da Alemanha será identificado como *CPROD*.

Nos cenários sem produção ao nível das imposições das condições técnicas da tensão, para perceber o impacto da produção nas tensões a produção mínima considerada foi de 5% da potência instalada em cada instalação de produção.

4.2.6 - Resultados e análise dos casos

4.2.6.1 - Tensões

Na rede de alta tensão alvo de estudo, quando explorada em configuração normal (caso1) não se verificaram violações dos limites das tensões nos barramentos das subestações do ORD e dos produtores, nos primeiros 6 cenários (cenários 1, 2, 3, 4, 5 e 6), estando estas dentro dos parâmetros mínimos e máximos exigidos para a tensão, em redes onde estão ligados clientes e produtores (+/-5% da tensão de base-60 kV).

Contudo no cenário 1 (carga máxima e produção mínima) obteve-se na subestação B6 uma tensão igual à tensão mínima admissível 57 kV (-5 % de 60 kV).

Apesar de não se verificarem violações de tensão, para este caso realizou-se à mesma a simulação da aplicação das condições técnicas da Alemanha para a função técnica tensão.

Nas restantes explorações de rede (caso 2, 3 e 4) obteve-se violações dos limites de tensão (ver tabela 4.2.4). No caso 2 e 4 estas aconteceram apenas nos cenários de carga máxima e produção mínima (cenários 7 e 19).

No caso 3 as violações dos limites de tensão registaram-se tanto no cenário de carga máxima e produção mínima (cenário 13), bem como para o cenário de carga mínima e produção a 50 % (cenário 14).

No cenário 13 (cenário com carga máxima e produção mínima de 5%) do caso 3 (caso de incidente na rede) mesmo aplicando o controlo de tensão verifica-se que a elevação da tensão não foi suficiente para enquadrar a tensão da subestação B6 dentro dos valores admissíveis. Ao invés no cenário 14 (cenário com carga máxima e produção a 50 %) o controlo de tensão foi suficiente para suprimir as violações por mínimo de tensão.

De referir que só com produção acima de 25 % é que se conseguiu sanar as subtensões verificadas no cenário 13.

Através da aplicação das condições técnicas que permitem o controlo de tensão da rede com o recurso às funções técnicas dos produtores, verificaram-se ganhos de tensão em quase todas as subestações (ver tabela 4.2.4). De forma global, para as tensões abaixo da tensão base registaram-se subidas de tensão e para tensões acima da tensão base registaram-se descidas de tensão. Ambas as alterações tiveram origem por ação do controlo de tensão através da injeção e absorção de potência reativa em função das necessidades de estabilização da tensão para os valores da tensão base.

Para todos os casos foi possível verificar que as tensões médias da rede tiveram ganhos, verificando-se uma aproximação em cada cenário à tensão base. (ver figuras 4.2.2, 4.2.3, 4.2.4, 4.2.5).

Tabela 4.2.4 - Valores de mínimo e máximo de tensão obtidos para cada cenário em estudo.

		Caso 1			Caso 2			Caso 3			Caso 4		
		Cenário	SE	Tensão (kV)	Cenário	SE	Tensão (kV)	Cenário	SE	Tensão (kV)	Cenário	SE	Tensão (kV)
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	1	B6	57.00	7	B6	56.83	13	B6	52.58	19	B6	56.85
	CPROD			57.38			57.20			53.60			57.22
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B4	59.77		B4	59.61		B2	57.36		B4	59.63
	CPROD			59.80			59.67			57.80			59.69
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	2	B6	58.75	8	B6	58.69	14	B6	56.96	20	B6	58.70
	CPROD			59.33			59.32			58.94			59.33
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B4	59.77		B4	59.84		B2	59.15		B4	59.85
	CPROD			59.92			59.88			59.67			59.90
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	3	B3	59.44	9	B3	59.36	15	B6	58.06	21	B3	58.78
	CPROD			59.47			59.43			59.62			59.18
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B2	60.02		B2	59.93		B2	59.32		B4	59.79
	CPROD			60.04			60.01			59.84			59.85
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	4	B6	59.01	10	B6	58.97	16	B6	58.10	22	B6	58.97
	CPROD			59.32			59.30			58.90			59.31
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B4	59.95		B4	59.90		B2	59.44		B4	59.92
	CPROD			59.97			59.95			59.79			59.96
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	5	B3	60.03	11	B3	60.08	17	B3	60.39	23	B3	60.05
	CPROD			59.90			59.90			59.92			59.99
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B6	60.56		B6	60.61		B6	61.23		B2	60.68
	CPROD			60.23			60.23			60.26			60.21
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	6	B4	60.04	12	B4	60.07	18	B3	60.08	24	B3	59.72
	CPROD			60.00			60.01			59.90			59.78
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B6	61.43		B6	61.46		B6	61.70		B6	61.31
	CPROD			60.67			60.48			60.48			60.64

Tabela 4.2.5 - Diferença de tensão (Ganho) entre os cenários SPROD e CPROD.

		Caso 1			Caso 2			Caso 3			Caso 4		
		Cenário	SE	Ganho (kV)	Cenário	SE	Ganho (kV)	Cenário	SE	Ganho (kV)	Cenário	SE	Ganho (kV)
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	1	B6	0.38	7	B6	0.37	13	B6	1.03	19	B6	0.37
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B4	0.03		B4	0.06		B2	0.44		B4	0.06
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	2	B6	0.59	8	B6	0.63	14	B6	1.97	20	B6	0.63
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B4	0.14		B4	0.05		B2	0.52		B4	0.05
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	3	B3	0.02	9	B3	0.06	15	B6	1.55	21	B3	0.40
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B2	-0.02		B2	0.07		B2	0.52		B4	0.06
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	4	B6	0.31	10	B6	0.33	16	B6	0.80	22	B6	0.34
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B4	0.02		B4	0.05		B2	0.35		B4	0.05
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	5	B3	-0.13	11	B3	-0.17	17	B3	-0.47	23	B3	-0.07
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B6	0.33		B6	0.38		B6	0.97		B2	0.47
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Mínimo tensão	6	B4	0.04	12	B4	0.05	18	B3	0.19	24	B3	0.05
	CPROD												
SPROD	Pior Caso - Máximo tensão		B6	0.76		B6	0.98		B6	1.22		B6	0.67
	CPROD												

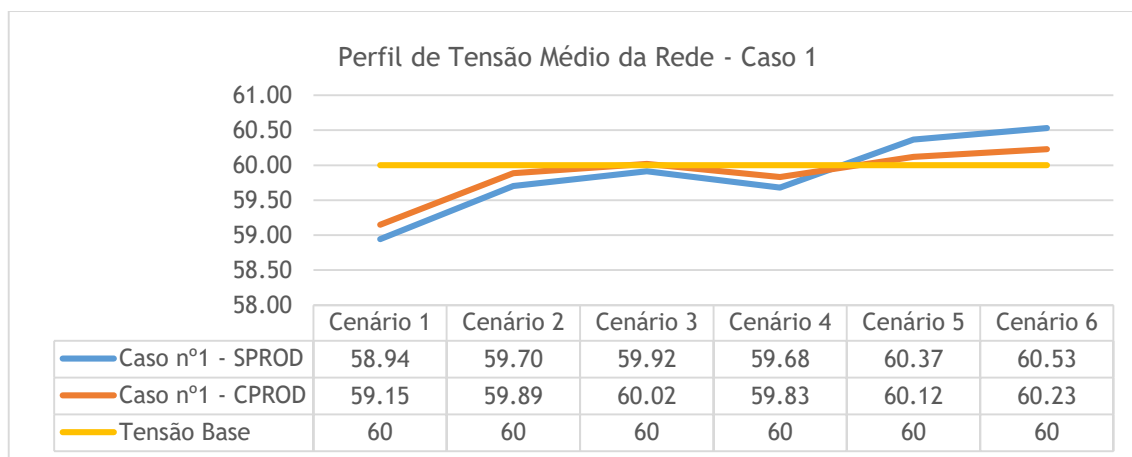


Figura 4.2.2 - Perfil de Tensão Médio da Rede - Caso 1

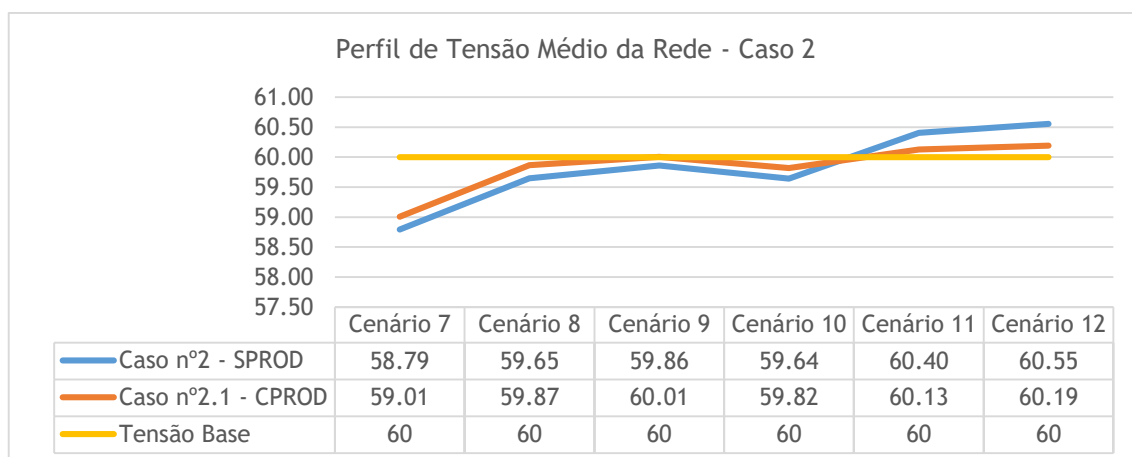


Figura 4.2.3 - Perfil de Tensão Médio da Rede - Caso 2

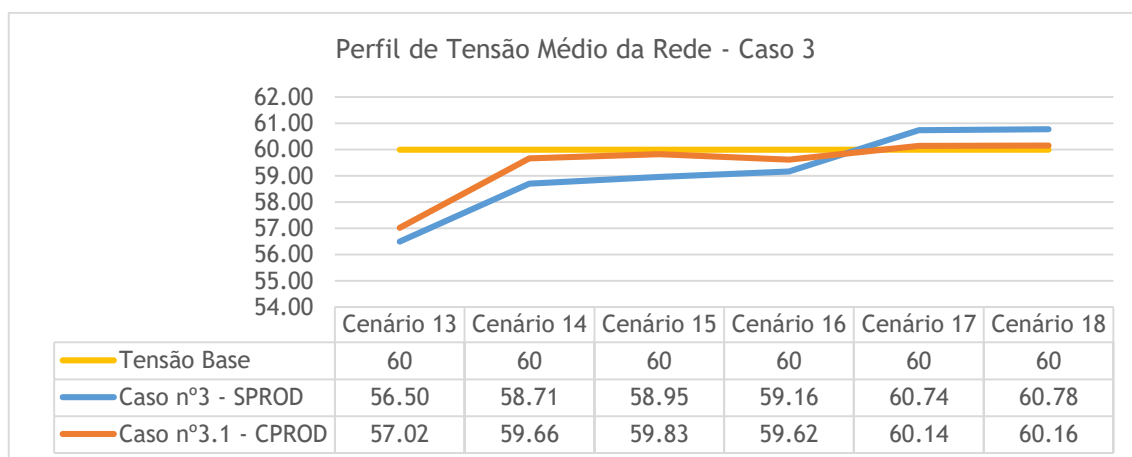


Figura 4.2.4 - Perfil de Tensão Médio da Rede - Caso 3

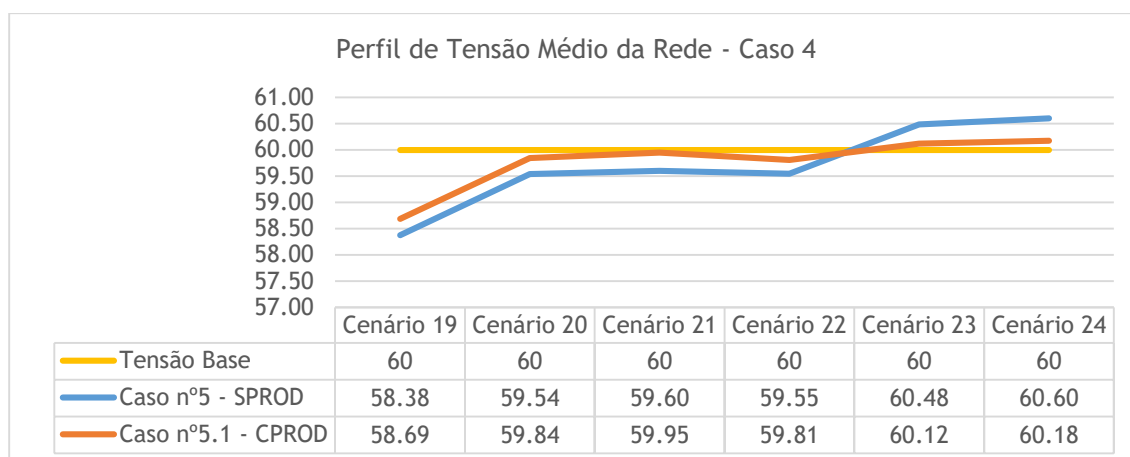


Figura 4.2.5 - Perfil de Tensão Médio da Rede - Caso 4

Nas subestações que em cada cenário se verificaram os valores mais baixos e mais altos de tensão (B2, B3, B4 e B6), constata-se que efetivamente há ganhos de tensão com a aplicação do controlo de tensão. Os maiores ganhos verificam-se na subestação B6, em qualquer dos cenários, pois é a subestação mais distante do ponto de entrega (subestação B1) na qual a produção instalada tem bastante influência no estabelecimento dos níveis de tensão, quer por aumento da produção de potência ativa quer por injeção/absorção de potência reativa.

Esta situação também é comprovada pelo facto de nos cenários 1, 2, 4, 7, 8, 4, 13, 14, 16, 19, 20, 22 as tensões da subestação B6 serem os piores casos nas tensões mais baixas, e nos cenários 5, 6, 11, 12, 17, 18, 24 as tensões nesta mesma subestação serem os piores casos nas tensões mais elevadas.

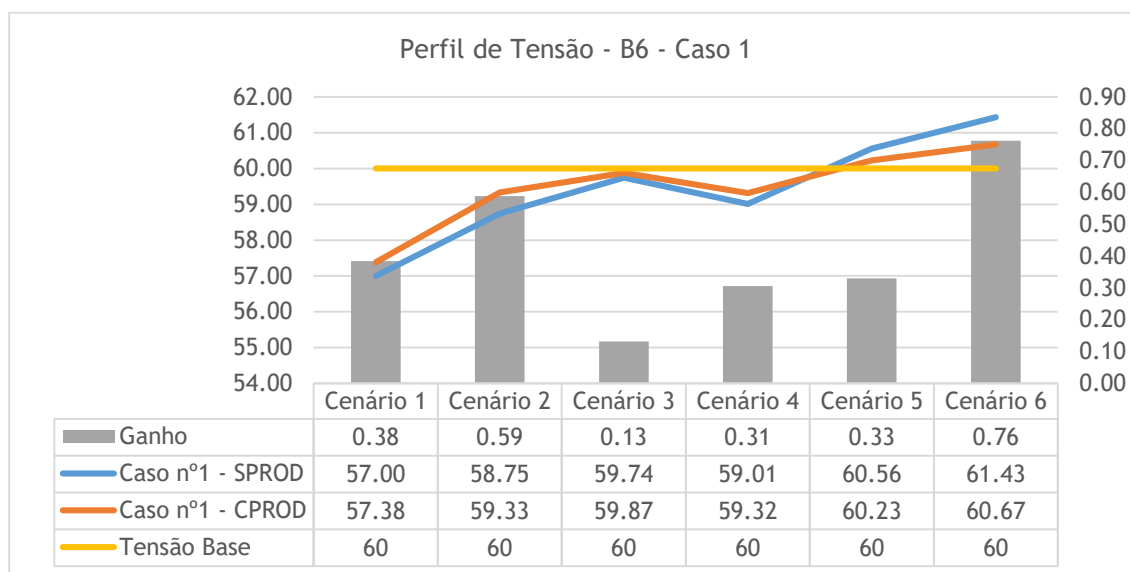


Figura 4.2.6 - Perfil de Tensão da subestação B6 - Caso 1

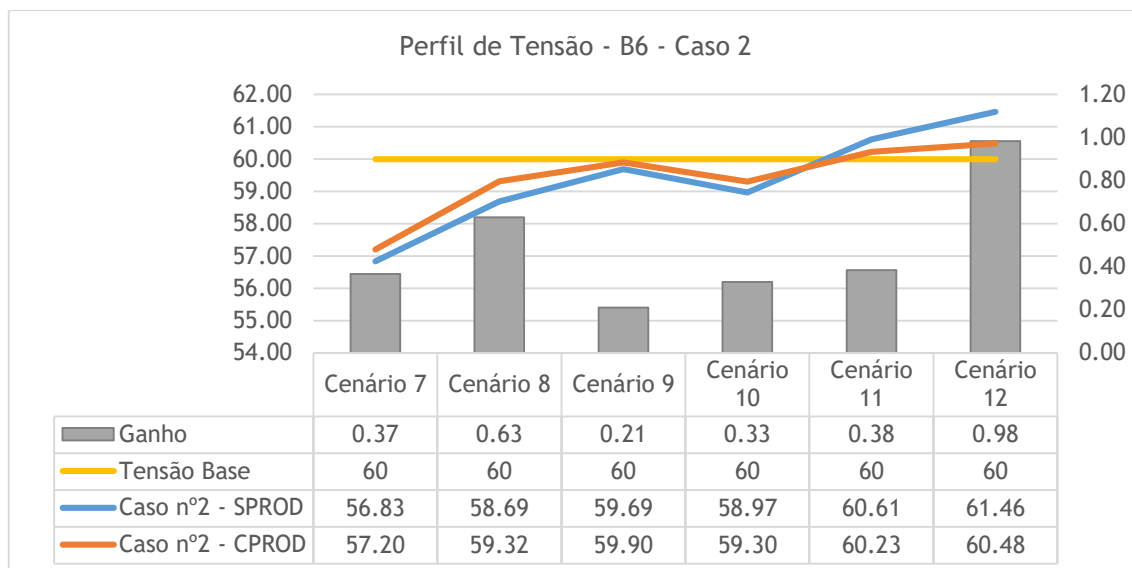


Figura 4.2.7 - Perfil de Tensão da subestação B6 - Caso 2

Como seria expectável, em cenários sem produção e produção mínima em combinação com cenários de carga mínima e máxima, os menores ganhos de tensão verificam-se ao nível das subestações que são mais próximas do ponto de entrega, uma vez que por este facto registam menores diferenças de tensão, relativamente à tensão base. Exemplo desta situação são os cenários 1, 4, 7, 10, 13, 16, 19, 22 para a subestação B4.

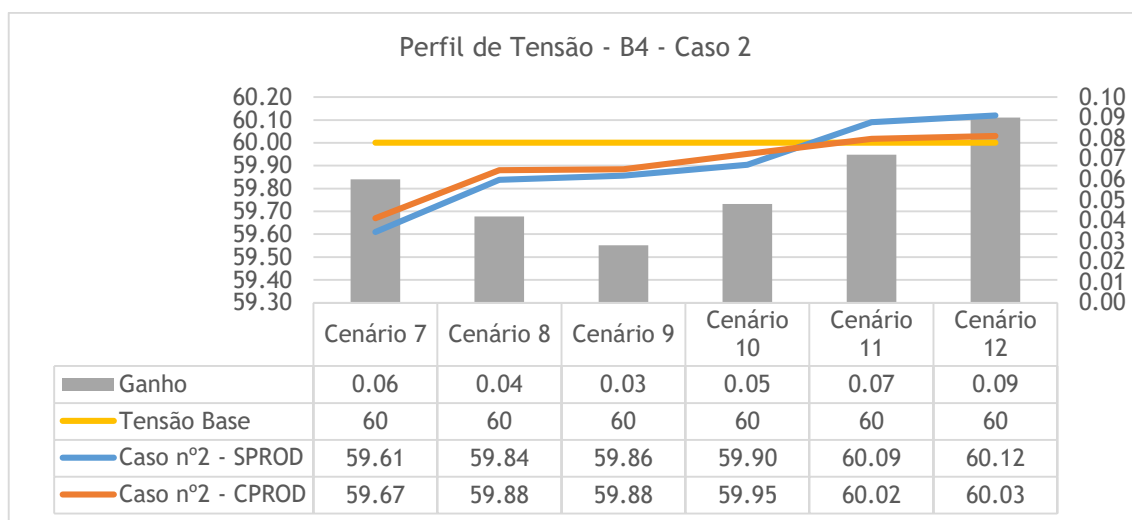


Figura 4.2.8 - Perfil de Tensão da subestação B4 - Caso 2

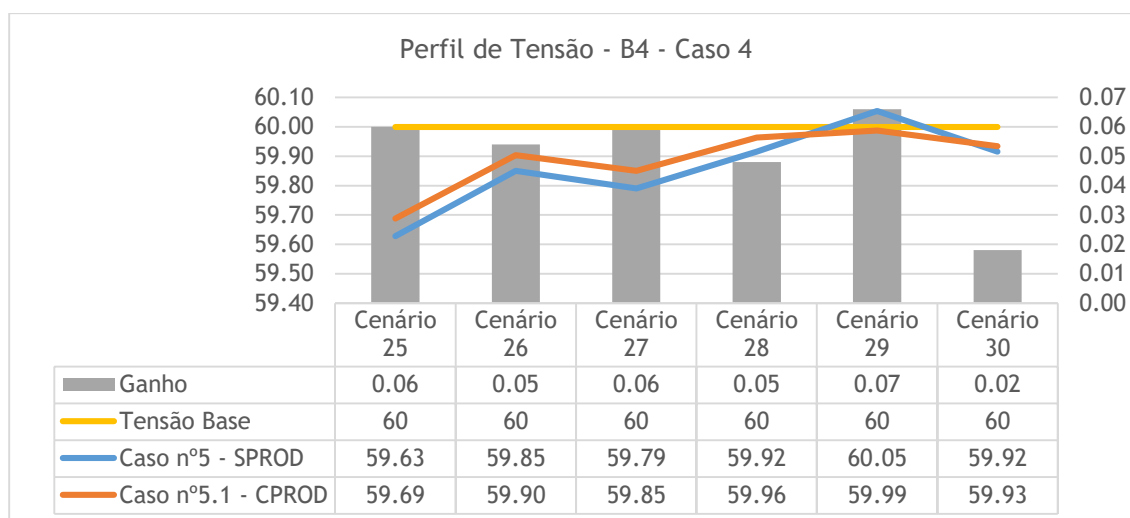


Figura 4.2.9 - Perfil de Tensão da subestação B4 - Caso 4

Contudo à medida que se aumenta a produção em função da localização da subestação relativamente ao ponto de entrega, as subestações com menores ganhos de tensão podem ser aquelas em que estão ligadas instalações de produção, exemplo disso é a subestação B2 nos cenários 3 e 9.

Nos cenários 5, 11, 17 e 23 ao nível da subestação B3, como sendo nestes cenários a subestação com as tensões mais baixas, registaram-se com a participação da produção no controlo de tensão uma diminuição de tensão. Estas situações foram os únicos casos de inversão da tendência da recuperação da tensão para valores mais próximos da tensão base.

Esta situação ocorre nestes cenários, bem como nos cenários 6, 12, 18 e 13, porque existe um trânsito de potência reativa mais elevado na linha L234 no sentido subestação B4 para a subestação B2 quando as instalações de produção participam no controlo de tensão da rede do que quando não se verifica esta ação de controlo (Anexo 5).

Esta situação é confirmada pelos restantes cenários em que acontece o inverso (ver gráficos cenários 1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10). O trânsito de potência reativa é mais elevado na linha L234 quando não há participação da produção no controlo de tensão da rede do que quando se verifica a ação de controlo de tensão.

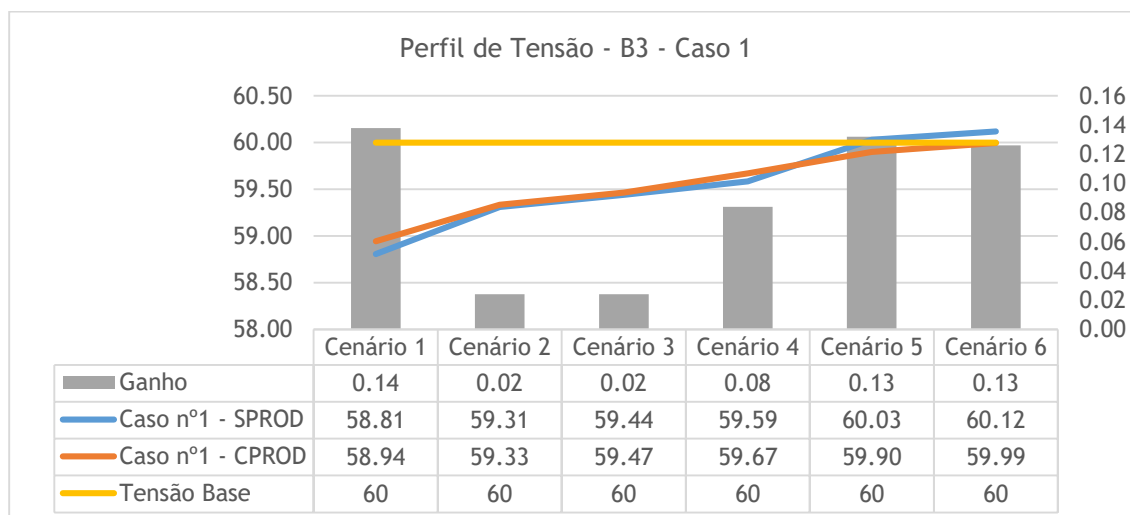


Figura 4.2.10 - Perfil de Tensão da subestação B3 - Caso 1

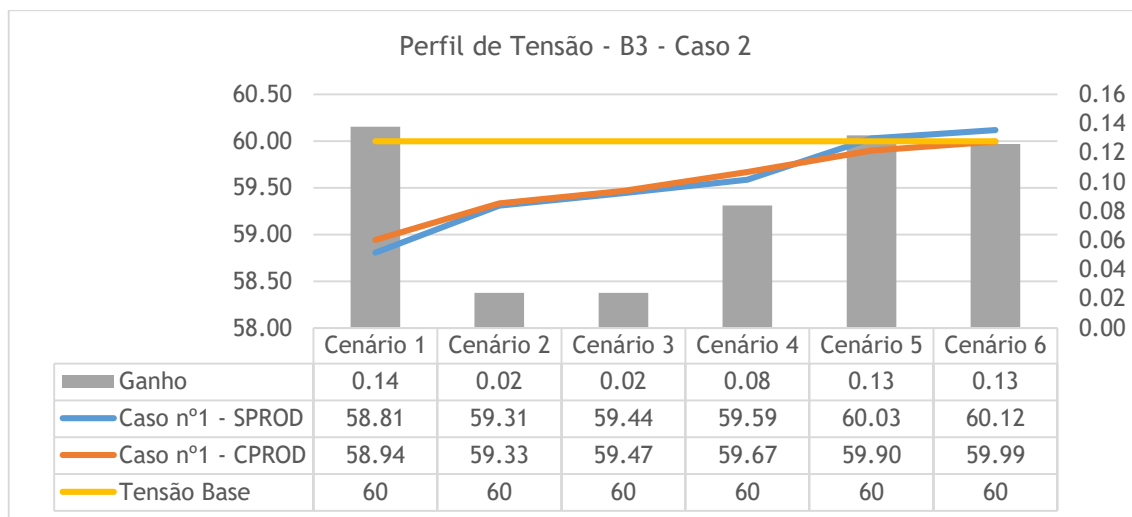


Figura 4.2.11 - Perfil de Tensão da subestação B3 - Caso 2

Este facto é relevante para confirmar, que nem sempre é garantido que o controlo de tensão da rede por ação de injeção/absorção de potência reativa pelos produtores poderá provocar o efeito pretendido em determinados pontos da rede. Posto isto será sempre necessário verificar o impacto nos perfis de tensão de todas as SE da rede, antes da adoção de um esquema de controlo similar.

4.2.6.2 - Potência ativa

No estudo relativamente à aplicação das condições técnicas da potência ativa não se verificaram violações dos limites de potência das linhas de alta tensão no caso 1 para qualquer dos cenários.

Contudo para os casos 2, 3 e 4 registaram-se sobrecargas de determinadas linhas principalmente na combinação de cenários de carga mínima com produção máxima, que corresponde no caso 2 ao cenário 12, no caso 3 ao cenário 18 e no caso 4 ao cenário 24.

De referir que no caso 3 no cenário 15 (combinação de cenário de carga máxima com produção máxima) também se registaram violação dos limites de potência nas linhas, sendo um único caso em que a carga total da rede não foi suficiente para absorver a potência produzida.

Caso 2

No caso 2, para anular a violação de potência verificada na linha de alta tensão L124, aplicou-se a limitação de potência à potência adicional e de sobre-equipamento das instalações de produção PE2.1 e PE2.2, contudo esta ação não foi suficiente para eliminar a violação de potência.

Tabela 4.2.6 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124 - caso 2.

Linha	Subestação (extremo)	Capacidade Nominal S(MVA)	Cenário 12		
			S (MVA)	Capacidade Utilizada (%)	Violação S(MVA)
L124	B1	124.70	148.19	119%	23.49
	B4	62.40	79.48	127%	17.08

Tabela 4.2.7 - Valor potência a limitar de potência adicional e de sobre-equipamento por instalação de produção - caso 2.

Limitação Sobre-equipamento	Potência Instalada S (MVA)	Potência instalada + Sobre-equipamento S (MVA)	Potência a limitar S (MVA)
PE2.1	33.8	42.50	8.70
PE2.2	22	27.50	5.50
Total	55.80	70.00	14.20

Tabela 4.2.8 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124, após limitação de potência adicional e de sobre-equipamento - caso 2.

Linha	Subestação (extremo)	Capacidade Nominal S(MVA)	Cenário 12		
			S (MVA)	Capacidade Utilizada (%)	Violação S(MVA)
L124	B1	124.70	133.98	107%	9.28
	B4	62.40	74.52	119%	12.12

Para mitigar esta violação foi necessário limitar ainda mais a produção das instalações de produção que contribuíam para a mesma, contudo na legislação portuguesa não está previsto a limitação de potência em toda a extensão da potência instalada, apenas o corte de potência, que implica um corte de potência equivalente a 149,6 MVA através de uma medida desproporcional.

Aplicando de forma equitativa, as condições técnicas da potência ativa da Dinamarca, às instalações que contribuem para a violação de potência foi possível eliminá-la na linha L124 através da redução de 12,42 MVA de produção, permitindo um máximo de potência a injetar na rede de 35,28 MVA pelas instalações de produção limitadas.

Tabela 4.2.9 - Valor potência a limitar por instalação de produção dentro da banda de potência instalada - caso 2.

Limitação de Potência	Potência instalada S (MVA)	Potência a limitar S (MVA)	Potência permitida S (MVA)
PE5.1	30.10	7.84	22.26
CH6.2	7.60	1.98	5.62
CH6.1	10.00	2.60	7.40
Total	47.70	12.42	35.28

Caso 3

No terceiro caso registaram-se limitações nos cenários 15 e 18, enquadrados num cenário de exploração em que aconteceu um incidente (disparo da linha L14). Nesta situação em função do impacto do nível de produção das instalações de produção na operação e condução de rede, o ORD pode limitar a produção por estar em causa a continuidade de serviço e a segurança da rede.

A sobrecarga verificada na linha L124 ao nível do cenário 15 foi eliminada com recurso à ativação da condição técnica de limitação da potência adicional e de sobre-equipamento, uma vez que a potência disponível para limitar é de 14.20 MW enquanto a violação de potência verificada é de 2.97 MW.

Nesta situação, a condição técnica de limitação de potência vigente em Portugal foi suficiente para eliminar a sobrecarga e mesmo numa condição de rede condicionada por defeito na linha L14 e trabalhos no disjuntor de recurso NA da L124 na subestação B4, a segurança de rede não seria condicionada.

Tabela 4.2.10 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124 - caso 3 cenário 15.

Linha	Subestação (extremo)	Capacidade Nominal S(MVA)	Cenário 15		
			S (MVA)	Capacidade Utilizada (%)	Violação S(MVA)
L124	B1	95.60	98.57	103%	2.97
	B2	95.60	98.20	103%	2.6

Tabela 4.2.11 - Valor potência a limitar de potência adicional e de sobre-equipamento por instalação de produção - caso 3 cenário 15.

Limitação Sobre-equipamento	Potência instalada S (MVA)	Potência instalada + Sobre-equipamento S (MVA)	Potência a limitar S (MVA)
PE2.1	33.8	42.50	8.70
PE2.2	22	27.50	5.50
Total	55.80	70.00	14.20

No cenário 18, num cenário de carga mínima e produção máxima registou-se igualmente violação do limite de potência da linha L124, mas com um nível de severidade muito superior ao do cenário 15, que dá origem a corte de energia por atuação da função de proteção máximo intensidade de fase da linha L124 regulada para 130 % da capacidade da linha.

Tabela 4.2.12 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124 - caso 3 cenário 18.

Linha	Subestação (extremo)	Capacidade Nominal S(MVA)	Cenário 18		
			S (MVA)	Capacidade Utilizada (%)	Violação S(MVA)
L124	B1	95.60	148.82	156%	53.22
	B2	95.60	149.22	156%	53.62

Contudo para restabelecer a continuidade de serviço o ORD teria de articular a limitação de potência com os produtores que contribuíram com esta violação.

Numa primeira fase foram limitados os produtores com capacidade instalada de potência adicional e de sobre-equipamento no mesmo nível da limitação do cenário 15 (14.20 MVA), contudo esta limitação não sana a sobrecarga na linha L124, nem nova atuação das funções de proteção.

Tabela 4.2.13 - Violação do limite de sobrecarga da linha L124, após limitação de potência adicional e de sobre-equipamento - caso 3 cenário 18.

Linha	Subestação (extremo)	Capacidade Nominal S(MVA)	Cenário 18		
			S (MVA)	Capacidade Utilizada (%)	Violação S(MVA)
L124	B1	95.60	133.32	139%	37.72
	B2	95.60	134.31	140%	38.71

Posto isto foi necessário limitar ainda mais a potência para eliminar a sobrecarga ainda vigente e restabelecer a continuidade de serviço. Para esta ação como referido anteriormente, estando em causa a continuidade de serviço e a segurança de rede, por motivos de incidentes na rede, na legislação Portuguesa está prevista a limitação sobre a potência injetada pelas instalações de produção até se conseguir eliminar a violação de potência na linha.

Nesta situação aplica-se a limitação equitativa e não discriminatória pelos produtores que contribuem para a sobrecarga da linha L124, mesmo por aqueles que já viram limitada a potência adicional e de sobre-equipamento.

Tabela 4.2.14 - Valor potência a limitar por instalação de produção dentro da banda de potência instalada - caso 3 cenário 18.

Limitação de Potência	Potência instalada S (MVA)	Potência a limitar S (MVA)	Potência permitida S (MVA)
PE5.1	30.10	8.13	21.97
CH6.2	7.60	2.05	5.55
CH6.1	10.00	2.70	7.30
PE2.1	33.80	9.13	24.67
PE2.2	22.00	5.94	16.06
CH2.3	40.00	10.80	29.20
Total	143.50	38.75	104.75

Caso 4

No caso 4, com diferente reconfiguração de rede (L124 consignada) verifica-se sobrecarga da linha L14 no cenário 24 correspondente ao cenário de combinação de carga mínima e produção máxima.

Tabela 4.2.15 - Violação do limite de sobrecarga da linha L14 - caso 4.

Linha	Capacidade Nominal S(MVA)	Cenário 24		
		S (MVA)	Capacidade Utilizada (%)	Violação S(MVA)
L14	124.70	148.65	119%	23.95

A abordagem à limitação de potência foi similar aos anteriores casos (2 e 3), em que se ativa primeiro a limitação à potência adicional e de sobre-equipamento no valor de 14,2 MVA, não sendo suficiente para limitar a violação de potência na linha L14 com valor de 23,95 MVA acima da capacidade nominal.

Tabela 4.2.16 - Violação do limite de sobrecarga da linha L14, após limitação de potência adicional e de sobre-equipamento - caso 4.

Linha	Capacidade Nominal S(MVA)	Cenário 24		
		S (MVA)	Capacidade Utilizada (%)	Violação S(MVA)
L14	124.70	134.07	108%	9.37

Para eliminar a violação foi necessário limitar ainda mais a produção das instalações de produção. Como referido anteriormente, os regulamentos de Portugal não preveem a limitação de potência em toda a extensão da potência instalada em situação de contingência na rede por trabalhos programados, apenas o corte de potência. O corte de potência equivalente a 149,6 MVA é uma medida severa e desproporcional, para fazer face a uma sobrecarga de 9.37 MVA.

Aplicando as condições técnicas da potência ativa da Dinamarca, às instalações que contribuem para a violação de potência, foi possível eliminá-la na linha L14 através da redução de 38,75 MVA de produção, permitindo um máximo de potência a injetar na rede de 104,75 MVA pelas instalações de produção limitadas.

Tabela 4.2.17 - Valor potência a limitar por instalação de produção dentro da banda de potência instalada - caso 4.

Limitação de Potência	Potência instalada S (MVA)	Potência a limitar S (MVA)	Potência permitida S (MVA)
PE5.1	30.10	8.13	21.97
CH6.2	7.60	2.05	5.55
CH6.1	10.00	2.70	7.30
PE2.1	33.80	9.13	24.67
PE2.2	22.00	5.94	16.06
CH2.3	40.00	10.80	29.20
Total	143.50	38.75	104.75

4.3 - Análise de histórico de dados de produção e consumo

Da análise regulamentar nacional bem como do estudo de trânsito de potências percecionou-se as diferentes opções para cortar e limitar potência produzida de forma a eliminar as sobrecargas na rede.

No que diz respeito ao corte, sendo a única opção legal, para limitar a potência de produção nos cenários de trabalhos programados, esta revela-se uma medida muito drástica para a necessidade real de diminuição de potência para eliminar sobrecargas na rede, além de agregar complexidade na gestão dos trabalhos programados.

Por outro lado, os valores de potência a limitar são obtidos através de um procedimento que considera cenários extremos (carga mínima/máxima e produção 0%/50%/100%). Esta abordagem é uma análise em que os resultados de limitação obtidos pecam por excesso, não sendo os mais precisos e não se adequam à realidade do consumo e produção verificada nos dias dos trabalhos programados. Um dos fatores que concorre para que os resultados de limitação possam ser elevados para a real necessidade de limitação prende-se com o facto de que os cenários extremos não são simultâneos, ou seja, nem sempre nos cenários de carga mínima se verifica em simultâneo, cenários de produção máxima e por outro lado não existe simultaneidade de consumo mínimo entre todas as subestações bem como produção máxima entre todas as instalações de produção.

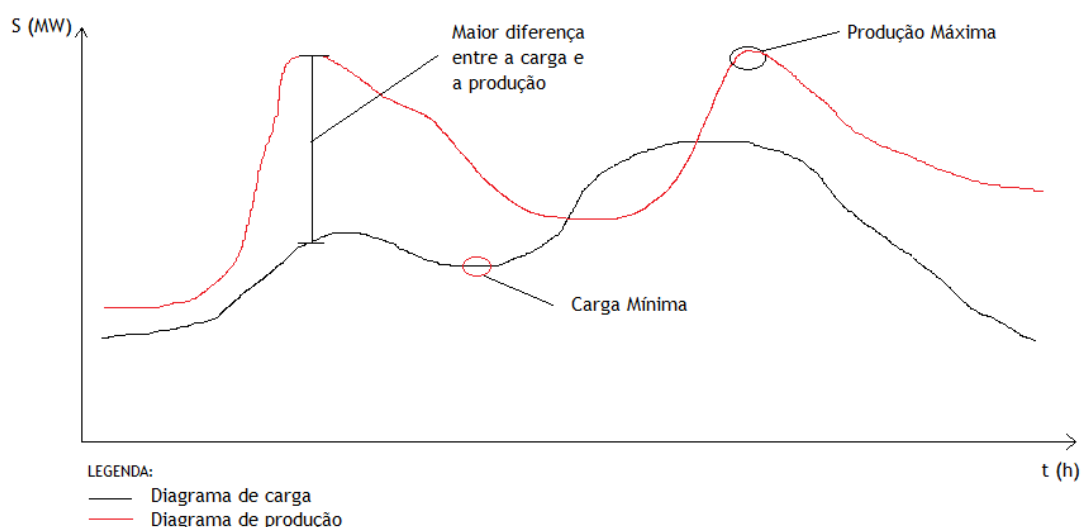


Figura 4.3.1 - Diagrama de cargas e diagrama de produção exemplificativo da diferença entre pontas e mínimos de carga e produção.

Numa primeira abordagem o ideal era obter um valor de potência a limitar, que correspondesse à maior diferença entre o valor de potência de consumo e de previsão de produção no intervalo de tempo que decorre o trabalho planeado, valor este que corresponde ao valor em que a carga na rede é suficiente para absorver a potência produzida de forma a não provocar sobrecargas na rede.

Num cenário ideal esta diferença deveria ser calculada periodicamente de forma a ajustar continuamente a produção ao nível de consumo, obtendo-se uma limitação de potência mais fina, evitando simultaneamente sobrecargas nas linhas.

Posto isto, devido às limitações identificadas nas opções legais para cortar/limitar a potência de produção bem como no procedimento do estudo de trânsito de potência que permite obter a potência a limitar, foi realizada uma análise ao histórico de dados de produção e consumo da rede em estudo de forma a averiguar as diferenças nos níveis de potência a cortar/limitar através de 5 abordagens:

- 1 - Corte de potência produzida ao domingo (sem acordo);
- 2 - Corte de potência produzida à semana (com acordo - flexibilidade);

3- Limitação de potência com base nos piores cenários carga mínima e produção máxima em simultâneo;

4- Limitação de potência com base na maior diferença entre a carga e a produção, de forma a que não se verifique sobrecarga na rede, durante o período de trabalhos;

5 - Limitação de potência com base na maior diferença entre a carga e a produção de forma a que não se verifique sobrecarga na rede, durante o período de trabalhos, mas com variação do valor de limitação de potência à imagem da variação continua da carga e produção.

Agregado à análise das diferentes opções de corte/limitação, de acordo com o histórico de dados, foi realizada uma análise do impacto financeiro que a imposição destas ações (corte e limitação) têm sobre os produtores. A análise financeira foi executada para dois tipos de remuneração: remuneração por preço de tarifa fixada administrativamente e remuneração pelo preço fixado em mercado.

Os dados para análise foram obtidos do sistema SCADA do ORD para um período de 3 anos entre 2013 a 2016. Os dados usados foram arquivados de 15 em 15 minutos, o que representou uma análise de 73275 períodos. Os dados obtidos para se realizar a análise foram os consumos de potência ativa e reativa das subestações da rede em estudo, bem como os dados de potência ativa e reativa de cada instalação de produção.

No que diz respeito aos dados dos preços de energia pagos aos produtores, estes foram obtidos da ERSE e da REN. Na ERSE foi possível obter os preços que são pagos por tecnologia de produção aos produtores que são remunerados pelas tarifas fixadas administrativamente. Da REN obtiveram-se os preços de mercado (MIBEL) fixados para cada dia, hora a hora.

No estudo de trânsito de potência efetuado neste trabalho (ponto 4.2.6.2,) obtiveram-se os valores da potência de produção máxima permitida por cada instalação de produção, que em cenários de diferentes níveis de carga e produção representa a maior diferença que pode ocorrer entre os valores de potência de consumo e de potência de produção para que não se verifique sobrecarga no ponto com menos capacidade na rede.

Esta análise só será efetuada para os casos 2 e 4, que representam cenários de exploração de rede mais frequente e provável devido a trabalhos programados na rede. Posto isto para o caso 2 o valor da potência calculado de produção máxima permitida foi de 35,28 MVA, e no caso 4 foi de 104,74 MVA.

4.3.1 - Corte /Corte flexível

Na análise a efetuar para a abordagem de corte ao domingo (dia de intervenção na rede quando não há acordo ente o ORD e o produtor), percecionou-se quantas intervenções se realizaram na rede em estudo de acordo com as condições de exploração do caso 2 e 4. Para cada caso ocorreram 6 intervenções nos 3 anos em análise.

Os dias de domingo selecionados foram os domingos que antecederam as datas reais de cada intervenção e em cada domingo selecionaram-se os dados referentes a um período horário de 8 horas (tempo médio de trabalho diário), entre as 5 horas e as 15 horas.

No período das 8 horas foi calculada a potência média de 32 registos (obtidos de 15 em 15 minutos), da potência produzida pelas instalações de produção da rede de alta tensão, alvo de estudo.

Posteriormente foi calculada a energia média cortada durante as 8 horas. O valor financeiro de potência cortada foi calculado através da multiplicação da energia média cortada pelo valor de remuneração da tarifa fixada administrativamente para cada tecnologia (eólica e hídrica) bem como para a remuneração de mercado.

No final foi calculada a potência média cortada, a energia média cortada e a remuneração média perdida das 6 intervenções.

O procedimento até agora descrito foi igualmente realizado para a abordagem de corte flexível, no dia da semana em que se verifica a potência média de produção mais baixa.

Posto isto, os resultados foram os seguintes:

Tabela 4.3.1 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores para preços de tarifa - caso 2.

Tarifa				
Caso 2				
Corte	Potência Média (MW)	Energia (MWh)	Remuneração (€)	Percentagem %
Domingo	12.22	97.75	9508.15	100%
Dia Flexibilidade	6.16	49.28	4793.46	50%
Diferença	6.06	48.47	4714.70	50%

Tabela 4.3.2 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores para preços de tarifa - caso 4.

Tarifa				
Caso 4				
Corte	Potência Média (MW)	Energia (MWh)	Remuneração (€)	Percentagem %
Domingo	41.49	331.94	31763.17	100%
Dia Flexibilidade	11.13	89.03	8538.54	27%
Diferença	30.36	242.91	23224.63	73%

Tabela 4.3.3 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores para preços de mercado - caso 2.

Mercado				
Caso 2				
Corte	Potência Média (MW)	Energia (MWh)	Remuneração (€)	Percentagem %
Domingo	12.22	97.75	3056.13	100%
Dia Flexibilidade	6.25	50.00	2233.64	73%
Diferença	5.97	47.74	822.49	27%

Tabela 4.3.4 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores para preços de mercado - caso 4.

Mercado				
Caso 4				
Corte	Potência Média (MW)	Energia (MWh)	Remuneração (€)	Percentagem %
Domingo	41.49	331.94	9239.84	100%
Dia Flexibilidade	18.83	150.60	3828.79	41%
Diferença	22.67	181.34	5411.05	59%

Efetivamente os valores correspondentes ao corte de potência ao domingo são mais elevados que os valores de corte em dia de flexibilidade e perante este cenário o apelo ao acordo deverá ser tido em conta em função dos resultados desta análise, para que haja flexibilidade para se realizar os trabalhos num dia menos penalizador em termos financeiros. De referir que os valores de corte com base nos preços de tarifa são mais penalizadores do que os valores de corte com base nos preços de mercado e esta abordagem revela que dependendo do esquema remuneratório dos produtores, o acordo poderá que ser feito em função da potência ou em função do preço de mercado.

Para produtores remunerados pelo preço da tarifa o dia de flexibilidade a escolher será o dia em que as previsões de potência seja a menor, ao invés os produtores remunerados por preço de mercado, o dia de flexibilidade a escolher será o dia em que o valor do preço de

mercado seja o mais baixo, pois podem haver dias de elevada produção, mas o preço de mercado ser mais baixo.

Este facto é revelador na diferença entre casos (2 e 4) da potência média a cortar ser superior no dia de flexibilidade com remuneração a preço de mercado do que a potência média a cortar no dia de flexibilidade com remuneração a preço de tarifa.

Aquando de um desenvolvimento futuro de uma aplicação que calcule os valores de potência a limitar, esta terá de ter em conta estas condições numa ótica de despacho económico, “optimal power flow”.

Esta diferença percecionada apesar de ocorrer muitas poucas vezes e ter um impacto reduzido na potência diária produzida total do sistema elétrico, irá agravar à mesma, por pouco que seja, os preços de mercado pela transferência da potência dos produtores remunerados pelos preços de tarifa para os produtores em mercado que terão de suprimir a potência cortada.

Nos dias dos períodos em análise verificou-se que em nenhum período de registo de medidas, a soma de produção das instalações de produção ultrapassou o valor máximo de produção apurado para cada caso (caso 2 - 35,28 MVA, caso 4 - 104,74 MVA).

Contudo perante os estudos efetuados, para planear as intervenções, foram solicitados às instalações de produção que limitasse a produção, não se verificando essa necessidade pela análise agora realizada. Este facto é revelador de que o procedimento de obtenção dos valores de potência a limitar necessita de evoluir.

4.3.2 - Limitações de potência

Como referido anteriormente, nas datas das intervenções programadas na rede, não se registaram qualquer tipo de violações de potência, posto isto para se perceber as diferenças entre os valores de limitação de potência obtidos no estudo de trânsito de potências e os valores reais de limitação percecionados dos histórico de dados, selecionaram-se igualmente 6 dias ao longo dos três anos para cada caso (2 e 4) em que se registaram potências superiores ao valor máximo de produção permitido para que não ocorrem sobrecargas.

Na primeira abordagem de limitação de potência (Limitação de potência com base nos piores cenários carga mínima e produção máxima simultâneos) para averiguar se em cada período ocorreram violações de potência, somaram-se as potências produzidas de cada instalação de produção que poderiam contribuir para a violação de potência da linha de alta tensão em cada caso (caso 2 - L14, caso 4 - L124). Caso esta soma fosse superior ao valor máximo de produção permitido para cada caso (caso 2 - 35,28 MVA, caso 4 - 104,74 MVA), seria registada como período a limitar potência.

Para cada período a limitar potência foi calculada a potência a mais produzida, que corresponde à potência total a limitar. Através da potência a mais produzida, obteve-se a potência a limitar em cada instalação de produção, dividindo-se de forma proporcional à potência instalada, a potência a limitar em cada instalação de produção, de acordo com a seguinte expressão proposta:

$$P_{proplim/inst} = \left(P_{inst} - \left(P_{inst} \times \left(\frac{P_{insttotal} - P_{prodmax}}{P_{insttotal}} \right) \right) \right) - P_{prodinst} \quad (5.5)$$

Onde:

$P_{proplim/inst}$ é a potência proporcional a limitar em cada instalação de produção relativamente à potência total a limitar;

P_{inst} é a potência instalada da instalação de produção a limitar;

$P_{insttotal}$ é a soma das potências instaladas de todas as instalações de produção a limitar;

$P_{prodmax}$ é a potência de produção máxima permitida para que não se verifique violação/sobrecarga na linha;

$P_{prodinst}$ é potência efetivamente produzida pela instalação de produção a limitar.

Tabela 4.3.5 - Esquema de cálculo e procedimento para calcular as potências a limitar - abordagem limitação 1.

Caso 2								
Potência total produzida (MW)	Potência de produção máxima permitida (MW)	Potência total a limitar (MW)	CH6.2		CH6.1		PE5.1	
			Potência instalada (MW)	Potência proporcional a limitar (MW) (de 5.5)	Potência instalada (MW)	Potência proporcional a limitar (MW) (de 5.5)	Potência instalada (MW)	Potência proporcional a limitar (MW) (de 5.5)
1	2	3= (1-2)						
39.85	35.02	4.57	7.60	1.18	10.00	2.32	30.10	1.07

Na segunda abordagem de limitação (limitação de potência com base na maior diferença entre a carga e a produção) para averiguar se em cada período ocorreram violações de potência, à soma das potências produzidas de cada instalação de produção (potência total produzida) subtraiu-se o valor da carga mais baixa registada no período de 8 horas correspondente à intervenção programada.

Posto isto foi calculado um novo valor de potência máxima que pode circular na linha. Este pressuposto pode ser assumido pois o consumo e a produção ficam a montante da linha que poderá ser alvo de sobrecarga, o que significa que a potência produzida a montante menos a carga consumida a montante tem de ser igual ou inferior à capacidade nominal da linha para não se registarem violações de potência nesta mesma. A diferença máxima permitida entre a produção e a carga para que não haja sobrecarga nas linhas, foi a calculada no estudo de trânsito de potências, sendo para cada caso, caso 2 - 35,28 MVA e caso 4 - 104,74 MVA.

Posto isto se para cada período, o novo valor de potência máxima a circular na linha for superior à diferença máxima permitida, deteta-se então uma violação dos limites de potência.

Tabela 4.3.6 - Esquema de cálculo e procedimento para calcular as potências a limitar - abordagem limitação 2.

Caso 2				
Potência total Produzida (MW)	Carga mínima no período de intervenção (MW)	Potência a circular na linha (MW)	Diferença máxima permitida entre a carga caso 2 e produção (MW)	Potência total a limitar (MW)
1	2	3= (1-2)	4	5= (3-4)
39.85	6.66	33.19	35,28	- 2.09

Uma vez que a carga mínima registada em cada período é diferente da carga mínima do caso 2 (em que se definiu a diferença máxima permitida entre a carga e produção do caso 2 - 35,28 MW), significa que o aumento de carga a montante da linha irá possibilitar paralelamente o aumento de produção das instalações de produção a montante, dando origem a um novo valor de potência de produção máxima permitida e consequentemente novo valor de potência total a limitar.

Tabela 4.3.7 - Esquema de cálculo e procedimento para calcular nova potência de produção máxima permitida - abordagem limitação 2.

Caso 2				
Carga mínima do caso 2 (MW)	Carga mínima no período de intervenção (MW)	Diferença entre cargas (MW)	Diferença máxima permitida entre a carga e produção (caso 2) (MW)	Nova potência de produção máxima permitida (MW)
1	2	3= (1-2)	4	5= (4+3)
4.14	10.80	6.66	35,28	41.94

Na terceira abordagem de limitação de potência (limitação de potência com base na maior diferença entre a carga e a produção, em função da variação contínua da carga e produção em cada período) a única alteração relativamente ao procedimento da segunda abordagem de limitação de potência é que o valor total de potência a limitar é calculado para cada período, pois considera-se em cada período a diferença entre carga mínima registada nesse período e a carga mínima do caso 2, em vez da diferença da carga mais baixa registada no período de 8 horas e a carga mínima de caso 2.

Para todas as abordagens de limitação de potência, depois de calculado o valor de potência total a limitar período das 8 horas foram calculadas as potências médias, da potência proporcional a limitar por cada instalação de produção de acordo com a equação 5.6.

Posteriormente foi calculada a energia média limitada por cada instalação durante as 8 horas para cada abordagem de limitação de potência. Os valores financeiros de potência limitada por abordagem de limitação, foram calculados através da multiplicação da energia média cortada pelo valor de remuneração da tarifa fixada administrativamente para cada tecnologia (eólica e hídrica) bem como para a remuneração de mercado.

No final para cada abordagem de limitação de potência, foram calculadas as potências médias limitadas, as energias médias limitadas e as remunerações médias perdidas pelos produtores durante as 6 intervenções.

Tabela 4.3.8 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores em esquema de limitação para preços de tarifa - caso 2.

Tarifa				
Caso 2				
Limitação	Potência Média (MW)	Energia (MWh)	Remuneração (€)	Percentagem %
Potência produzida sem limitação	36.22	289.78	27532.17	100%
Potência produzida (limitação 1)	30.73	245.82	23358.75	85%
Potência produzida (limitação 2)	35.28	282.24	26816.37	97%
Potência produzida (limitação 3)	35.78	286.28	27200.18	99%
Diferença produção (limitação 1)	5.50	43.96	4173.42	15%
Diferença produção (limitação 2)	0.94	7.54	715.80	3%
Diferença produção (limitação 3)	0.44	3.50	331.99	1%

Tabela 4.3.9 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores em esquema de limitação para preços de tarifa - caso 4.

Tarifa				
Caso 4				
Limitação	Potência Média (MW)	Energia (MWh)	Remuneração (€)	Porcentagem %
Potência produzida sem limitação	128.67	1029.40	97474.01	100%
Potência produzida (limitação 1)	89.65	717.16	67908.12	70%
Potência produzida (limitação 2)	0.00	0.00	0.00	0%
Potência produzida (limitação 3)	0.00	0.00	0.00	0%
Diferença produção (limitação 1)	39.03	312.24	29565.89	30%
Diferença produção (limitação 2)	0.00	0.00	0.00	0%
Diferença produção (limitação 3)	0.00	0.00	0.00	0%

Tabela 4.3.10 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores em esquema de limitação para preços de mercado - caso 2.

Mercado				
Caso 2				
Limitação	Potência Média (MW)	Energia (MWh)	Remuneração (€)	Porcentagem %
Potência produzida sem limitação	36.22	289.78	2000.86	100%
Potência produzida (limitação 1)	30.73	245.82	1713.03	86%
Potência produzida (limitação 2)	35.28	282.24	1967.33	98%
Potência produzida (limitação 3)	35.78	286.28	1985.08	99%
Diferença produção (limitação 1)	5.50	43.96	287.83	14%
Diferença produção (limitação 2)	0.94	7.54	33.53	2%
Diferença produção (limitação 3)	0.44	3.50	15.78	1%

Tabela 4.3.11 - Valores médios de potência, energia cortadas e remunerações perdidas pelos produtores em esquema de limitação para preços de mercado - caso 4.

Mercado				
Caso 4				
Limitação	Potência Média (MW)	Energia (MWh)	Remuneração (€)	Porcentagem %
Potência produzida sem limitação	128.67	1029.40	4274.84	100%
Potência produzida (limitação 1)	89.65	717.16	2689.98	63%
Potência produzida (limitação 2)	0.00	0.00	0.00	0%
Potência produzida (limitação 3)	0.00	0.00	0.00	0%
Diferença produção (limitação 1)	39.03	312.24	1584.86	37%
Diferença produção (limitação 2)	0.00	0.00	0.00	0%
Diferença produção (limitação 3)	0.00	0.00	0.00	0%

Comparando as medidas de corte de potência com as de limitação de potência verifica-se que as opções de limitação são mais vantajosas de adotar, pois implicam menores perdas de potência a produzir logo menos impacto nas remunerações dos produtores.

No que diz respeito as abordagens de limitação verifica-se que os procedimentos para detetar as potências a limitar têm de ser mais aperfeiçoados por forma a não ativar estas medidas de limitação sem necessidade.

Como se pode constatar pelo procedimento adotado pelo ORD (análise de contingências) para detetar possíveis limitações de potência a aplicar nas instalações de produção devido a trabalhos programados na rede, a potência a limitar é 12 % mais elevada do que a potência a limitar (ver tabelas 4.3.8 e 4.3.10). se o procedimento adotar uma análise de contingências que tivesse em consideração a previsão de potência a produzir no dia de intervenção bem como a previsão de carga, ao invés de considerar a carga mínima anual e a potência instalada da produção por níveis de potência.

A inclusão no estudo de trânsito de potências das previsões de produção e de carga, dariam origem à criação de cenários mais próximos da realidade bem como mais otimistas,

que iriam possibilitar o cálculo mais aproximado da maior diferença entre a carga e a produção no dia do trabalho programado. Esta diferença é o fator crítico para que não se registem sobrecargas nas linhas.

Outro aspeto que comprova a necessidade de evolução do procedimento para detetar possíveis limitações de potência é que aplicando um procedimento mais adequado aos valores de produção e carga previsíveis para o dia do trabalho programado, possíveis necessidades de limitação de potência, dadas como certas na abordagem de limitação 1, não serão necessárias (exemplo de caso 4 na abordagem de limitação 2 e 3).

A última abordagem de limitação de potência é aquela em que se verificam menores perdas de remuneração para o produtor (apenas 1 %), contudo para se por em prática terá de haver uma evolução para além do estudo de análise de contingências antes da realização do trabalho programado, para uma ação continuada e concertada no dia do trabalho programado. Esta abordagem que prevê o cálculo contínuo no tempo do valor de potência a limitar a cada instante, só será possível aplicar num conceito de gestão ativa de rede, em que terá de haver uma aplicação a realizar cálculos contínuos dos valores a limitar e a envia-los de forma periódica e automática para as instalações de produção para estes corrigirem os valores de potência a produzir.

4.4 - Resumo

Na rede de alta tensão, alvo de estudo, quando explorada em configuração normal (caso1) não se verificaram violações dos limites das tensões nos barramentos das subestações do ORD e produtores, bem como não ocorreram violações dos limites de potência das linhas de alta tensão da rede nos primeiros 6 cenários (cenários 1, 2, 3, 4, 5 e 6), estando de acordo com critérios gerais da configuração normal de exploração de rede (ponto 3.3 capítulo 3).

Estes resultados são o reflexo de que os procedimentos instituídos para a ligação à rede e condições de acesso e uso da rede por parte dos produtores em Portugal, garante que em exploração normal de rede não se verificam violações dos limites de potência e tensões.

Antecipadamente através de uma análise e estudo prévio do ORD, este percebeu quais os impactos que poderá vir a ter na rede de distribuição e em caso de estes violarem a qualidade de serviço técnico indicam quais as ações a tomar para que estas situações não ocorram, tais como o reforço de rede a cargo do produtor.

Os resultados deste caso referente a esta rede é extensível a qualquer parte da rede de distribuição em qualquer nível de tensão (AT, MT e BT).

A maioria das violações de tensão ocorreram em cenários de carga máxima e tensão mínima, para situações em que a rede estava a ser explorada numa configuração diferente da normal, quer seja por trabalhos programados ou incidentes. Estas violações ocorreram na mesma subestação (B6) que é a subestação mais distante ao ponto de entrega da RNT.

Os níveis de violação de tensões, na exploração de rede alternativa, não foram muito severos (caso e cenário 7 -56.83 kV e caso 4 cenário 19 - 56.85 kV). Com níveis baixos de produção (5% da potência instalada) através da participação das instalações no controlo de tensão foi possível eliminar estas restrições.

Atualmente o ORD deparando-se com os cenários em causa conseguiria eliminar as violações de tensão através da regulação de tensão efetuada ao nível dos reguladores de tensão dos transformadores no ponto de entrega. A capacidade de regulação é de $\pm 3\%$ relativamente à tensão declarada, o que quer dizer que se poderia solicitar a subida de tensão no ponto de entrega até um limite de 3% da tensão declarada, o que implicaria uma subida de tensões generalizada na rede de alta tensão. A título de exemplo no caso 2, cenário 7, onde se verifica a pior tensão (56.83 kV), bastaria apenas um aumento de 0.23 % para enquadrar a tensão dentro dos limites admissíveis, estando este valor enquadrado no limite máximo de regulação (+3%). Por outro lado, o aumento de 0,26% não teria impacto na tensão mais elevada no cenário 7 (59,61kV), pois após a ação de regulação o novo valor de tensão

poderia ser aproximadamente 59,16 kV o que estaria enquadrado dentro dos valores máximos permitidos de 63kV (60 kV +/- 5 %).

Mesmo havendo solução para estabilizar a tensão da rede (recurso aos reguladores do ponto de entrega) o controlo de tensão para esta rede através da participação dos produtores seria sempre uma segunda alternativa, só ativada em caso de avaria da regulação. De referir que esta situação se verifica ao nível desta rede, contudo ao nível de outras redes de alta tensão e até de média tensão, esta condição poderá ser diferente, e o recurso aos reguladores não ser suficiente para controlar as tensões. Assim sendo, a necessidade de utilização do controlo de tensão com recurso às instalações de produção tem de ser visto caso a caso pois sendo a única opção para controlo de tensão da rede, torna-se uma opção a ser tida em conta.

A ativação do controlo de tensão pelos produtores poderá ser mais interessante e valorizada nos cenários de incidentes na rede, em que a resolução do mesmo não seja imediata (incidente em linha ou até mesmo avaria dos reguladores de tensão o PdE), mesmo recorrendo reconfigurações de rede por telecomando. No caso 3 cenário 13, sendo um caso destes, verifica-se que a capacidade de regulação dos transformadores de ponto de entrega, não seriam suficientes para estabilizar as tensões pois a queda máxima de tensão registada na subestação B6, foi de 7,35% relativamente à tensão mínima admissível (57 kV).

Outra situação a ter em conta e percecionada no caso 3 cenário 13 é que um valor de $\cos \varphi$ permitido para o controlo de tensão (no estudo $\cos \varphi = 0,95$), fixado regulamentarmente para as várias situações de exploração rede, condiciona os níveis de controlo de tensão em função dos níveis de produção injetada. Posto isto devem ser averiguadas quais as necessidades da definição de um $\cos \varphi$, caso a caso por estudo de análise de contingência, claro está que o valor a definir terá de estar cingido e condicionado pelo limite máximo dos grupos geradores.

Em função das necessidades de controlo de tensão, obtidas através de análise de contingências na fase de planeamento, o ORD deve considerar contratar este serviço de controlo de tensão ao produtor para que possa ser ativado quando necessário através de contratos bilaterais à imagem do que acontece nos produtores ligados à RNT.

De referir que para estes mecanismos comerciais terá de ser efetuado um estudo que permita verificar qual a justa e equilibrada remuneração a aplicar ao serviço tendo em conta o tipo de tecnologia bem como o regime remuneratório em que está inserido (ex. PRE).

A relação comercial a instituir deverá ter em conta fatores como a perda de remuneração de potência ativa por substituição da potência reativa para suporte de tensão, as perdas e benefícios para o ORD em função da violação da qualidade de serviço, que podem implicar penalizações e coimas bem como a perda de remuneração referente ao incentivo do regulador.

Ao nível do ORD um dos impactos a ter em conta é que a violação dos limites técnicos da tensão será considerada a prestação de um serviço degradado, violando os padrões de qualidade de serviço os quais são refletidos quer em coimas, quer quebra de remuneração, e por este prisma revela-se interessante recorrer a um serviço desta natureza que eventualmente possa ser desenvolvido.

No que diz respeito aos limites de potência ativa verificaram-se violações da capacidade nominal das linhas nos casos 2, 3 e 4, nos cenários de carga mínima e produção máxima.

De forma global em qualquer dos anteriores casos a limitação de potência através do único meio legal em Portugal para o efeito, não elimina as violações de potência nas linhas.

No caso 3 a exploração de rede adotada foi reflexo de um incidente na rede e para estes casos a legislação portuguesa prevê a participação dos produtores instalados na mitigação dos impactos do incidente, por estar em causa a continuidade de serviço e a segurança de rede motivada por sobrecarga na mesma.

Ao invés as sobrecargas registadas nos casos 2 e 4, aconteceram na reconfiguração de rede motivada por trabalhos programados (manutenção ou construção) e para estes casos seria necessário realizar ainda mais limitação aos produtores que impactavam na violação de

potência. Em Portugal não é possível limitar a potência das instalações de produção nestas circunstâncias e apenas está legislado o recurso ao corte de produção.

Para evitar o corte de alimentação aos produtores, o ORD tenta numa primeira fase acordar a limitação de potência tendo por base valores de limitação calculados de acordo com o procedimento executado no estudo de trânsito de potências. Contudo esta limitação não está prevista em termos regulamentares, apenas é executada para evitar males menores a ambas as partes. Apesar de procurar o menor impacto para ambas as partes o ORD está sempre dependente de uma aprovação do produtor e de uma data favorável para a executar, que é sempre em função das piores previsões de produção.

O corte de produção nestas circunstâncias revela-se uma medida muito desproporcional perante a necessidade de potência a limitar tendo um impacto superior na remuneração dos produtores bem como a cada intervenção a capacidade de intervenção na rede pelo ORD vai sendo diminuída por utilização do número máximo de cortes permitidos ao ORD (máximo de 5 intervenções ano).

De referir que facilmente pela intervenção em pontos de rede que não estão diretamente ligados ao produtor, este valor de intervenções permitidas esgotar-se-ia e a título de exemplo, para realizar intervenções em dias distintos nas linhas e painéis das L66.2 , L56, L45, L14, L142 e no barramento da subestação B6 (mesmo que coordenados) seriam necessários 6 cortes de produção à central hídrica CH6.2 onde, apenas na realidade, com a possibilidade de ativar a limitação de potência a toda a gama de potência instalada (dos 0 aos 100%) apenas seriam necessários realizar 2 cortes.

Por outro lado, o corte de alimentação está sempre sujeito ao acordo com produtor condicionando a execução dos trabalhos programados na data inicialmente prevista, o que torna complexa a gestão e coordenação dos mesmos com várias entidades (ORD-CCMT, ORD-CCAT, produtores, ORT, e prestadores de serviços). Outra vertente que agrega ainda mais complexidade na gestão e coordenação dos trabalhos, tendo impacto nos orçamentos iniciais das intervenções, é a falta de acordo ente o produtor o que obriga a que o corte de alimentação seja realizado a um domingo entre a 5 horas e as 15 horas.

Pelas diferentes abordagens de limitação criadas neste estudo foi possível perceber que existem vantagens em adotar um esquema de ativação limitação de potência em vez de corte, pois verifica-se que a perda de potência e consequente remuneração para os produtores é menor, mesmo comparado com a adoção de corte de potência sujeito a um dia de flexibilidade.

A perda de potência e consequente remuneração é muito mais acentuada nos produtores remunerados com base no preço por tarifa fixado administrativamente (PRE), e os quais a penetração de ligações na rede de distribuição é a mais elevada.

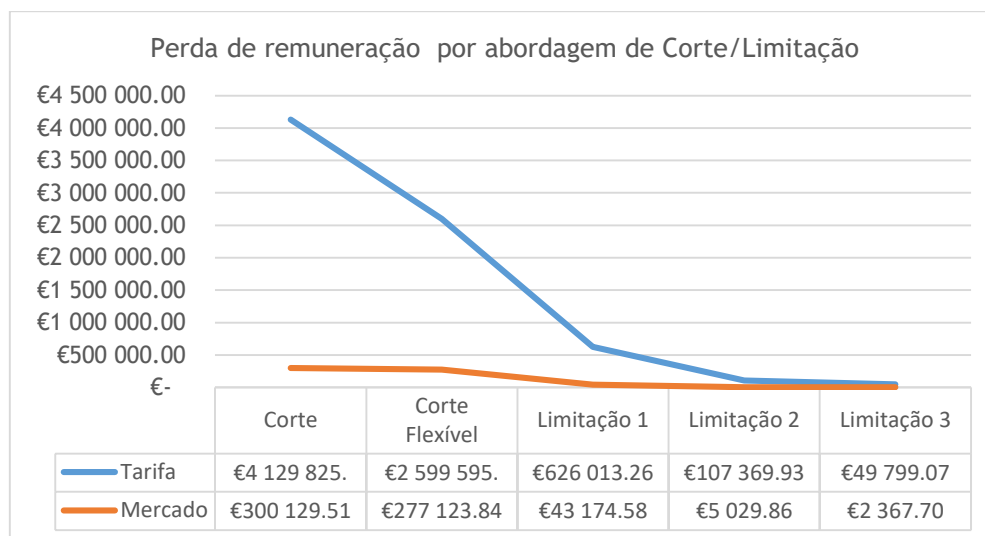


Figura 4.4.1 - Evolução da perda de remuneração por abordagem de Corte/Limitação.

O facto de se poder acordar trabalhos programados na rede tendo como opção a limitação de potência em vez do corte de potência, será muito mais fácil obter acordo entre as partes para realizar a limitação de potência pelo facto dos valores de limitação de potência a produzir serem muito menores.

Da análise do histórico de dados foi percecionado que o procedimento adotado pelo ORD para detetar os níveis de potência a limitar tem de evoluir para que os valores apurados sejam mais próximos dos reais. Em média os valores de limitação de potência apurados pelo atual procedimento são 12% superiores a um procedimento que possa ter em conta as previsões de produção e de carga.

Para obtenção de resultados ainda mais apurados terá de se evoluir para a gestão ativa de rede em que a cada aquisição dos valores de carga e potência produzida, seja recalculado o novo valor de potência a limitar e este seja enviado de forma automática para as instalações de produção.

De referir que todas as situações propostas para a limitação de potência ativa são referentes única e exclusivamente a cenários de trabalhos programados na rede de distribuição. Como percecionado na reconfiguração normal de rede o ORD não tem necessidade de ativar este serviço, contudo a abordagem mais precisa para o cálculo do valor de limitação de potência ativa integrado em aplicações que comuniquem de forma periódica este valor, poderá abrir a porta a gerir a rede de distribuição em regime de exploração normal de rede, mesmo esta não tendo a capacidade de escoar toda a produção. Contudo esta abordagem prevê a mudança de paradigma em que terá de ser subjacente a flexibilidade de todos os recursos de rede com a adequada remuneração da cedência de serviços para não comprometer o equilíbrio financeiro da gestão do sistema elétrico.

Dos pressupostos tidos nas abordagens de limitação de potência, um dos fatores que condiciona os valores de limitação de potência a aplicar nas instalações de produção é a carga consumida. Posto isto o horário (entre as 5 horas e as 15 horas a um domingo) proposto no regulamento de relações comerciais para se realizar trabalhos na rede quando não há acordo entre o ORD e o produtor, não é o mais favorável uma vez que no dia em questão de acordo com os diagramas semanais, as cargas ao domingo são as mais baixas e a produção pode ser a mais alta da semana. Posto isto, o dia a impor para a limitação de produção deverá ser em função da previsão de carga da semana, dado que à semana se registam os dias de maior consumo.

4.5 - Abordagem à evolução regulamentar em trabalhos programados

Como referido no capítulo 1, a ligação de instalações de produção na rede de distribuição (produção distribuída) pode ter efeitos negativos na remuneração do ORD, através do aumento das despesas ao nível operacional (OPEX) e de investimento na rede (CAPEX).

Se à partida as condições de ligação e uso de rede em Portugal, exigem que o produtor suporte os encargos com as infraestruturas de ligação e necessidades de reforço da rede, evitando custos de investimento, contudo os custos das atividades operacionais ficarão sempre a cargo de ORD. Estas condições aplicam-se na exploração de rede em regime normal e as quais o planeamento tem referência para detetar necessidades de investimento na rede. Por outro lado, esta condição garante sempre ao ORD a capacidade de receção na rede toda a produção produzida.

Para condições em que a exploração de rede é alterada devido a trabalhos programados estas condições não estão garantidas, ou seja, para garantir o serviço contratado de ligação à rede de distribuição por parte do produtor, nesta configuração de rede o ORD não garante que o contrato seja cumprido na íntegra por ver condicionada a capacidade de receção de toda a energia de produção.

Para dar garantia de receção total da potência produzida, nas condições de exploração de rede condicionada, o ORD teria de investir no reforço de rede, aumentando os custos de

investimento na rede, bem como os operacionais (ex. custos de manutenção), que por sua vez teriam de ser refletidos na remuneração e incentivos que o regulador estabelece para o ORD.

Dadas as condicionantes apresentadas e com base no regime remuneratório através da regulação de incentivos, o ORD teria ainda mais dificuldades em reduzir os custos de investimentos e operacionais e beneficiar deste mesmo incentivo à gestão eficiente da rede de distribuição.

Nestas condições e tendo em conta o crescimento exponencial da produção distribuída na rede de distribuição nos últimos anos, o investimento teria de ser enorme para garantir continuamente a capacidade de receção da energia produzida na rede, o que se iria refletir num aumento da tarifa do cliente final, para o regulador remunerar os custos operacionais e ativos do ORD.

Dadas estas contingências no regulamento de relações comerciais está definido um número máximo de cortes que o ORD pode realizar aos clientes e aos produtores (5 cortes de alimentação por ano).

Esta imposição de um número mínimo de cortes de alimentação está alinhada com a maioria das situações similares a nível dos restantes países mundiais [34].

Tabela 4.5.1 - Esquemas de remuneração para corte/limitação de potência em cenários de constrangimentos de rede [33].

Esquemas de remuneração para corte/limitação de potência				
		Remuneração ao produtor	Custo para o ORD	Custo para a Sociedade
Constrangimentos de rede	Sem acordo para realizar o corte/limitação de potência	Preço de mercado com a perda de subsídio/tarifa	Parcial, de acordo com o preço de mercado se for responsável	Não
	Com acordo para realizar o corte/limitação de potência até a um número máximo, definido pelo regulador	Nenhuma remuneração abaixo ou igual ao número máximo definido; recebe remuneração acima do número máximo definido	Nenhum abaixo ou igual ao número máximo definido; paga remuneração acima do número máximo definido	Não

Contudo para realizar trabalhos na rede de distribuição nem sempre é necessário cortar alimentação aos produtores, apenas bastará reduzir a potência produzida, situação a qual não está prevista legalmente.

Sempre que haja necessidade de realizar trabalhos de manutenção na rede de distribuição, que impliquem a necessidade de limitação de potência, mas que por falta de cabimento legal e consequente falta de acordo entre as partes (ORD e produtor), terá de se aplicar a única via legal estabelecida que é o corte de alimentação.

Recorrendo sempre ao corte de alimentação para trabalhos de manutenção na rede de distribuição, com alguma facilidade se esgotará o número máximo de cortes permitidos, dada a extensão da rede e volume de manutenção nos seus vários ativos, bem como ao número de produtores instalados na rede de distribuição.

Como foi comprovado no ponto anterior, a adoção de medidas de limitação terá um impacto menor na remuneração dos produtores em qualquer dos esquemas de remuneração possíveis (preço tarifa e preço mercado), além de permitir realizar uma melhor gestão do número máximo de interrupções, caso a legislação evolua no sentido de permitir um número máximo de energia a limitar, que numa fase inicial correspondesse ao corte da potência instalada do produtor durante 5 dias durante um período médio de 8 horas.

Continuando esta situação, na ativação do corte de potência e tendo o ORD acima de 5 interrupções de remunerar o produtor, o valor a remunerar seria sempre igual à potência total cortada e não à potência limitada que é bastante inferior (ver tabelas 4.3.8, 4.3.9, 4.3.10 e 4.3.11).

Nesta vertente o ORD ao se ver confrontado com a necessidade de remunerar os produtores por causa do corte de energia produzida iria certamente verificar até que ponto compensaria aplicar o corte de alimentação ou investir na rede para não ter este custo. Custo este que não é remunerado ao invés do investimento no reforço da rede que pode ser amortizado.

De acordo com esta situação, a consideração a ser feita é que o custo de investimento e operação de uma linha para evitar pagar os custos de corte de potência terão de ser iguais ao custo de pagar as interrupções de alimentação aos produtores durante o ciclo de vida da linha, ou seja, o ORD evitará investir na rede até os custos marginais de investimento e operação da rede serem iguais aos custos marginais de remuneração de potência cortada durante o período de vida útil do investimento realizado na rede.

Aplicando esta condição ao estudo efetuado neste trabalho (caso 2 e 4) constata-se que com a aplicação do corte total da potência instalada motivaria o ORD a investir na rede uma vez que o número de interrupções é mais do que o número máximo de interrupções definido é muito reduzido e até nem chega para realizar uma intervenção (caso 2 e 4). Esta situação agrava-se à medida que a potência a cortar/limitar aumenta, aumento este, que pode ter duas origens: a diminuição da capacidade de distribuição da rede e o aumento de potência instalada de produtores na rede de distribuição. Para chegar a esta constatação realizou-se o seguinte procedimento:

Calcularam-se os valores de remuneração média perdida pelos produtores, ao serem solicitadas 5 interrupções anuais durante 30 anos com base nos valores médios de remuneração perdida pelos produtores em cada caso (2 e 4), que foram calculados no ponto 4.3.2.

Tabela 4.5.2 - Perda de remuneração por abordagem corte/limitação para 5 interrupções anuais durante 30 anos.

Custo do Corte /Limitação			Tarifa	Mercado	Tarifa	Mercado
			Caso 2		Caso 4	
Corte	5 Interrupções	30 Anos	4 129 825.98 €	300 129.51 €	14 621 100.97 €	641 226.72 €
Corte Flexível			2 599 595.37 €	277 123.84 €	5 195 137.74 €	641 226.72 €
Limitação 1			626 013.26 €	43 174.58 €	4 434 883.26 €	237 729.15 €
Limitação 2			107 369.93 €	5 029.86 €	- €	- €
Limitação 3			49 799.07 €	2 367.70 €	- €	- €

Para evitar remunerar o produtor por mais um corte/limitação de alimentação, o ORD terá de investir na construção de mais uma linha e respetivos painéis nas subestações.

Considerou-se a construção de uma linha com capacidade para evitar os níveis de limitação de potência aos produtores para o pior cenário de limitação, o que quer dizer que o investimento eficiente na mesma rede sanaria a limitação efetuada no caso 2 e 4. O nível a potência média limitada mais elevada foi registado no caso 4, correspondente a 39,09 MW. Posto isto a linha a construir teria de ter a capacidade nominal de distribuir potência igual ou superior a 39,09 MW. O ORD tem a construção das linhas tensão padronizadas através de dois tipos de condutores, AA 160 e AA325, tendo sido considerados valores-médios de referência para a construção e manutenção de linhas de alta tensão por quilómetro de rede. O único condutor que terá capacidade para suportar a potência necessária para não se limitar a produção no pior caso (caso 4) é o condutor AA325 que tem a capacidade nominal de aproximadamente de 60 MW.

Tabela 4.5.3 - Custo de construção e manutenção de linha alta tensão.

Custo do Construção e Manutenção de Linha Alta Tensão		
Construção de Linha + Painéis	3.245 Km	1 981 620.00 €
Manutenção da Linha	168.76 €/Km	16 428.79 €

O custo marginal para construir mais uma linha de alta tensão corresponde ao acréscimo de custo necessário para que seja possível produzir mais uma unidade (linha de alta tensão), foi calculado através da seguinte expressão [85]:

$$CMd(Q) = \frac{dCT(Q)}{d(Q)} \quad (5.6)$$

que significa que o custo marginal representa o declive da curva do custo total, que pode ser obtido pela diferença dos custos totais de construir uma primeira linha e uma segunda linha a dividir pela diferença da quantidade a construir uma linha e uma segunda linha.

O custo total de reforço de rede além do investimento em mais uma linha (custo fixo) também prevê os custos de manutenção da mesma a 30 anos (custos variáveis).

Tendo em conta os pressupostos anteriores calculou-se o custo marginal de reforço de rede.

Tabela 4.5.4 - Custo marginal de reforço de rede.

Custo Marginal de Reforço de Rede				
	Custo fixo	Custo variável	Total	Custo marginal
Linha 1	2 052 101.00 €	16 428.79 €	2 068 529.79 €	-
Linha 2	4 033 721.00 €	32 857.57 €	4 066 578.57 €	1 998 048.79 €

Em seguida aplicou-se o procedimento de obtenção do custo marginal utilizado para o cálculo do custo marginal de reforço de rede, para calcular o custo marginal de realizar mais um corte de potência a cada ano, em 30 anos, para cada caso (2 e 4).

Numa primeira fase, o custo marginal de corte foi aplicado aos valores de remuneração dos produtores através da tarifa fixada administrativamente.

O número de cortes que o ORD poderá realizar até decidir investir na rede foi obtido através da divisão do custo marginal de reforço de rede pelo custo marginal de corte.

Tabela 4.5.5 - Custo marginal de corte de potência para preço de tarifa - caso 2 e 4.

Custo Marginal de Corte - Tarifa					
	Custo fixo	Custo variável	Total	Custo marginal	Número de Cortes
Caso 2					2.58
Um corte	825 965.20 €	-52 809.90 €	773 155.30 €	-	
Dois cortes	1 651 930.39 €	-105 619.80 €	1 546 310.59 €	773 155.30 €	
Caso 4					0.73
Um corte	2 924 220.19 €	-186 966.44 €	2 737 253.75 €	-	
Dois cortes	5 848 440.39 €	-373 932.88 €	5 474 507.51 €	2 737 253.75 €	

Numa segunda fase o custo marginal de corte foi aplicado aos valores de remuneração dos produtores através do preço de mercado.

Tabela 4.5.6 - Custo marginal de corte de potência para preço de mercado - caso 2 e 4.

Custo Marginal de Corte - Mercado					
	Custo fixo	Custo variável	Total	Custo marginal	Número de Cortes
Caso 2					35.56
Um corte	60 025.90 €	-3 837.89 €	56 188.01 €	-	
Dois cortes	120 051.80 €	-7 675.78 €	112 376.03 €	56 188.01 €	
Caso 4					16.64
Um corte	128 245.34 €	-8 199.65 €	120 045.70 €	-	
Dois cortes	256 490.69 €	-16 399.30 €	240 091.39 €	120 045.70 €	

O procedimento adotado para cálculo dos custos marginais e do número de cortes/limitações, das diferentes opções de corte flexível e limitação de potência foram calculados de forma similar ao do corte.

De referir que o número de limitações a efetuar corresponde a efetuar a limitação num valor médio de potência ativa obtido para cada caso (2 e 4).

Tabela 4.5.7 - Custos marginais de corte flexível e de limitação de potência para preço de tarifa e mercado - caso 2 e 4.

	Custo Marginais							
	Tarifa				Mercado			
	Corte Flexível	Limitação 1	Limitação 2	Limitação 3	Corte Flexível	Limitação 1	Limitação 2	Limitação 3
Caso 2								
Custo Marginal (€)	486 676.91	117 197.54	20 101.00	9 323.01	51 881.06	8 082.82	941.65	443.26
Número de Cortes/ Limitação	4.11	17.05	99.40	214.31	38.51	247.20	2121.85	4507.58
Caso 4								
Custo Marginal (€)	972 595.04	830 265.85	-	-	120 045.70	44 505.88	-	-
Número de Cortes/ Limitação	2.05	2.41	-	-	16.64	44.89	-	-

Como é possível perceber a substituição do conceito de corte por limitação irá adiar investimentos na rede de distribuição o que significa que possibilita à ERSE a manutenção de um esquema remuneratório na base dos incentivos para que o ORD continue a gerir a rede de forma eficiente, sem demasiados custos de operação e investimento.

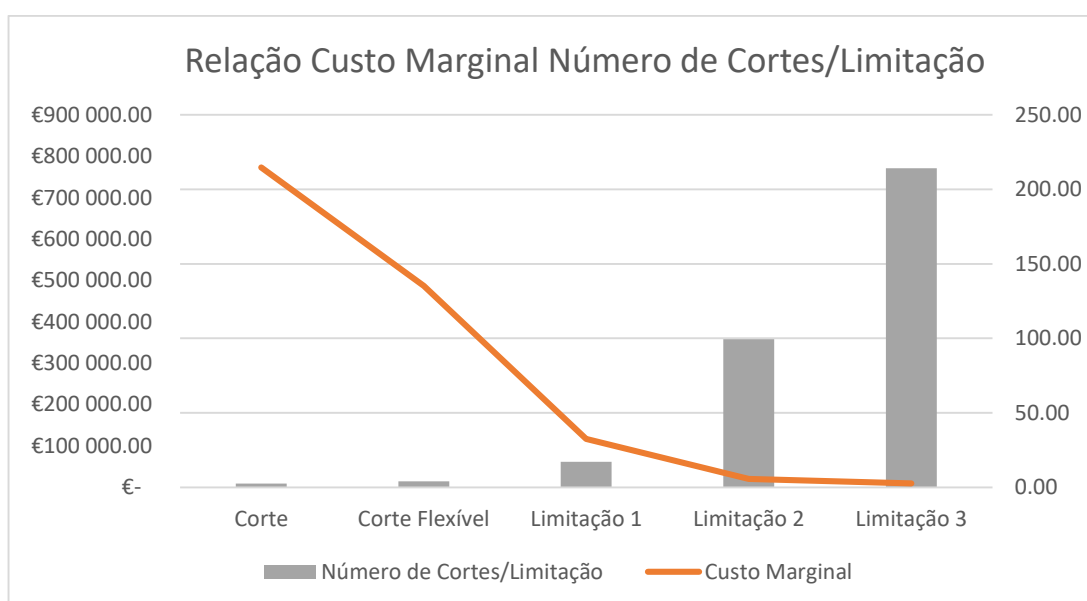


Figura 4.5.1 - Relação Custo Marginal com o número de Cortes/Limitação

Noutra vertente, a adoção de um conceito de limitação de potência ao invés do corte, dotará o ORD de mais flexibilidade de gestão das interrupções obrigando-o, contudo, a realizar gestão precisa da cota de limitação para não incorrer em sobrecustos.

Por forma a garantir o equilíbrio da gestão de rede e da gestão de produção quer a nível técnico quer a nível financeiro, o regulador deverá ter em consideração a adoção da igualdade de custos marginais.

Ao nível do ORD, uma vez que este ultrapasse o número máximo de interrupções terá de remunerar o produtor, o que o levará ao reforço de rede, caso a gestão das limitações/cortes não seja bem executada.

Por outro lado, ao nível do produtor a definição do número máximo de cortes, e consequente perda de remuneração anunciada, motivará o produtor numa primeira fase a decidir a localização da instalação de produção numa área geográfica em que as redes de distribuição sejam menos congestionadas e numa segunda fase a investir nas infraestruturas de ligação em pontos de rede menos congestionados.

Esta ultima questão pode ser incluída nas condições de acesso e uso de rede através, da análise do planeamento do ORD, fornecendo a indicação dos níveis de limitação por ponto de rede por forma a induzir ao produtor os investimentos adequados, que se refletirão no equilíbrio de distribuição dos produtores distribuídos pela rede de distribuição.

Ao nível dos estudos de planeamento para validar a ligação de uma nova instalação de produção deverá ser considerada a abordagem a estudos em cenários de contingência para perceber os níveis de limitação. Esta evolução tornará a gestão de rede mais proactiva mesmo antes da ligação final dos produtores à rede, de forma a colmatar possíveis limitações aquando da operação e condução de rede em tempo real.

Capítulo 5

Conclusões e trabalhos futuros

5.1 - Conclusões e trabalhos futuros

Os principais objetivos definidos para a persecução deste trabalho: análise dos atuais quadros jurídicos, nacional e internacional que regulam a interação dos produtores distribuídos com as redes de distribuição, bem como o estudo de diferentes abordagens que permitem o uso dos produtores como recurso de rede, foram cumpridas.

O primeiro objetivo foi realizado através da execução exaustiva do enquadramento regulatório português que regula a ligação dos produtores distribuídos com a rede de distribuição no qual se abordaram aspetos das condições de ligação e acesso à rede, das condições técnicas de ligação e operação dos produtores distribuídos bem como das condições de controlo e operação. Ainda na persecução deste objetivo realizou-se o enquadramento regulatório internacional, nomeadamente as condições técnicas de ligação e operação dos produtores distribuídos de 6 países (Espanha, Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Holanda e Itália) com percentagens elevadas de instalação de produção distribuída. A nível internacional a abordagem cingiu-se apenas no que concerne as condições técnicas de ligação e operação, por se ter percebido que são as condições mais preponderantes para a utilização da produção distribuída como recurso da rede de distribuição.

O segundo objetivo foi realizado em parte com a execução de uma das tarefas do primeiro objetivo, mas completado através de uma avaliação comparativa entre os diferentes regulamentos dos diversos países ao nível da mesma condição técnica.

O estudo dos diferentes regulamentos permitiu verificar que nos países seleccionados já foram adotadas, através da implementação regulamentar ou através da definição de normas técnicas, condições técnicas que exigem aos produtores determinados níveis de operação nas diversas condições técnicas para participarem ativamente no controlo e operação da rede de distribuição.

Da análise dos regulamentos e normas técnicas foram identificadas diversas condições técnicas e diferentes abordagens para a utilização da produção distribuída como recurso da rede de distribuição, as quais foram alvo de análise particular a condição técnica da frequência, tensão, potência ativa, potência reativa, suporte dinâmico de rede e controlo remoto.

Além da implementação das condições técnicas de ligação e operação, entendido que a aplicação destas é acompanhada da aplicação de fatores que são também importantes para

que a aplicação das condições técnicas seja realizada de forma coordenada, equilibrada para ambas as partes através da definição de procedimentos de relação, procedimentos operacionais e de mecanismos comerciais entre os intervenientes do sistema elétrico, para que estas condições possam ser ativadas.

A avaliação comparativa foi realizada com recurso a um método de decisão multicritério *MCDM (AHP)*. O método permitiu realizar uma avaliação, incluindo nesta mesma a valorização que o ORD nacional dá a cada condição técnica, para fazer face aos impactos técnicos que a produção distribuída impõe à exploração da rede de distribuição Portuguesa.

Da avaliação realizada foi perceptível que existem países com diferentes estados de maturação relativamente à introdução das condições técnicas a nível regulamentar e normativo, quer pela variedade de funções técnicas adotadas bem como pelos diferentes procedimentos relacionais, operacionais e comerciais instituídos entre o ORD e o produtor.

Por forma a validar as melhores condições técnicas selecionadas foram realizados estudos de trânsito de potência para perceber impacto da aplicação destas condições na gestão e exploração da rede de distribuição bem como na qualidade de serviço técnico. No estudo em causa apenas foram validadas a adoção das condições técnicas tensão e potência ativa.

Através dos vários cenários criados para validar as condições técnicas foi possível perceber que não se verificam violações de tensões, quando a rede é explorada em configuração normal. Em situação de trabalhos programados poderão ocorrer violações de tensão, em cenários de carga máxima e produção mínima, contudo perante o nível de violação esta pode ser sanada com recurso à regulação de tensão dos pontos de entrega da REN. As situações que se revelam preponderantes à utilização da função técnica controlo de tensão, é no caso de indisponibilidade do regulador do ponto de entrega ou no caso de incidentes na rede, em que a nova reconfiguração coloque subestações a uma distância elevada ponto de entrega. Nestes casos, a subida de tensão até ao limite máximo no ponto de regulação, não permite no ponto de rede com violações por mínimo de tensão, a sua elevação até os limites mínimos. Um dos fatores importantes a ter em conta é que os limites máximos e mínimos de injeção de potência reativa ($\cos \varphi$) em situações emergência, devendo ser considerada a sua alteração para limites alargados respeitando sempre as capacidades técnicas dos geradores.

Outra situação que dá importância à adoção do controlo de tensão através das capacidades técnicas dos produtores, é o facto de o ORD através desta condição poder vir a ser mais um meio para prestar também um serviço de controlo de tensão ao ORT caso este necessite.

Provada a necessidade e utilidade de implementação da condição técnica tensão, considera-se que deverá ser tido em consideração o desenvolvimento de esquemas comerciais (serviços auxiliares) para que o ORD possa adquirir este serviço ao produtor, contudo seria interessante dar seguimento a esta perspetiva através do desenvolvimento de um trabalho sobre esta temática, tendo em consideração fatores como a perda de remuneração dos produtores por injeção de reativa e os custos do operador da rede de distribuição, por violação de qualidade de serviço bem como da afetação de remuneração por incentivos por parte do regulador à melhoria de qualidade de serviço.

No que diz respeito à aplicação da condição técnica potência ativa constata-se que em configuração normal de rede não se verificam violações das capacidades nominais de distribuição das linhas.

Em cenários de contingência devido a incidente na rede, podem ocorrer sobrecargas, contudo é possível solicitar aos produtores a limitação de potência, caso esteja em causa a segurança e o elevado risco da falha da continuidade de serviço.

Em situações de trabalhos programados em que a rede se apresenta numa configuração fora do estado normal, caso aconteçam sobrecargas na rede apenas é possível limitar potência referente à potência adicional e de sobre-equipamento. Contudo foi demonstrado que para a exploração da rede em condições de segurança sem risco da falha de continuidade de serviço, será necessário implementar ações de limitação de potência produzida dentro da banda da potência instalada (dos 0% aos 100%).

Na legislação Portuguesa efetivamente só está legislado o recurso ao corte. O recurso ao corte é uma opção bastante drástica com elevadas perdas financeiras para o produtor para além de condicionar a execução dos trabalhos de manutenção a cargo do ORD pois num primeiro nível este está sujeito ao acordo entre o ORD e o produtor, e num segundo nível não havendo acordo implica que este seja realizado a um domingo.

A adoção legal de funções técnicas de limitação permitiria uma gestão muito mais flexível dos trabalhos programados, com menos impactos em perdas financeiras para o produtor e o ORD.

Para que isto aconteça será necessário uma evolução regulamentar que permita dotar o ORD de alguma autonomia na gestão dos trabalhos na rede, mas condicionado a um limite máximo de energia a ser limitada durante o ano. Este limite máximo pode ser a substituição do conceito dos 5 cortes de alimentação anual atualmente em vigor, pelo valor de energia anual a limitar.

A imposição de um limite anual de energia a limitar iria obrigar ao ORD a uma gestão muito mais eficiente dos trabalhos e até a um relacionamento mais ativo com o produtor por forma a assegurar a não ultrapassagem desse limite, pois acima deste valor teria que remunerar o produtor.

Uma das condicionantes à aplicação deste esquema é o facto do procedimento aplicado ao estudo de trânsito de potência, para detetar os valores de potência a limitar, por parte do ORD, não permitir a obtenção de valores mais precisos e próximos da efetiva necessidade de limitação em função da carga e produção a acontecer no dia dos trabalhos programados.

Assim sendo o ORD necessitará de evoluir este procedimento o qual em vez de incluir as pontas máximas e mínimas de carga e produção, deve considerar a adoção da previsão de carga e de produção. Em função desta análise um dos trabalhos futuros que se propõe é o estudo da integração deste conceito numa aplicação que permita obter: o nível de contingência/violação por ativo, a probabilidade de ocorrência de congestionamento por ativo, a identificação dos produtores que provocam o congestionamento, o nível de limitação a repartir pelos produtores para eliminar o congestionamento, os períodos horários mais prováveis para a ocorrência de congestionamentos. Uma outra situação a ter em conta é que a limitação deve ser condicionada em função da sua remuneração por tipo de tecnologia (PRE e PRO), uma vez que a perda de remuneração não depende apenas do nível de potência produzida, mas também da oscilação do preço de mercado.

Através de uma análise financeira foi possível perceber que adoção de um esquema de limitação em vez do corte é mais vantajoso no sentido de permitir uma melhor gestão da rede de distribuição, adiando investimentos (reforço de rede) e custos operacionais, reforçando o esquema de regulação com base nos incentivos.

Na vertente do produtor a adoção de um limite máximo de energia a limitar irá incentivar os produtores a planear de uma forma mais cuidada a localização das instalações de produção, bem como a seleção do ponto de ligação à rede em função de rede menos congestionada.

Com adoção do conceito de energia máxima de limitação para trabalhos programados exigidos a nível regulamentar o ORD adia investimentos na rede e o produtor deverá reajustar o seu investimento para redes menos congestionadas, proporcionando o equilíbrio de gestão da rede (técnico e financeiro).

Na vertente das condições de ligação e acesso à rede, na fase de planeamento o ORD, aquando da interação com o produtor, este deveria incluir a informação dos níveis prováveis de limitação por ponto de ligação de forma a que o produtor possa incluir esta informação nas decisões dos investimentos a realizar. Esta ação deverá ser acompanhada da evolução do reforço do procedimento no planeamento do ORD através do estudo da rede em situações de reconfiguração de rede, uma vez que as necessidades de limitação para já só ocorrem nestas situações.

A adoção de um esquema de limitação de forma global permite a evolução para um equilíbrio na gestão do sistema elétrico pelas razões enunciadas, bem como o início de uma abordagem a gestão ativa e flexível de rede com a participação da produção distribuída como um recurso da rede de distribuição.

De uma forma global o aumento da instalação de produção distribuída na rede de distribuição nacional não foi acompanhado por uma evolução paralela ao nível regulamentar particularmente a nível técnico, e através da realização deste trabalho foi provado, através de situações reais de operação e condução de rede de que esta evolução é necessária para que se mantenha a segurança de operação e condução de rede bem como o equilíbrio da gestão técnica e económica da mesma.

De referir que neste trabalho só se validaram a aplicação das condições técnicas tensão e potência ativa, contudo existem mais condições técnicas as quais podem ser um recurso da rede de distribuição, e neste sentido deverão ser desenvolvidos trabalhos para validar a aplicação das restantes condições técnicas na rede de distribuição às restantes condições técnicas abordadas neste trabalho: Frequência, Potência Reativa e Suporte Dinâmico de Rede.

Por fim para dar seguimento à metodologia selecionada, para desenvolver este trabalho, será necessário dar seguimento às próximas fases de *benchmarking*, tais como a integração, a ação e a maturidade.

Estas fases devem incluir a comunicação dos resultados, a elaboração de metas funcionais, elaborar planos de ação para dar seguimento à evolução regulamentar, para que num futuro se possa utilizar as melhorias identificadas no processo de operação e condução da rede de distribuição.

Referências

- [1] A. A. B. Rújula, J. M. Amada, J. M. Y. Loyo, and D. Navarro, “Definitions for Distributed Generation : a revision Keywords :,” 1920.
- [2] P. Hallberg, J. J. Alba Rios, C. Bergerland, A. Blanquet, M. Cailliau, C. Clifford, P. De Wit, E. Diskin, H. Feuk, B. Gouverneur, M. Kat, P. Lawson, M. Lombardi, P. Mandatova, R. Otter, P. Simon Caballero, J. Tello Guijarro, W. Tenschert, D. Treballe, and S. Wanzek, “Active Distribution System Management A key tool for the smooth integration,” 2013.
- [3] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Soder, “Distributed generation : a definition,” 2001.
- [4] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” Jul. 2007.
- [5] J. Martin, “Distributed vs . centralized electricity generation : are we witnessing a change of paradigm ? An introduction to distributed generation,” 2009.
- [6] B. Erkut and G. A. Turturro, “Analysis of RES support mechanisms and technical impacts towards grid parity in Germany , Italt and Spain,” 2012.
- [7] G. V. Marcelino and S. Ludovino, “Crescimento da geração distribuída em Portugal e alterações a nível regulamentar induzidas por este crescimento,” 2009.
- [8] J. Rui and G. Ferreira, “Avaliação da Capacidade de Feeders de Distribuição aceitarem Produção Distribuída,” 2013.
- [9] C. C. L. Moreira, “Identification and development of microgrids emergency control procedures,” 2008.
- [10] J. S. Meijer, “Regulating Future Distributed Generation Distributed Generation Challenges for the Dutch Distribution Network ; an Exploratory Research for the Regulatory Framework .,” 2009.
- [11] J. Carvalho, “Impacto nas Redes de MT da Ligação de Fontes de Energia Renovável,” 2014.

- [12] F. M. González-longatt, "Impact of Distributed Generation over Power Losses on Distribution System," *9th Int. Conf. Electr. Power Qual. Util.*, no. October, 2007.
- [13] N. Rugthaicharoencheep and S. Auchariyamet, "Technical and Economic Impacts of Distributed Generation on Distribution System," *World Acad. Sci. Eng. Technol. Int. J. Electr. Comput. Energ. Electron. Commun. Eng. Vol6, No4, 2012*, vol. 6, no. 4, pp. 385-389, 2012.
- [14] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou, P. Anagnostopoulos, L. Aleixo, B. Buchholz, C. Carter-Brown, N. Drossos, B. Enayati, M. Fan, V. Gabrion, B.-N. Ha, L. Karstenti, J. Malý, W. Namgung, J. P. Lopes, J. R. Pillai, T. Solvang, and S. Verma, "Capacity of distribution feeders for hosting DER," 2014.
- [15] A. Darlington, K. Birt, S. Boutilier, W. Hartmann, D. Sevcik, and S. S. Venkata, "Impact of Distributed Resources on Distribution Relay Protection," 2004.
- [16] S. A. Rahman and B. Das, "Impact of Distributed Generation on Power System Protection," 2016.
- [17] S. Varming, C. Gaardestrup, and J. E. Nielsen, "Review of technical options and constraints for integration of distributed generation in electricity networks," 2001.
- [18] T. Gallery, L. Martinez, and D. Klopota, "Impact of distributed generation on distribution network protection," 2005.
- [19] P. Alto, "Integrating Distributed Resources into Electric Utility Distribution System," 2001.
- [20] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "Regulamento n.º 561/2014 Aprovação do Regulamento de Relações Comerciais do Setor Elétrico," *Diário da República*. pp. 2009-2010, 2010.
- [21] M. Stifter, H. Fechner, A. Austria, H. Brunner, A.-K. Karppinen, C. Evens, J. Ikäheimo, S. Kärkkäinen, G. Scorsoni, R. Kamphuis, S. Chang, W.-G. Lee, K.-T. Nam, H.-H. Kwak, H.-J. Kim, S. Bañares, C. R. Villagarcía, M. Ordiales, C. Madina, G. Bindewald, S. Calvert, R. DeBlasio, and A. Silverstein, "Integration of Demand Side Management , Distributed Generation , Renewable Energy Sources and Energy Storages Participants." 2014.
- [22] P. Frías, T. Gómez, and J. Rivier, "Regulation of distribution system operators with high penetration of distributed generation," *PowerTech2007*, pp. 579-584, 2007.
- [23] A. Picciariello, K. Alvehag, and L. Söder, "State-of-art review on regulation for distributed generation integration in distribution systems," *9th Int. Conf. Eur. Energy Mark.*, no. May, pp. 1-8, 2012.
- [24] A. D. Hansen, N. A. Cutululis, H. Markou, A. D. Hansen, N. A. Cutululis, H. Markou, P. Sørensen, and F. Iov, *Grid fault and design-basis for wind turbines - Final report Risø-R-Report*, vol. 1714, no. January. 2010.
- [25] Y. Rebours, "A Comprehensive Assessment of Markets for Frequency and Voltage Control Ancillary Services," 2008.
- [26] E. M. G. Rodrigues, A. W. Bizuayehu, and J. P. S. Catalão, "Analysis of Requirements in Insular Grid Codes for Large-Scale Integration of Renewable Generation," *T&D Conf. Expo. 2014 IEEE PES*, 2014.
- [27] R. Campaner, M. Chiandone, F. Milano, and G. Sulligoi, "New rules to employ

distributed generators in voltage control : assessment and numerical validation using DOME,” *Clean Electr. Power (ICCEP)*, 2013 *Int. Conf.*, no. June, 2013.

- [28] A. Daniela, P. Ejnar, N. Antonio, F. Iov, A. D. Hansen, and P. Sørensen, “Mapping of grid faults and grid codes,” 2007.
- [29] R. Elsen, B. Aouini, Z. Barócsi, T. Bonnet, A. Bouzoualegh, H. J. Compter, J. Galindo, M. Gomes, C. Ioanimescu, R. Jacquet, J. Jenko, G. Käck, J. Kasparu, D. Lozek, A. Mizan, M. O’Mahony, A. M. Papadopoulos, G. Sica, S. Spasojevic, K. Szynol, J. Tauschitz, J. Vaha-Piikkio, K. W. Hansen, C. Zhang, J. Traynor, and T. Gábor, “Ancillary Services Unbundling Electricity Products - an Emerging Market,” 2004.
- [30] C. J. Warmer, M. P. F. Hommelberg, J. K. Kok, and I. G. Kamphuis, “Local DER Driven Grid Support by Coordinated Operation of Devices,” 2008.
- [31] T. Olejnczak, “Distributed Generation and Virtual Power Plants : Barriers and Solutions Energy and Resources,” 2011.
- [32] M. Braun, “Technological control capabilities of DER to provide future ancillary services,” *Int. J. Distrib. Energy Resour. Vol. 3 Number 3*, vol. 3, no. 3, pp. 191-206, 2007.
- [33] L. Kane and G. Ault, “A review and analysis of renewable energy curtailment schemes and Principles of Access: Transitioning towards business as usual,” *Energy Policy*, vol. 72, pp. 67-77, 2014.
- [34] H. Klinge and S. Thorsten, “Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives,” *Energy Policy* 49, pp. 663-675, 2012.
- [35] EDP Distribuição, “Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público - Guia técnico e logístico de boas práticas,” 2015.
- [36] MINISTÉRIO DA ECONOMIA DA INOVAÇÃO E DO DESENVOLVIMENTO, “Portaria n.º 596/2010 de 30 de Julho,” *Diário da República*. 2010.
- [37] MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DA INOVAÇÃO, “Decreto-Lei n.º 215-B/2012 de 8 de outubro,” *Diário da República*. 2012.
- [38] MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DO EMPREGO, “Portaria n.º 243/2013 de 2 de agosto,” *Diário da República*. p. 22, 2013.
- [39] MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DA INOVAÇÃO, “Portaria n.º 133/2015 de 15 de maio O,” *Diário da República*. pp. 2-3, 2015.
- [40] MINISTÉRIO DO AMBIENTE ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO E ENERGIA, “Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro,” *Diário da República*. pp. 1-22, 2014.
- [41] MINISTÉRIO DO AMBIENTE ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO E ENERGIA, “Portaria n.º 102/2015 de 7 de abril,” *Diário da República*. pp. 1760-1767, 2015.
- [42] DGEG, “Despacho n.º 8810/2015,” *Diário da República*, vol. 2015. p. 2015, 2015.
- [43] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento de operação das redes do setor eléctrico,” *Diário da República*. 2014.
- [44] H. Ferreira, G. Fulli, W. L. Kling, A. L’Abbate, H. Faas, and J. Peças Lopes,

“Distributed Generation in Europe : the European Regulatory Framework and the Evolution of the Distribution Grids towards Smart Grids,” 2010.

- [45] MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGÍA Y TURISMO, “Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración,” *BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO*. pp. 39355-39357, 2014.
- [46] MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO, “Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.,” *BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO*. pp. 39355-39357, 2014.
- [47] MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA, “ORDEN de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.,” *BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO*. pp. 44077-44089, 1985.
- [48] MINISTERIO DE ECONOMÍA, “Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.,” *Boletín Of. Estado*, vol. 310, pp. 1-87, 2000.
- [49] MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGÍA Y TURISMO, “RESOLUCIÓN de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema (P.O. - 7.4) «Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte»,” *BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO*. pp. 11330-11347, 2000.
- [50] MINISTERIO DE INDUSTRIA ENERGÍA Y TURISMO, “RESOLUCIÓN de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.,” *BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO*, vol. 254. pp. 37017-37019, 2006.
- [51] Energy Networks Association, “Distributed Generation Connection Guide,” *Network*, no. November. 2011.
- [52] Northern Powergrid, “The Distribution Code of Practice for Distribution System Parameters,” vol. 2006, no. 1521. 2014.
- [53] Energy Networks Association, “The Distribution Code,” no. 17. 2013.
- [54] National Grid Electricity Transmission, “The Grid code,” no. 5. 2015.
- [55] E.ON Netz GmbH, “Grid Code High and extra high voltage,” no. April. pp. 1-46, 2006.
- [56] VDN, “Distribution Code 2007,” no. August. pp. 1-38, 2007.
- [57] BDEW, “Guideline for generating plants’ connection to and parallel operation with the medium-voltage network,” no. June, 2008.
- [58] VDN, “TransmissionCode 2007. Network and System Rules of the German Transmission System Operators,” *August*, no. August, 2007.
- [59] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, “Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG).” pp. 1-115, 2015.

- [60] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, “Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG 2014).” pp. 1-70, 2014.
- [61] Netsamarbejdsudvalget, “Teknisk forskrift Automatisk og manuel elforbrugsaf-
lastning.” pp. 1-13, 2014.
- [62] Energinet, “Technical regulation 3.2.2 for PV power plants with a power output above 11 kW.” 2015.
- [63] Energinet, “Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output above 11 kW.” 2015.
- [64] Energinet, “Technical Regulation for Thermal Power Station Units larger than 11 kW and smaller than 1.5 MW,” no. October. pp. 1-59, 2008.
- [65] Energinet, “Technical Regulation for Thermal Power Station Units of 1 . 5 MW and higher,” no. October. pp. 1-85, 2008.
- [66] Energinet, “Teknisk Forskrift TF 2.1.3 Dansk Mvar-ordning.” 2010.
- [67] Autoriteit Consument en Markt, “Netcode Elektriciteit,” no. december. pp. 1-89, 2015.
- [68] Autoriteit Consument en Markt, *Systeemcode Elektriciteit*, no. december. 2015.
- [69] CEI - Comitato Elettrotecnico Italiano, “CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.” pp. 1-344, 2014.
- [70] Terna, “Codice di Rete - Capitolo 1 Accesso Alla rete di trasmissione nazionale.” pp. 1-95, 2005.
- [71] Terna, “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI).” pp. 1-11, 2014.
- [72] A. Coelho, “Percepções dos decisores hospitalares sobre o recurso à metodologia do Benchmarking como ferramenta de gestão,” 2014.
- [73] R. Silva, “Sistema de Vigilância e Benchmarking estratégico para a Fileira das Tecnologias de Produção,” 2014.
- [74] AEP, “Os princípios do Benchmarking,” 2006. [Online]. Available: <http://www.aeportugal.pt/inicio.asp?Pagina=/Areas/Qualidade/FerramentasQualidade&Menu=MenuQualidade>.
- [75] Institute Management Accountants, “Effective Benchmarking,” 1995.
- [76] A. Mardani, A. Jusoh, K. Nor, Z. Khalifah, and A. Valipour, “Multiple criteria decision-making techniques and their applications - a review of the literature from 2000 to 2014,” vol. 9664, no. March 2016, 2015.
- [77] E. Dias, “Modelo de apoio à decisão multicritério para selecção de fornecedores de azeite,” 2015.
- [78] T. L. Saaty, *The Analytic Hierarchy Process*, Internatio. New York: RWS Publications., 1980.

- [79] F. M. Barbosa, “O trânsito de potências em sistemas elétricos de energia.” FEUP, PORTO, pp. 1-77, 2013.
- [80] J. P. S. Paiva, *Redes de energia eléctrica - uma análise sistémica*, 2ª edição. Lisboa, 2005.
- [81] K. Teknomo, “Analytic Hierarchy Process (AHP) Tutorial.” pp. 1-20, 2006.
- [82] DTI/OFGEM, “Use of embedded generators for the provision of ancillary services (and balancing services ’ under NETA),” 2000.
- [83] B. Spitzley, J. Spitzley, D. Bauknecht, R. Frank, F. Miguel, and C. Sieber, “Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market - RES- RES National report : Netherlands,” 2011.
- [84] H. Gerard, V. Energyville, E. Rivero, V. Energyville, D. Six, and V. Energyville, “Basic schemes for TSO-DSO coordination and ancillary services provision Authors :”
- [85] J. C. Silva, “Microeconomia,” vol. 108. pp. 1-48, 2012.

Anexos

Anexo 1 - Dados das linhas da rede de alta tensão

Tabela A 1 - Dados das linhas da rede de alta tensão.

ID	R (Ohm/km)	X (Ohm/km)	B (S/km)	l (km)	Un (KV)	C (nF/km)
L57	0.118	0.364	3.16362E-06	2.477	60	10.070
L45	0.154	0.378	3.0016E-06	13.470	60	9.554
L56	0.230	0.378	2.93352E-06	26.040	60	9.338
L234 - 1	0.059	0.192	6.0502E-06	22.495	60	19.258
L14	0.059	0.192	6.0502E-06	3.245	60	19.258
L124 - 1	0.072	0.190	6.03186E-06	0.340	60	19.200
L124 - 2	0.059	0.192	6.0502E-06	3.337	60	19.258
L234 - 2	0.059	0.192	6.0502E-06	7.954	60	19.258
L234 - 3	0.072	0.190	6.03186E-06	16.250	60	19.200
L234 - 4	0.230	0.378	2.93352E-06	1.909	60	9.338
L234 - 5	0.340	0.400	2.786E-06	12.300	60	8.868
L4NA	0.059	0.192	6.0502E-06	24.801	60	19.258
L5NA	0.230	0.378	2.93352E-06	27.926	60	9.338
L55.2	0.118	0.364	3.16362E-06	11.440	60	10.070
L66.2	0.230	0.378	2.93352E-06	6.200	60	9.338
L66.1	0.230	0.378	2.93352E-06	5.553	60	9.338
L11.2	0.118	0.364	3.16362E-06	5.753	60	10.070
L11.1	0.229	0.378	2.92822E-06	10.000	60	9.321
L22.1	0.118	0.364	3.16362E-06	7.302	60	10.070
L22 .2	0.230	0.378	2.93352E-06	6.430	60	9.338
L22.3	0.118	0.366	3.12431E-06	4.324	60	9.945

Anexo 2 - Matrizes de comparação de pares e Consistências

Tabela A 2.1 - Matrizes Normalizadas da avaliação dos subcritérios na condição técnica Frequência.

Função/Resposta de frequência f > (P)	P	E	RU	A	D	H	I	Pesos	Percentagem %
Portugal	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Espanha	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Reino Unido	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Alemanha	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	29%
Dinamarca	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	29%
Holanda	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Itália	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	29%
	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	100%

λmax	7.00	7.00
CI	0.00	7.00
RI	1.32	7.00
CR	0.00%	7.00
	Consistente	7.00
		7.00
		7.00

Função/Controlo de frequência	P	E	RU	A	D	H	I	Pesos	Percentagem %
Portugal	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	4%
Espanha	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	4%
Reino Unido	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	39%
Alemanha	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	4%
Dinamarca	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	39%
Holanda	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	4%
Itália	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	4%
	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	100%

λmax	7.00	7.00
CI	0.00	7.00
RI	1.32	7.00
CR	0.00%	7.00
	Consistente	7.00
		7.00
		7.00

Função/Deslastre escalonado f >	P	E	RU	A	D	H	I	Pesos	Percentagem %
Portugal	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	7%
Espanha	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	60%
Reino Unido	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	7%
Alemanha	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	7%
Dinamarca	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	7%
Holanda	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	7%
Itália	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	7%
	0.65	0.07	5.87	0.65	5.87	0.65	0.65	1.00	100%

λmax	7.00	7.00
CI	0.00	7.00
RI	1.32	7.00
CR	0.00%	7.00
	Consistente	7.00
		7.00
		7.00

Função/Dtsparo por set point	P	E	RU	A	D	H	I	Pesos	Percentagem %
Portugal	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Espanha	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Reino Unido	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Alemanha	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Dinamarca	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Holanda	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Itália	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
	0.30	0.30	2.74	0.30	2.74	0.30	0.30	1.00	100%

λmax	7.00	7.00
CI	0.00	7.00
RI	1.32	7.00
CR	0.00%	7.00
	Consistente	7.00
		7.00
		7.00

Matriz Normalizada									
--------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Tecnologia/Não Renovável	P	E	RU	A	D	H	I	Pesos	Percentagem %
Portugal	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Espanha	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Reino Unido	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Alemanha	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Dinamarca	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Holanda	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Itália	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
	0.30	0.30	2.74	0.30	2.74	0.30	0.30	1.00	100%

λmax	7.00	7.00
CI	0.00	7.00
RI	1.32	7.00
CR	0.00%	7.00
	Consistente	7.00
		7.00
		7.00

Tecnologia/Renovável	P	E	RU	A	D	H	I	Pesos	Percentagem %
Portugal	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Espanha	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Reino Unido	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Alemanha	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Dinamarca	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Holanda	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
Itália	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	14%
	0.30	0.30	2.74	0.30	2.74	0.30	0.30	1.00	100%

λmax	7.00	7.00
CI	0.00	7.00
RI	1.32	7.00
CR	0.00%	7.00
	Consistente	7.00
		7.00
		7.00

Tecnologia/Renovável (Diferenciação)	P	E	RU	A	D	H	I	Pesos	Percentagem %
Portugal	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Espanha	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Reino Unido	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	29%
Alemanha	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Dinamarca	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	29%
Holanda	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	3%
Itália	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	29%
	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35	0.15	1.00	100%

λmax	7.00	7.00
CI	0.00	7.00
RI	1.32	7.00
CR	0.00%	7.00
	Consistente	7.00
		7.00
		7.00

Frequência/Potência	P	E	RU	A	D	H	I	Pesos	Percentagem %
Portugal	0.25	0.23	0.18	0.26	0.25	0.26	0.26	0.24	24%
Espanha	0.08	0.08	0.14	0.07	0.08	0.07	0.07	0.08	8%
Reino Unido	0.03	0.01	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02	0.02	2%
Alemanha	0.13	0.15	0.16	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	14%
Dinamarca	0.25	0.23	0.18	0.26	0.25	0.26	0.26	0.24	24%
Holanda	0.13	0.15	0.16	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	14%
Itália	0.13	0.15	0.16	0.13	0.13	0.13	0.13	0.14	14%
	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	100%

λmax	7.10	7.13
CI	0.02	7.06
RI	1.32	7.02
CR	1.29%	7.13
	Consistente	7.13
		7.13
		7.10

Frequência/Tecnologia	Não renovável	Renovável	Renováveis (Diferenciação)	Pesos	Percentagem %
Não renovável	0.07	0.05	0.08	0.07	7%
Renovável	0.29	0.19	0.18	0.22	22%
Renovável (Diferenciação)	0.64	0.76	0.73	0.71	71%
	1.00	1.00	1.00	1.00	100%

λmax	3.04	3.01
CI	0.02	3.03
RI	0.58	3.08
CR	3.21%	3.04
	Consistente	

Anexo 3 - Avaliação dos Experts Condição Técnica Frequência

Tabela A 3.1 - Avaliação dos experts relativamente aos critérios na condição técnica Frequência.

Matriz da Comparação de Pares_Experts_Média <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>5,22</td><td>4,56</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,19</td><td>1,00</td><td>0,96</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,22</td><td>1,04</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,41</td><td>7,26</td><td>6,52</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	5,22	4,56	Tecnologia	0,19	1,00	0,96	Nível de potência	0,22	1,04	1,00		1,41	7,26	6,52	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,71</td><td>0,72</td><td>0,70</td><td>0,71</td><td>71%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,14</td><td>0,14</td><td>0,15</td><td>0,14</td><td>14%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,16</td><td>0,14</td><td>0,15</td><td>0,15</td><td>15%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,71	0,72	0,70	0,71	71%	Tecnologia	0,14	0,14	0,15	0,14	14%	Nível de potência	0,16	0,14	0,15	0,15	15%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,00</td></tr><tr><td>CR</td><td>0,09%</td><td>3,00</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,00	3,00	CI	0,00	3,00	RI	0,58	3,00	CR	0,09%	3,00	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	5,22	4,56																																																																
Tecnologia	0,19	1,00	0,96																																																																
Nível de potência	0,22	1,04	1,00																																																																
	1,41	7,26	6,52																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,71	0,72	0,70	0,71	71%																																																														
Tecnologia	0,14	0,14	0,15	0,14	14%																																																														
Nível de potência	0,16	0,14	0,15	0,15	15%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,00	3,00																																																																	
CI	0,00	3,00																																																																	
RI	0,58	3,00																																																																	
CR	0,09%	3,00																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_BA <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>7,00</td><td>5,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,14</td><td>1,00</td><td>0,33</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,20</td><td>3,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,34</td><td>11,00</td><td>6,33</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	7,00	5,00	Tecnologia	0,14	1,00	0,33	Nível de potência	0,20	3,00	1,00		1,34	11,00	6,33	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,74</td><td>0,64</td><td>0,79</td><td>0,72</td><td>72%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,11</td><td>0,09</td><td>0,05</td><td>0,08</td><td>8%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,15</td><td>0,27</td><td>0,16</td><td>0,19</td><td>19%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,74	0,64	0,79	0,72	72%	Tecnologia	0,11	0,09	0,05	0,08	8%	Nível de potência	0,15	0,27	0,16	0,19	19%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,07</td><td>3,14</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,03</td><td>3,01</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,04</td></tr><tr><td>CR</td><td>5,67%</td><td>3,07</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,07	3,14	CI	0,03	3,01	RI	0,58	3,04	CR	5,67%	3,07	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	7,00	5,00																																																																
Tecnologia	0,14	1,00	0,33																																																																
Nível de potência	0,20	3,00	1,00																																																																
	1,34	11,00	6,33																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,74	0,64	0,79	0,72	72%																																																														
Tecnologia	0,11	0,09	0,05	0,08	8%																																																														
Nível de potência	0,15	0,27	0,16	0,19	19%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,07	3,14																																																																	
CI	0,03	3,01																																																																	
RI	0,58	3,04																																																																	
CR	5,67%	3,07																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_RF <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>7,00</td><td>5,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,14</td><td>1,00</td><td>0,33</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,20</td><td>3,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,34</td><td>11,00</td><td>6,33</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	7,00	5,00	Tecnologia	0,14	1,00	0,33	Nível de potência	0,20	3,00	1,00		1,34	11,00	6,33	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,74</td><td>0,64</td><td>0,79</td><td>0,72</td><td>72%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,11</td><td>0,09</td><td>0,05</td><td>0,08</td><td>8%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,15</td><td>0,27</td><td>0,16</td><td>0,19</td><td>19%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,74	0,64	0,79	0,72	72%	Tecnologia	0,11	0,09	0,05	0,08	8%	Nível de potência	0,15	0,27	0,16	0,19	19%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,07</td><td>3,14</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,03</td><td>3,01</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,04</td></tr><tr><td>CR</td><td>5,67%</td><td>3,07</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,07	3,14	CI	0,03	3,01	RI	0,58	3,04	CR	5,67%	3,07	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	7,00	5,00																																																																
Tecnologia	0,14	1,00	0,33																																																																
Nível de potência	0,20	3,00	1,00																																																																
	1,34	11,00	6,33																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,74	0,64	0,79	0,72	72%																																																														
Tecnologia	0,11	0,09	0,05	0,08	8%																																																														
Nível de potência	0,15	0,27	0,16	0,19	19%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,07	3,14																																																																	
CI	0,03	3,01																																																																	
RI	0,58	3,04																																																																	
CR	5,67%	3,07																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_IA <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>5,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,20</td><td>1,00</td><td>0,33</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,33</td><td>3,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,53</td><td>9,00</td><td>4,33</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	5,00	3,00	Tecnologia	0,20	1,00	0,33	Nível de potência	0,33	3,00	1,00		1,53	9,00	4,33	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,65</td><td>0,56</td><td>0,69</td><td>0,63</td><td>63%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,13</td><td>0,11</td><td>0,08</td><td>0,11</td><td>11%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,22</td><td>0,33</td><td>0,23</td><td>0,26</td><td>26%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,65	0,56	0,69	0,63	63%	Tecnologia	0,13	0,11	0,08	0,11	11%	Nível de potência	0,22	0,33	0,23	0,26	26%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,04</td><td>3,07</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,02</td><td>3,01</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,03</td></tr><tr><td>CR</td><td>3,34%</td><td>3,04</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,04	3,07	CI	0,02	3,01	RI	0,58	3,03	CR	3,34%	3,04	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	5,00	3,00																																																																
Tecnologia	0,20	1,00	0,33																																																																
Nível de potência	0,33	3,00	1,00																																																																
	1,53	9,00	4,33																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,65	0,56	0,69	0,63	63%																																																														
Tecnologia	0,13	0,11	0,08	0,11	11%																																																														
Nível de potência	0,22	0,33	0,23	0,26	26%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,04	3,07																																																																	
CI	0,02	3,01																																																																	
RI	0,58	3,03																																																																	
CR	3,34%	3,04																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_RG <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>3,00</td><td>5,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,33</td><td>1,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,20</td><td>0,33</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,53</td><td>4,33</td><td>9,00</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	3,00	5,00	Tecnologia	0,33	1,00	3,00	Nível de potência	0,20	0,33	1,00		1,53	4,33	9,00	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,65</td><td>0,69</td><td>0,56</td><td>0,63</td><td>63%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,22</td><td>0,23</td><td>0,33</td><td>0,26</td><td>26%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,13</td><td>0,08</td><td>0,11</td><td>0,11</td><td>11%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,65	0,69	0,56	0,63	63%	Tecnologia	0,22	0,23	0,33	0,26	26%	Nível de potência	0,13	0,08	0,11	0,11	11%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,04</td><td>3,07</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,02</td><td>3,01</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,03</td></tr><tr><td>CR</td><td>3,34%</td><td>3,04</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,04	3,07	CI	0,02	3,01	RI	0,58	3,03	CR	3,34%	3,04	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	3,00	5,00																																																																
Tecnologia	0,33	1,00	3,00																																																																
Nível de potência	0,20	0,33	1,00																																																																
	1,53	4,33	9,00																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,65	0,69	0,56	0,63	63%																																																														
Tecnologia	0,22	0,23	0,33	0,26	26%																																																														
Nível de potência	0,13	0,08	0,11	0,11	11%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,04	3,07																																																																	
CI	0,02	3,01																																																																	
RI	0,58	3,03																																																																	
CR	3,34%	3,04																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_RA <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>3,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,33</td><td>1,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,33</td><td>1,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,67</td><td>5,00</td><td>5,00</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	3,00	3,00	Tecnologia	0,33	1,00	1,00	Nível de potência	0,33	1,00	1,00		1,67	5,00	5,00	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,60</td><td>0,60</td><td>0,60</td><td>0,60</td><td>60%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,20</td><td>0,20</td><td>0,20</td><td>0,20</td><td>20%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,20</td><td>0,20</td><td>0,20</td><td>0,20</td><td>20%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,60	0,60	0,60	0,60	60%	Tecnologia	0,20	0,20	0,20	0,20	20%	Nível de potência	0,20	0,20	0,20	0,20	20%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,00</td></tr><tr><td>CR</td><td>0,00%</td><td>3,00</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,00	3,00	CI	0,00	3,00	RI	0,58	3,00	CR	0,00%	3,00	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	3,00	3,00																																																																
Tecnologia	0,33	1,00	1,00																																																																
Nível de potência	0,33	1,00	1,00																																																																
	1,67	5,00	5,00																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,60	0,60	0,60	0,60	60%																																																														
Tecnologia	0,20	0,20	0,20	0,20	20%																																																														
Nível de potência	0,20	0,20	0,20	0,20	20%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,00	3,00																																																																	
CI	0,00	3,00																																																																	
RI	0,58	3,00																																																																	
CR	0,00%	3,00																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_DC <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>7,00</td><td>7,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,14</td><td>1,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,14</td><td>1,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,29</td><td>9,00</td><td>9,00</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	7,00	7,00	Tecnologia	0,14	1,00	1,00	Nível de potência	0,14	1,00	1,00		1,29	9,00	9,00	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,78</td><td>0,78</td><td>0,78</td><td>0,78</td><td>78%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,11</td><td>0,11</td><td>0,11</td><td>0,11</td><td>11%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,11</td><td>0,11</td><td>0,11</td><td>0,11</td><td>11%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,78	0,78	0,78	0,78	78%	Tecnologia	0,11	0,11	0,11	0,11	11%	Nível de potência	0,11	0,11	0,11	0,11	11%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,00</td></tr><tr><td>CR</td><td>0,00%</td><td>3,00</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,00	3,00	CI	0,00	3,00	RI	0,58	3,00	CR	0,00%	3,00	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	7,00	7,00																																																																
Tecnologia	0,14	1,00	1,00																																																																
Nível de potência	0,14	1,00	1,00																																																																
	1,29	9,00	9,00																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,78	0,78	0,78	0,78	78%																																																														
Tecnologia	0,11	0,11	0,11	0,11	11%																																																														
Nível de potência	0,11	0,11	0,11	0,11	11%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,00	3,00																																																																	
CI	0,00	3,00																																																																	
RI	0,58	3,00																																																																	
CR	0,00%	3,00																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_CA <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>7,00</td><td>5,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,14</td><td>1,00</td><td>0,33</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,20</td><td>3,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,34</td><td>11,00</td><td>6,33</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	7,00	5,00	Tecnologia	0,14	1,00	0,33	Nível de potência	0,20	3,00	1,00		1,34	11,00	6,33	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,74</td><td>0,64</td><td>0,79</td><td>0,72</td><td>72%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,11</td><td>0,09</td><td>0,05</td><td>0,08</td><td>8%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,15</td><td>0,27</td><td>0,16</td><td>0,19</td><td>19%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,74	0,64	0,79	0,72	72%	Tecnologia	0,11	0,09	0,05	0,08	8%	Nível de potência	0,15	0,27	0,16	0,19	19%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,07</td><td>3,14</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,03</td><td>3,01</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,04</td></tr><tr><td>CR</td><td>5,67%</td><td>3,07</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,07	3,14	CI	0,03	3,01	RI	0,58	3,04	CR	5,67%	3,07	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	7,00	5,00																																																																
Tecnologia	0,14	1,00	0,33																																																																
Nível de potência	0,20	3,00	1,00																																																																
	1,34	11,00	6,33																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,74	0,64	0,79	0,72	72%																																																														
Tecnologia	0,11	0,09	0,05	0,08	8%																																																														
Nível de potência	0,15	0,27	0,16	0,19	19%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,07	3,14																																																																	
CI	0,03	3,01																																																																	
RI	0,58	3,04																																																																	
CR	5,67%	3,07																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_MO <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>5,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,20</td><td>1,00</td><td>0,33</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,33</td><td>3,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,53</td><td>9,00</td><td>4,33</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	5,00	3,00	Tecnologia	0,20	1,00	0,33	Nível de potência	0,33	3,00	1,00		1,53	9,00	4,33	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,65</td><td>0,56</td><td>0,69</td><td>0,63</td><td>63%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,13</td><td>0,11</td><td>0,08</td><td>0,11</td><td>11%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,22</td><td>0,33</td><td>0,23</td><td>0,26</td><td>26%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,65	0,56	0,69	0,63	63%	Tecnologia	0,13	0,11	0,08	0,11	11%	Nível de potência	0,22	0,33	0,23	0,26	26%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,04</td><td>3,07</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,02</td><td>3,01</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,03</td></tr><tr><td>CR</td><td>3,34%</td><td>3,04</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,04	3,07	CI	0,02	3,01	RI	0,58	3,03	CR	3,34%	3,04	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	5,00	3,00																																																																
Tecnologia	0,20	1,00	0,33																																																																
Nível de potência	0,33	3,00	1,00																																																																
	1,53	9,00	4,33																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,65	0,56	0,69	0,63	63%																																																														
Tecnologia	0,13	0,11	0,08	0,11	11%																																																														
Nível de potência	0,22	0,33	0,23	0,26	26%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,04	3,07																																																																	
CI	0,02	3,01																																																																	
RI	0,58	3,03																																																																	
CR	3,34%	3,04																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_JAL <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>3,00</td><td>5,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,33</td><td>1,00</td><td>2,00</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,20</td><td>0,50</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,53</td><td>4,50</td><td>8,00</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	3,00	5,00	Tecnologia	0,33	1,00	2,00	Nível de potência	0,20	0,50	1,00		1,53	4,50	8,00	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,65</td><td>0,67</td><td>0,63</td><td>0,65</td><td>65%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,22</td><td>0,22</td><td>0,25</td><td>0,23</td><td>23%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,13</td><td>0,11</td><td>0,13</td><td>0,12</td><td>12%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,65	0,67	0,63	0,65	65%	Tecnologia	0,22	0,22	0,25	0,23	23%	Nível de potência	0,13	0,11	0,13	0,12	12%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,00</td><td>3,01</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,00</td></tr><tr><td>CR</td><td>0,32%</td><td>3,00</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,00	3,01	CI	0,00	3,00	RI	0,58	3,00	CR	0,32%	3,00	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	3,00	5,00																																																																
Tecnologia	0,33	1,00	2,00																																																																
Nível de potência	0,20	0,50	1,00																																																																
	1,53	4,50	8,00																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,65	0,67	0,63	0,65	65%																																																														
Tecnologia	0,22	0,22	0,25	0,23	23%																																																														
Nível de potência	0,13	0,11	0,13	0,12	12%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,00	3,01																																																																	
CI	0,00	3,00																																																																	
RI	0,58	3,00																																																																	
CR	0,32%	3,00																																																																	
Consistente																																																																			
Matriz da Comparação de Pares_Expert_OS <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th></tr><tr><td>Função</td><td>1,00</td><td>5,00</td><td>3,00</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,20</td><td>1,00</td><td>0,33</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,33</td><td>3,00</td><td>1,00</td></tr><tr><td></td><td>1,53</td><td>9,00</td><td>4,33</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Função	1,00	5,00	3,00	Tecnologia	0,20	1,00	0,33	Nível de potência	0,33	3,00	1,00		1,53	9,00	4,33	Matriz Normalizada <table><tr><th>Frequência</th><th>Função</th><th>Tecnologia</th><th>Nível de potência</th><th>Pesos</th><th>Porcentagem %</th></tr><tr><td>Função</td><td>0,65</td><td>0,56</td><td>0,69</td><td>0,63</td><td>63%</td></tr><tr><td>Tecnologia</td><td>0,13</td><td>0,11</td><td>0,08</td><td>0,11</td><td>11%</td></tr><tr><td>Nível de potência</td><td>0,22</td><td>0,33</td><td>0,23</td><td>0,26</td><td>26%</td></tr><tr><td></td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>100%</td></tr></table>	Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %	Função	0,65	0,56	0,69	0,63	63%	Tecnologia	0,13	0,11	0,08	0,11	11%	Nível de potência	0,22	0,33	0,23	0,26	26%		1,00	1,00	1,00	1,00	100%	Análise de Consistência <table><tr><td>λ_{max}</td><td>3,04</td><td>3,07</td></tr><tr><td>CI</td><td>0,02</td><td>3,01</td></tr><tr><td>RI</td><td>0,58</td><td>3,03</td></tr><tr><td>CR</td><td>3,34%</td><td>3,04</td></tr><tr><td colspan="3">Consistente</td></tr></table>	λ_{max}	3,04	3,07	CI	0,02	3,01	RI	0,58	3,03	CR	3,34%	3,04	Consistente		
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência																																																																
Função	1,00	5,00	3,00																																																																
Tecnologia	0,20	1,00	0,33																																																																
Nível de potência	0,33	3,00	1,00																																																																
	1,53	9,00	4,33																																																																
Frequência	Função	Tecnologia	Nível de potência	Pesos	Porcentagem %																																																														
Função	0,65	0,56	0,69	0,63	63%																																																														
Tecnologia	0,13	0,11	0,08	0,11	11%																																																														
Nível de potência	0,22	0,33	0,23	0,26	26%																																																														
	1,00	1,00	1,00	1,00	100%																																																														
λ_{max}	3,04	3,07																																																																	
CI	0,02	3,01																																																																	
RI	0,58	3,03																																																																	
CR	3,34%	3,04																																																																	
Consistente																																																																			

Anexo 4 - Diagrama de potências dos aerogeradores PE1.2

Reactive power range

Parameter	Value
Maximum reactive power (export)	850 kvar
Maximum reactive power (import)	-850 kvar

Reactive power export corresponds to the behaviour of an overexcited synchronous machine. Reactive power import corresponds to the behaviour of an underexcited synchronous machine. (IEC 60034-3)

The chart below illustrates the reactive power range as determined by active power and grid voltage.

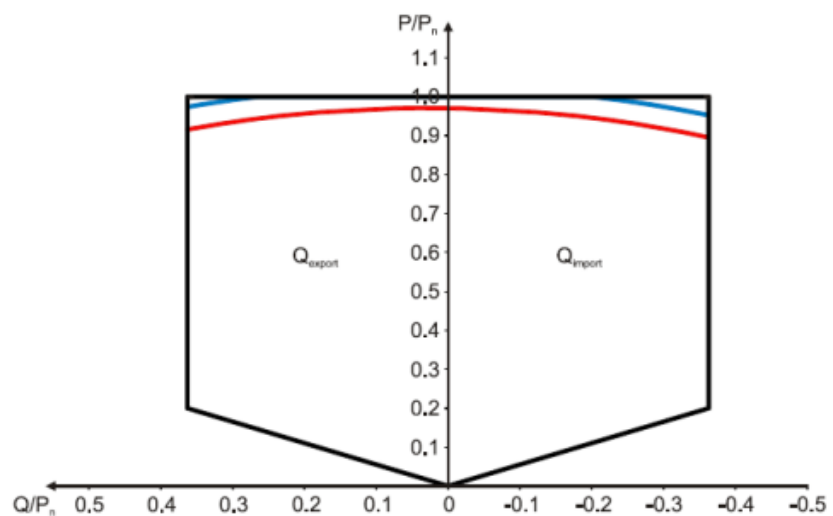
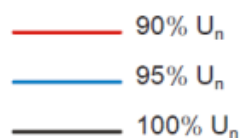


Fig. 1: PQ chart as determined by grid voltage



Depending on the WEC parameter configuration, reactive power export is possible if $P/P_n = 0$ due to the output filters.

Q controller The reactive power (Q) of the WEC is configurable. A value can be defined for either reactive power ($Q = \text{constant}$ within the specified boundaries) or the power factor ($\cos \phi = \text{constant}$ within the specified boundaries).

A project-specific, superordinate wind farm-level control system that makes use of the described reactive power range can be implemented upon request.

Tolerance The tolerance of reactive power control is $< \pm 2.5 \%$ of rated active power over a 10-minute mean.

Anexo 5 - Dados do Trânsito de Potências

Tabela A 5.1 - Dados trânsito de potências caso 1 cenário 1 - inversão trânsito potências B3

X----- FROM BUS -----X AREA VOLT										GEN LOAD SHUNT X----- TO BUS -----X										TRANSFORMER			RATING		
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A
8	B2			60.000	1	0.9976	9.0	0.0	31.7	0.0															
					1	59.859		0.0	5.1	0.0			9 CH 2.3		60.000	1	3	-19.9	0.9			193	39	500A	
													11 PE 2.1		60.000	1	2	-13.7	1.1			132	37	360A	
													13 PE 2.2		60.000	1	1	-21.1	1.6			204	34	600A	
													15 AUX. 2		60.000	1	1	11.7	-2.4			115	10	1200A	
													27 B1/B4		60.000	1	1	11.4	-6.4			126	14	920A	
15	AUX. 2			60.000	1	0.9971	8.7	0.0	0.0	0.0															
					1	59.829		0.0	0.0	0.0			8 B2		60.000	1	1	-11.6	2.5			115	10	1200A	
													16 B4		60.000	1	1	5.9	-3.0			64	5	1200A	
													30 B3		60.000	1	1	5.7	0.6			55	15	360A	
16	B4			60.000	1	0.9986	8.2	0.0	12.7	0.0															
					1	59.918		0.0	-0.3	0.0			1 B1		63.000	1	1	1.6	-8.4			82	7	1200A	
													15 AUX. 2		60.000	1	1	-5.9	3.1			64	5	1200A	
													17 B5		60.000	1	1	-8.4	5.6			98	24	400A	
25	B3			60.000	1	0.9889	8.2	0.0	5.7	0.0															
					1	59.335		0.0	0.5	0.0			30 AUX. 2		60.000	1	2	-5.7	-0.5			55	19	285A	

Tabela A 5.2 - Dados trânsito de potências caso 1 cenário 2 - inversão trânsito potências B3

X-----										-----X										-----X										TRANSFORMER				RATING	
BUS#		X-- NAME		--X BASKV		ZONE	VOLT PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	X-----	TO BUS		-----X		CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A										
8	B2			60.000	1	0.9976	9.0	0.0	31.7	0.0	0.0	-----	9	CH 2.3	60.000	1	3	-19.9	0.9			193	39	500A											
					11	PE 2.1		60.000	1	2	-13.7		1.1			132	37	360A																	
					13	PE 2.2		60.000	1	1	-21.1		1.6			204	34	600A																	
					15	AUX. 2		60.000	1	1	11.7		-2.4			115	10	1200A																	
					27	B1/B4		60.000	1	1	11.4		-6.4			126	14	920A																	
					15	AUX. 2		60.000	1	0.9971	8.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-----	8	B2	60.000	1	1	-11.6	2.5			115	10	1200A					
16	B4	60.000	1	1	5.9	-3.0			64	5		1200A																							
30	B3	60.000	1	1	5.7	0.6			55	15		360A																							
16	B4	60.000	1	0.9986	8.2	0.0	12.7	0.0	0.0	0.0		-----	1	B1	63.000	1	1		1.6	-8.4			82	7	1200A										
15	AUX. 2	60.000	1	1		-5.9	3.1			64			5	1200A																					
17	B5	60.000	1	1		-8.4	5.6			98			24	400A																					
25	B3	60.000	1	0.9889		8.2	0.0	5.7	0.0	0.0	0.0		-----	30	AUX. 2	60.000	1	2	-5.7	-0.5			55	19	285A										
1	59.335	0.0	0.5	0.0																															

Tabela A 5.3 - Dados trânsito de potências caso 1 cenário 5 - inversão trânsito potências B3

X----- FROM BUS -----X AREA VOLT										GEN LOAD SHUNT X----- TO BUS -----X										TRANSFORMER					RATING	
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MN/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MN	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A	
8	B2			60.000		1 1.0035	10.2	0.0		3.8	0.0															
						1 60.211		0.0		2.0	0.0		9 CH 2.3		60.000	1 3	-19.9	2.4					193	39	500A	
													11 PE 2.1		60.000	1 2	-13.7	2.3					133	37	360A	
													13 PE 2.2		60.000	1 1	-21.1	3.3					205	34	600A	
													15 AUX. 2		60.000	1 1	18.6	-2.2					179	15	1200A	
													27 B1/B4		60.000	1 1	32.4	-7.8					320	35	920A	
15	AUX. 2			60.000		1 1.0021	9.8	0.0		0.0	0.0	0.0														
						1 60.123		0.0		0.0	0.0	0.0	8 B2		60.000	1 1	-18.5	2.4					179	15	1200A	
													16 B4		60.000	1 1	16.9	-3.4					165	14	1200A	
													30 B3		60.000	1 1	1.7	1.0					19	5	360A	
16	B4			60.000		1 1.0002	8.5	0.0		0.2	0.0	0.0														
						1 60.009		0.0		-0.4	0.0	0.0	1 B1		63.000	1 1	36.4	-10.2					364	30	1200A	
													15 AUX. 2		60.000	1 1	-16.7	3.8					165	14	1200A	
													17 B2		60.000	1 1	-19.8	6.8					202	50	400A	
25	B3			60.000		1 0.9983	9.7	0.0		1.7	0.0	0.0														
						1 59.897		0.0		1.0	0.0	0.0	30 AUX. 2		60.000	1 2	-1.7	-1.0					19	7	285A	

Tabela A 5.4 - Dados trânsito de potências caso 1 cenário 6 - inversão trânsito potências B3

X----- FROM BUS -----X										TO BUS -----X										TRANSFORMER			RATING			
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	LOAD	SHUNT	X-----	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A
8	B2			60.000		1 1.0061	12.5	0.0	3.8	0.0		9	CH 2.3		60.000	1	3	-39.8	6.2				385	77	500A	
						1 60.368		0.0	2.0	0.0		11	PE 2.1		60.000	1	2	-27.3	5.4				266	74	360A	
												13	PE 2.2		60.000	1	1	-42.1	7.9				409	68	600A	
												15	AUX. 2		60.000	1	1	37.4	-5.4				361	30	1200A	
												27	B1/B4		60.000	1	1	67.9	-16.1				668	73	920A	
15	AUX. 2			60.000		1 1.0037	11.6	0.0	0.0	0.0		8	B2		60.000	1	1	-37.2	6.0				361	30	1200A	
						1 60.220		0.0	0.0	0.0		16	B4		60.000	1	1	35.5	-7.0				347	29	1200A	
												30	B3		60.000	1	1	1.7	1.0				19	5	360A	
16	B4			60.000		1 0.9999	9.0	0.0	0.2	0.0		1	B1		63.000	1	1	76.9	-23.6				774	65	1200A	
						1 59.995		0.0	-0.4	0.0		15	AUX. 2		60.000	1	1	-35.0	8.6				347	29	1200A	
												17	B5		60.000	1	1	-42.0	15.4				430	108	400A	
25	B3			60.000		1 0.9999	11.5	0.0	1.7	0.0		30	AUX. 2		60.000	1	2	-1.7	-1.0				19	7	285A	
						1 59.993		0.0	1.0	0.0																