

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Integração de fontes renováveis no sistema eléctrico através de Centrais Renováveis Virtuais

Luis Carlos Rodrigues Junior

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

2011/2012

UNIVERSIDADE DE LISBOA
FACULDADE DE CIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



Integração de fontes renováveis no sistema eléctrico através de Centrais Renováveis Virtuais

Luis Carlos Rodrigues Junior

Dissertação de Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

Trabalho realizado sob a supervisão de

Prof. Dra. Ana Estanqueiro

2010/2011

Abstract

The integration of renewable energy sources (RES) generation in the electric network as well as the management of this component of the power system poses serious challenges, both for system managers and for electric network planners.

The recent introduction of the “Renewable Virtual Power Plants” concept enables multiple positive factors for the electric integration of these sources, namely (a) the smoothing of time based fluctuation of the power delivered by the RES (particularly accentuated in the case of wind energy), (b) the use of the natural complementary of renewable resources availability (c) the establishment of synergies between different RES as well as the combination of their production. These synergies would make possible the creation of a merged daily production profiles, more adapted to the load profile than that of individual RES.

The present work will address a realistic case-study to identify the synergies between wind and photovoltaic (PV) plants, regarding (a) their natural complementarity and availability of the resources and (b) technical and economic value of an hybrid wind-PV virtual power plant, both from the system management point of view and the decrease in infrastructural needs, i.e. interconnection transmission line, transformers and auxiliary equipment.

Time-domain models with capacity to represent the behavior of these plants in detail are used, also enabling future dynamic studies. Nevertheless, for the purpose of the present study these models are applied to quasi-stationery phenomena.

Results of work carried on include the characterization and optimization of hybrid virtual wind-PV plants production profile and the potential benefit of using storage solutions to shift energy from no load hours to peak load hours.

Keywords: Virtual Renewable Power Plants, VPP, RES grid integration, power smoothing, power quality.

Resumo

A integração de Fontes de Energia Renovável (FER) na rede eléctrica e a sua gestão enquanto parte constituinte de um sistema electroprodutor introduz sérios desafios tanto aos gestores desse sistema como aos planeadores da rede eléctrica.

A recente introdução do conceito “Central Renovável Virtual” (CRV) permite diminuir alguns dos impactos negativos no sistema electroprodutor, nomeadamente: (a) redução das flutuações temporais da potência entregue pelas centrais renováveis (particularmente acentuadas no caso de centrais eólicas); (b) uso da complementaridade natural na disponibilidade de recursos renováveis; e (c) estabelecimento de sinergias entre diferentes FER, bem como a combinação da sua produção. A existência sinergias entre diferentes FER possibilita o desenvolvimento de um perfil diário de produção da Central Renovável Virtual mais adaptado ao perfil dos consumos do que os perfis diários de cada uma das FER, a título individual.

Com o presente trabalho pretende-se identificar as sinergias entre centrais eólicas e fotovoltaicas no que respeita à complementaridade natural da disponibilidade dos recursos e as mais-valias técnico-económicas duma central virtual híbrida eólica-solar fotovoltaica, quer do ponto de vista da gestão do sistema electroprodutor, quer da diminuição da necessidade de reforço das redes de ligação e equipamentos auxiliares.

Para tal recorrer-se-á a modelos evolutivos com capacidade para representar detalhadamente o comportamento destas centrais – e com potencial para, no futuro, efectuar estudos dinâmicos do comportamento das mesmas – mas, nesta fase aplicados a fenómenos quasi-estacionários.

Os resultados deste trabalho englobam a caracterização e optimização do perfil de produção duma central renovável virtual híbrida eólica-solar fotovoltaica, bem como a identificação do benefício potencial da adição de soluções de armazenamento de energia para deslocarem a produção em horas de vazio para as horas de ponta do sistema.

Palavras-chave: Central Renovável Virtual, CRV, integração na rede de energia renovável, suavização de flutuações de potência, qualidade de energia.

Índice

Abstract	i
Resumo.....	iii
Índice.....	v
Lista de Símbolos	vi
Lista de Abreviaturas.....	vii
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas.....	ix
1. Introdução.....	1
2. Contextualização: Barreiras à larga penetração de Fontes de Energia Renovável.....	5
2.1. As flutuações de potência das Fontes de Energia Renovável.....	5
2.2. Garantia de potência e de energia das centrais renováveis.....	13
2.3. Flutuações e regulação de tensão	15
2.4. Impacto da geração renovável na estabilidade do sistema eléctrico.....	18
2.5. Congestionamento operacional de energia	21
3. Central Renovável Virtual (CRV).....	23
3.1. Conceito e definição.....	23
3.2. Aspectos económicos das CRV.....	31
3.3. Aspectos regulatórios das CRV.....	32
4. Modelação duma Central Renovável Virtual	35
4.1. Plataforma de simulação de sistemas de energia.....	35
4.2. Modelo dinâmico do aerogerador.....	36
4.2.1. Entrada de vento	36
4.2.2. Aerodinâmica	37
4.2.3. Controlo de passo	38
4.2.4. Representação mecânica do aerogerador.....	39
4.2.5. Gerador de indução	41
4.2.6. Controlo da resistência externa do rotor.....	41
4.2.7. Compensação de potência reactiva.....	42
4.3. Modelo dinâmico do gerador PV	42
4.4. Topologia da central renovável e rede eléctrica	43
4.5. Determinação do valor da energia e do perfil da carga	44
4.6. Síntese e aplicação dos modelos	46
5. Resultados	49
5.1. Caso 1.....	49
5.2. Caso 2.....	57
6. Conclusão.....	67
7. Referências	69
Anexos.....	I-1

Lista de Símbolos

σ_p	Desvio padrão da potência agrupada [W]
N	Número de aerogeradores agrupados
P	Potência activa [W]
Q	Potência reactiva [var]
Φ	Ângulo de desfasamento entre tensão e corrente [rad]
U	Tensão [V]
I	Corrente [A]
\bar{U}_{30}	Média de 30 minutos da velocidade de vento [m/s]
U_G	Componente de turbulência [m/s]
$S(n)$	Espectro de energia em função da frequência
n	Frequência
k	Coefficiente de arrasto
λ	Número de onda
P_w	Potência mecânica extraída do vento [W]
ρ	Densidade do ar [kg/m ³]
A_r	Área do rotor [m ²]
c_p	Coefficiente de potência
λ	Razão de velocidades da pá ou velocidade específica na ponta da pá
θ	Ângulo de passo [°]
v_w	Velocidade do vento na altura do centro do rotor [m/s]
K	Ganho
f_{ps}	Frequência de discretização do controlo [Hz]
T_{AERO}	Binário aerodinâmico [N.m]
T_{MECH}	Binário mecânico [N.m]
T_{ELEC}	Binário eléctrico [N.m]
H	Constante de inércia total [s]
H_t	Constante de inércia da turbina [s]
H_g	Constante de inércia do gerador [s]
H_{frac}	Fracção de inércia da turbina
K_{shaft}	Rigidez do veio
$Freq1$	Primeira frequência ressonante de torção do veio [Hz]
ε_{CC}	Reactância equivalente do transformador [%]
Z_{eq}	Impedância equivalente [Ω]
$\sigma_{tensão}$	Desvio padrão da tensão [p.u.]

Lista de Abreviaturas

FER	Fontes de Energia Renovável
CRV	Central Renovável Virtual
PV	Sistema Solar Fotovoltaico
ORT	Operador da Rede de Transporte
ORD	Operador da Rede de Distribuição
AIE	Agência Internacional de Energia
NEP'S	Número de horas anual de funcionamento à potência nominal
PCH	Pequena Central Hídrica
IPH	Índice de Produtibilidade Hídrica
IPE	Índice de Produtibilidade Eólica
PRE	Produção em Regime Especial
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
GD	Geração Distribuída
TI	Tecnologia de Informação
SGRED	Sistema de Gestão de Recursos Energéticos Distribuídos
DWD	<i>Deutscher Wetterdienst</i> ou Serviço Meteorológico Alemão
CRVC	Central Renovável Virtual Comercial
CRVT	Central Renovável Virtual Técnica
PSS/E	<i>Power System Simulator for Engineers</i> ou Simulador de Sistemas de Energia para Engenheiros
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
PL	Ponto de Ligação
PI	Ponto de Interligação
SEQP Eólico	Sobreequipamento Eólico

Lista de Figuras

Fig. 1 - Redução na variabilidade da produção eólica: redução em desvios padrões das variações em degrau horárias tomadas dos dados de produção eólica para diferentes países (diversos pontos) e estimativa do máximo efeito de suavização pela dispersão espacial do recurso (linha em rosa), (Holttinen <i>et al.</i> , 2009)	7
Fig. 2 - Variabilidade da energia eólica e efeito de suavização por agregação: potência entregue por 1 aerogerador (azul), 1 central eólica (verde), 4 centrais eólicas (vermelho) e 24 centrais eólicas (preto) em Portugal (Estanqueiro, 2010).....	7
Fig. 3 - Distribuição das variações em degrau de potência: horárias (azul), 4 horas (verde) e de 12 horas (vermelho) resultantes de um agregado de grandes centrais eólicas nos EUA (Holttinen <i>et al.</i> , 2009).....	9
Fig. 4 - Distribuição das variações em degrau de potência: 15 minutos (preto), 1 hora (azul) e 4 horas (verde) para um agregado de centrais eólicas Alemãs (Holttinen <i>et al.</i> , 2009).....	9
Fig. 5 - Distribuição das variações em degrau de potência: 15 minutos (azul), 30 minutos (vermelho), 1 hora (verde) e 4 horas (preto) para um agregado de centrais eólicas Portuguesas (Söder <i>et al.</i> , t.b.p.)	10
Fig. 6 - Controlo da potência eólica produzida na central eólica <i>offshore</i> de Horns Rev (Kristoffersen, 2005).....	11
Fig. 7 - Suavização de flutuações rápidas de potência em sistemas solares fotovoltaicos devido agregação (Wiemken <i>et al.</i> , 2001).....	12
Fig. 8 - Correlação cruzada entre desvios horários de 6 estações de longo termo na Alemanha (diversos pontos) e tendência exponencial de suavização (linha) (Wiemken <i>et al.</i> , 2001).....	12
Fig. 9 - Evolução das horas anuais médias de produção equivalente por tecnologia em Portugal Continental (DGEG, 2011).....	14
Fig. 10 - Índices de eolicidade (barras) e produtibilidade eólica (linhas) anuais das regiões costeira e montanhosa de Portugal (IEA Wind Energy, 2011).....	15
Fig. 11 - Produção das centrais hídricas (barras) e índices produtibilidade hídrica (linha) anual de Portugal (REN, 2006).....	15
Fig. 12 - Razão entre a potência activa produzida e reactiva consumida num aerogerador equipado com gerador de indução (P_N - potência activa nominal), (Jensen, 1990)	16
Fig. 13 - Variações de tensão devido a carga e a geração (Bakari & Kling, 2010).....	18
Fig. 14 - Perdas de geração eólica causadas por cavas de tensão: geração eólica telemedida (azul) e geração eólica estimada (rosa), (Baptista, 2010).....	19
Fig. 15 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão (Portaria 596, 2010).....	20
Fig. 16 - Curva de fornecimento de reactiva pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão (Portaria 596, 2010)	21
Fig. 17 - Perfil de carga e geração em 01/01/2010 (Estanqueiro <i>et al.</i> , 2010)	22
Fig. 18 - Topologias de: a)controlo centralizado com CRV, b)controlo descentralizado com CRV e c)controlo completamente descentralizado de produção renovável (Andersen <i>et al.</i> , 2008)	24
Fig. 19 - Componentes do Sistema de Gestão de Recursos Energéticos Distribuídos (SGRED) (adaptado de Werner & Remberg, 2008)	25
Fig. 20 - Gestão da produção eólica em Portugal e Espanha através da sua agregação (Estanqueiro <i>et al.</i> , 2007)	27
Fig. 21 - Agregação de recursos para suprir a necessidade energética (Kombikraftwerk, 2008).....	28
Fig. 22 - Integração de FER no sistema eléctrico através de CRV (Fenix Project, 2009).....	29
Fig. 23 - Controlador de célula: monitorização das FER e dispositivos de rede (linhas verdes) e controlo (linhas vermelhas), (Cell Project, 2008)	31
Fig. 24 - Diagrama da ligação dos submodelos do aerogerador	36
Fig. 25 - Família de curvas do coeficiente de potência	38
Fig. 26 - Diagrama do controlo de passo (Slootweg <i>et al.</i> , 2003)	39
Fig. 27 - Representação mecânica do aerogerador por duas massas	39
Fig. 28 - Diagrama do modelo mecânico (Siemens Energy, Inc, 2010).....	40
Fig. 29 - Diagrama do controlo (Siemens Energy, Inc, 2010).....	41
Fig. 30 - Característica Potência-Escorregamento típica dum aerogerador tipo II.....	41

Fig. 31 - Diagrama de ligação dos submodelos do gerador fotovoltaico (adptado de Siemens Energy, Inc, 2010)	42
Fig. 32 - Característica típica de um painel fotovoltaico.....	43
Fig. 33 - Diagrama da central híbrida simulada	43
Fig. 34 - Preço da energia em Portugal no mercado diário (OMEL, 2009-2010)	44
Fig. 35 - Perfil diário da tarifa eólica calculada	45
Fig. 36 - Diagrama de carga dos dias característicos (REN, 2011).....	45
Fig. 37 - Série de vento de Ourém 2003: caso 1	46
Fig. 38 - Série de vento de Sicó 2005: caso 2.....	46
Fig. 39 - Série anual de referência de irradiância: Lisboa	47
Fig. 40 - Série de potência ao longo de um mês para cada um dos três cenários simulados no caso 1	49
Fig. 41 - Perfis diários médios do caso 1.....	50
Fig. 42 - Potência instantânea e perfil da carga e tarifa num dia típico.....	51
Fig. 43 - Perfil das tensões no PL num dia típico.....	52
Fig. 44 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário dos aerogeradores ..	53
Fig. 45 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário de sobreequipamento eólico	53
Fig. 46 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário da CRV	54
Fig. 47 - Curva de duração das variações de potência em intervalos de 30 minutos para todo o ano simulado	55
Fig. 48 - Curva de duração das variações de potência em intervalos de 1 hora para todo o ano simulado	56
Fig. 49 - Curva de duração das variações de potência em intervalos de 4 horas para todo o ano simulado	56
Fig. 50 - Energia total produzida para cada hora.....	57
Fig. 51 - Séries de potência ao longo de um mês para os três cenários simulados no caso 2	58
Fig. 52 - Perfis diários médios do caso 2.....	58
Fig. 53 - Potência instantânea e perfil da carga num dia típico.....	59
Fig. 54 - Perfil das tensões no PL num dia típico.....	60
Fig. 55 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário dos aerogeradores ..	61
Fig. 56 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário de sobreequipamento eólico	61
Fig. 57 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário da CRV	62
Fig. 58 - Curva de duração das variações de potência em intervalos de 30 minutos para todo o ano simulado	63
Fig. 59 - Curva de duração das variações de potência em intervalos de 1 hora para todo o ano simulado	63
Fig. 60 - Curva de duração das variações de potência em intervalos 4 horas para todo o ano simulado	64
Fig. 61 - Energia total produzida para cada hora.....	64
Fig. 62 - Activação do serviço de regulação primária de frequência (Simões Costa, 2007).....	I-2
Fig. 63 - Regulação primária ou de velocidade (em vermelho) e regulação secundária ou Controlo Automático de Geração (em verde), (Simões Costa, 2007)	I-3
Fig. 64 - Resultados de oito estudos do crédito de capacidade da energia eólica. (Holttinen <i>et al.</i> , 2009).....	II-1
Fig. 65 - Contribuição da geração distribuída para uma corrente de curto-circuito num ramo em série (adaptado de Vermeyen, 2008)	III-1
Fig. 66 - Contribuição da geração distribuída para uma corrente de curto-circuito num ramo em paralelo (adaptado de Vermeyen, 2008).....	III-1

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Magnitude média e desvio padrão das variações em degrau em uma grande central eólica nos EUA (Holttinen <i>et al.</i> , 2009)	8
Tabela 2 - Variações em degrau máximas (como % da capacidade instalada) relatadas em sistemas com penetração em grande escala de energia eólica (Holttinen <i>et al.</i> , 2009).....	8

Tabela 3 – Avaliação da garantia de energia de diferentes tecnologias nos últimos dez anos	13
Tabela 4 – Tarifa média paga aos geradores eólicos	45
Tabela 5 – Cenários constituintes dos casos de estudo	47
Tabela 6 - Correlação dos perfis de geração com as curvas de carga e tarifa	50
Tabela 7 – Factor de capacidade das infra estruturas	50
Tabela 8 – Estatísticas do perfil de tensão no PL.....	51
Tabela 9 – Média e desvio padrão (σ) das variações em degrau [pu]	54
Tabela 10 – Variações em degrau máximas absolutas [pu].....	54
Tabela 11 – Energia total produzida e facturação esperada	57
Tabela 12 - Correlação dos perfis de geração com as curvas de carga e tarifa	59
Tabela 13 – Factor de capacidade das infra estruturas	59
Tabela 14 – Estatísticas do perfil de tensão no PL.....	60
Tabela 15 – Média e desvio padrão (σ) das variações em degrau [pu]	62
Tabela 16 – Variações em degrau máximas absolutas [pu].....	62
Tabela 17 – Energia total produzida e facturação esperada	65
Tabela 18 - Características gerais.....	IV-3
Tabela 19 - Representação mecânica do aerogerador	IV-3
Tabela 20 - Gerador de indução	IV-3
Tabela 21 - Controlo da resistência externa do rotor	IV-3
Tabela 22 - Compensação de potência reactiva	IV-3
Tabela 23 - Características gerais.....	IV-4
Tabela 24 - Conversor de potência/gerador.....	IV-4
Tabela 25 - Controlo eléctrico.....	IV-4

1. Introdução

Com a ratificação do protocolo de Quioto, os países integrantes da União Europeia comprometeram-se com metas ambiciosas de redução de emissões de dióxido de carbono. Dentre os diversos sectores das sociedades modernas, o sector energético tem vindo a ser o primeiro e principal a passar por medidas drásticas de descarbonização. As tecnologias para cumprimento das metas de redução de emissões no sector energético são diversas, destacando-se entre elas as fontes de energia renováveis, a energia nuclear e a captura e armazenamento de carbono.

Estudos recentes (Poumadère *et al.*, 2011) apontam que a aceitação pública da energia nuclear é condicionada ao desenvolvimento simultâneo de outras tecnologias renováveis acompanhado de um plano sólido para processamento dos resíduos nucleares. Após o acidente ocorrido em Fukushima Dai-ichi, há um grande receio por parte da opinião pública quanto a vulnerabilidade e segurança dos reactores nucleares. As tecnologias de captura e armazenamento de carbono, por sua vez, enfrentam problemas recorrentes de cariz técnicos e geológicos, além de uma grande resistência social perante o posicionamento de unidades de armazenamento geológico de carbono.

Por sua vez, as novas Fontes de Energia Renováveis (FER) têm experimentado um enorme sucesso no processo de oferecer uma alternativa viável aos sistemas de geração convencionais baseados em energia fóssil. O aproveitamento em larga escala dos recursos renováveis endógenos traz mais-valias económicas e sociais. Em países com grande dependência externa de recursos energéticos, como Portugal, a exploração dos recursos renováveis assume uma importância ainda maior, já que possibilita melhorar a sua balança comercial.

É certo, no entanto, que as novas tecnologias baseadas em FER possuem características distintas das tecnologias de conversão de energia das centrais convencionais. Algumas das tecnologias renováveis de maior sucesso e interesse, como a eólica e a solar, baseiam-se em recursos com características especiais: estes possuem uma disponibilidade variável no tempo e muito são mais dispersos espacialmente que as tecnologias convencionais. Algumas vezes ainda, os recursos renováveis podem estar em zonas em que a rede eléctrica é praticamente inexistente, exigindo novas infra-estruturas e reforços nas existentes.

Estas características impõem alterações em toda a cadeia dos serviços de electricidade, desde a geração, passando pelo transporte, distribuição e consumo final, modificando as estruturas do mercado de energia e exigindo esforços significativos tanto das entidades responsáveis pela gestão do sistema, quanto àquelas responsáveis pela sua regulação. Há ainda o surgimento de novos agentes, com reflexos na operação e nos mercados de energia.

Há alguns anos, o nível de integração de energias renováveis no portefólio de geração era residual, não requerendo grandes esforços para se proceder à sua assimilação. Os gestores da rede previam a capacidade necessária para atender à carga e mobilizavam um conjunto de unidades para atendê-la de forma económica e tecnicamente adequada. As unidades geradoras executavam o programa do gestor da rede, sendo que algumas destas eram designadas para a compensação de eventuais desvios no programa. A aquisição de energia era realizada em grandes lotes, por empresas de distribuição de energia e grandes indústrias.

Com a introdução em larga escala da geração renovável variável, os gestores de rede precisam de possuir uma capacidade de previsão de quanta energia renovável estará disponível em cada instante de tempo, para avaliar a necessidade de mobilização de unidades convencionais, de modo a obedecer às restrições de operação destas últimas e garantir a segurança na operação do sistema eléctrico. Os desvios nas produções agendadas são consideravelmente maiores, devido às incertezas envolvidas na previsão do recurso renovável, exigindo uma maior capacidade de compensação de desvios, e algumas vezes aumentando custos de operação e manutenção das centrais convencionais. As grandes indústrias e as companhias de distribuição possuem geração embebida nas suas estruturas podendo, em muitas situações, oferecer energia excedente ao mercado através das redes onde estão ligadas. Os consumidores finais são agora chamados a uma participação mais activa nesta cadeia, podendo modular o seu consumo conforme a disponibilidade dos recursos renováveis.

Devido à dispersão espacial do recurso renovável, são necessários investimentos em redes para a ligação e acomodação da produção das novas centrais. Cada país tem a sua maneira de partilhar estes custos. Em Portugal, os promotores das unidades de produção renováveis são cobrados pelos reforços necessários nas redes de transporte e distribuição atribuídos às suas centrais, além de serem responsáveis pela construção das infra-estruturas de ligação das suas centrais à rede pré-existente. Estes investimentos devem ser realizados considerando a capacidade instalada total, mas serão amortizados segundo o factor de capacidade efectivo da produção renovável. Tendo estas questões em mente, a legislação Portuguesa implementou medidas inovadoras. É permitida a instalação dum capacidade 20% superior à capacidade licenciada máxima nas centrais eólicas, chamada sobreequipamento. No entanto, é exigido que seja instalado um dispositivo que limite a produção da central eólica ao limite licenciado, em situações de grande disponibilidade do recurso. Desta forma, são aumentados os factores de capacidade das centrais eólicas e não são comprometidos os limites físicos das infra-estruturas de ligação, tendo como único custo o desperdício de valores residuais da energia eólica disponível em dias que os ventos sopram fortes.

Trabalhos recentes (Rodrigues & Estanqueiro, 2011a; Rodrigues & Estanqueiro, 2011b) sugerem que o benefício do sobreequipamento seria ainda maior, caso fossem agregados recursos de diferentes origens através de uma Central Renovável Virtual (CRV). Este novo conceito visa a combinação da produção de diferentes centrais renováveis como forma de aprimorar as características das suas gerações, de modo que a produção agregada seja tão similar quanto possível à das centrais convencionais. Redes de comunicação e mecanismos de controlo, semelhantes aos já existentes nas centrais eólicas, são necessários para operacionalizar um comando comum entre os diversos geradores renováveis.

Através da agregação de unidades de produção renováveis por uma CRV, podem ser diminuídas as flutuações de potência características das centrais renováveis. Recursos renováveis com boa controlabilidade (e.g. centrais hídricas e de biogás) ou ainda soluções de armazenamento de energia (e.g. baterias, supercondensadores e volantes de inércia) podem ser utilizados como forma de regular a energia entregue por uma CRV, compensando flutuações na potência entregue à rede e adequando o perfil de produção da central ao perfil do consumo.

Uma vez que a disponibilidade dos diferentes recursos renováveis é afectada por fenómenos físicos de natureza distinta e com ciclos com alguma complementaridade, espera-se que a combinação de recursos diferentes entre si possua características suplementares, de forma a favorecer a sua integração nos sistemas de energia. Enquanto as centrais solares fotovoltaicas somente produzem energia durante o dia, em muitas regiões as centrais eólicas têm um perfil de produção dominante nocturno. Desta maneira, o perfil de produção de uma CRV híbrida eólica e solar fotovoltaica pode mostrar-se mais adaptado aos perfis de consumo e do valor de mercado que os perfis de produção de cada um dos recursos individualmente. Adicionalmente, devido à natureza não correlacionada das variações dos recursos eólicos e solar (nas escalas de tempo relevantes à operação dos sistemas eléctricos), espera-se que a combinação destes recursos resulte na suavização das suas flutuações características, especialmente das centrais eólicas.

Determinadas tecnologias de conversão de energia utilizadas pelas FER (i.e., geradores assíncronos ou de indução) necessitam de consumir energia reactiva para entregarem energia activa à rede eléctrica. As oscilações da potência activa são acompanhadas de oscilações na potência reactiva para estas tecnologias, causando flutuações de tensão na rede eléctrica. Numa CRV, estes geradores podem beneficiar-se das capacidades tecnológicas de regulação potência reactiva (e tensão) dos inversores de ligação à rede de outras FER, diminuindo as variações de tensão na rede eléctrica.

As consequências esperadas da combinação de geradores renováveis são: 1) menor esforço por parte das redes de transporte e distribuição ao compensar flutuações de potência e tensão das centrais renováveis; 2) um maior valor associado à energia produzida pela CRV, o que facilita a sua remuneração pelo seu valor de mercado, e diminui a necessidade de subsídios; 3) aumento do factor de capacidade das infra estruturas de ligação, diminuindo o tempo necessário para a amortização dos investimentos necessários (tanto por parte dos promotores, quanto por parte da sociedade em geral); 4) maior quantidade absoluta de energia entregue, já que os cortes na produção para manutenção do

limite licenciado são menos frequentes; e 5) perfil de tensões mais estável, se beneficiando das melhores capacidades tecnológicas de ligação à rede das centrais solares fotovoltaicas.

Nesta dissertação de mestrado pretendem-se identificar as sinergias entre centrais eólicas e solares fotovoltaicas, no que respeita à complementaridade natural da disponibilidade dos recursos e as mais-valias técnico-económicas, quer do ponto de vista da gestão do sistema electroprodutor, quer da melhor utilização da rede de distribuição e equipamentos auxiliares. Será elaborado um perfil tarifário diário para remuneração das energias renováveis, de forma a reconhecer a sua contribuição no suprimento da carga. Adicionalmente serão avaliados os benefícios obtidos na valorização da energia, através da instalação de uma bateria de acumuladores na CRV.

Serão realizados dois casos de estudo, para duas localidades Portuguesas, utilizando séries anuais de dados. Cada caso de estudo tem em conta um “cenário base” (somente uma central eólica), um cenário de “abordagem usual” (sobreequipamento eólico) e o cenário proposto das CRV (central híbrida eólica – solar fotovoltaica). Para tal serão utilizados modelos evolutivos, de base dinâmica, com capacidade para representar detalhadamente o comportamento destas centrais. Neste trabalho, a aplicação destes modelos a fenómenos quasi-estacionários justifica-se por sua possível utilização futura no estudo dinâmico do comportamento das CRV.

No capítulo 2 é realizada uma revisão dos impactos causados nos sistemas eléctricos pelas unidades de produção renováveis, especificamente eólicas e fotovoltaicas. São abordadas as flutuações de potência decorrentes da variabilidade do recurso, a garantia de potência e energia das FER, aspectos da regulação de tensão, impactos na estabilidade do sistema e situações de excesso de energia renovável.

As Centrais Renováveis Virtuais são apresentadas no capítulo 3. O conceito da CRV é definido, juntamente com os seus aspectos técnicos, económicos e regulatórios, acompanhado ainda duma perspectiva geral do seu papel na integração em larga escala de fontes de energia renovável.

São realizados dois casos de estudo para sítios distintos, onde se pretende avaliar o impacto da adição de 2 MW de geração solar fotovoltaica numa central eólica de 8 MW, compondo uma CRV. Uma descrição detalhada dos métodos e modelos computacionais desenvolvidos para os casos de estudo é apresentada no capítulo 4.

Os resultados obtidos em cada um dos casos de estudo são apresentados no capítulo 5, sendo avaliados os perfis diários médios de produção de cada um dos cenários, juntamente com os perfis de tensão e das flutuações de potência. São também apresentados os cálculos dos benefícios económicos esperados em cada um dos cenários e adicionalmente, àqueles obtidos caso seja utilizado um sistema de baterias para regulação adicional do perfil diário de produção.

O capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho, bem como as suas limitações e recomendações para trabalhos futuros.

2. Contextualização: Barreiras à larga penetração de Fontes de Energia Renovável

Sendo largamente reconhecidos os benefícios resultantes da utilização de Fontes de Energia Renovável (FER) para o ambiente e para a sociedade, a sua natureza variável e dificilmente previsível traz dificuldades acrescidas à sua integração alargada nos sistemas electroprodutores.

Algumas destas dificuldades são: as flutuações de potência das FER, a reduzida garantia de potência e a garantia de energia, o impacto na regulação de tensão na rede local e na estabilidade do sistema eléctrico. Grande parte do problema é devida às particularidades dos sistemas de energia, que necessitam equilibrar a produção e o consumo em todos os instantes, uma vez que não há forma simples e efectiva de armazenar energia eléctrica. As Centrais Renováveis Virtuais (CRV) apresentam respostas a alguns destes desafios impostos pela integração em larga escala de FER.

As flutuações de potência das FER, advindas das características intrínsecas dos seus respectivos recursos primários, exigem que outras fontes energéticas (muitas vezes não renováveis) operem de modo a compensá-las. Consta-se, no entanto, que essas flutuações podem ser reduzidas através da agregação de diferentes FER. A título de exemplo, com o estabelecimento das CRV, são implementados mecanismos de controlo comuns a diferentes unidades produtoras renováveis, possibilitando o aproveitamento das sinergias entre as diferentes FER.

Dentre as fontes renováveis variáveis, a eólica é conhecida por oferecer pouca (ou nenhuma) certeza na potência que será entregue à rede em cada instante, sendo normalmente referida como não dispor de garantia de potência, oferecendo no entanto, uma razoável segurança quanto à entrega de energia ao longo dum período alargado (um ano). Com a combinação de recursos energéticos renováveis complementares, é possível melhorar a correlação do recurso eólico com a carga, aumentando o factor de capacidade das infra estruturas de rede e aumentando as garantias de potência e energia.

Dentre as tecnologias de conversão de energia utilizadas pelas FER, os geradores assíncronos são aquelas que apresentam as maiores flutuações de tensão correspondentes às flutuações na potência activa entregue à rede. Numa CRV, a qualidade da energia entregue pelo agregado pode ser melhorada, beneficiando-se das capacidades tecnológicas de regulação de potência reactiva (e de tensão) dos inversores de ligação à rede de outras FER. Adicionalmente a capacidade adicional de injeção de potência reactiva pode ser aproveitada para melhorar o nível de segurança do sistema electroprodutor, oferecendo suporte durante as ocorrências de defeitos na rede eléctrica.

2.1. As flutuações de potência das Fontes de Energia Renovável

A grande maioria das FER é caracterizada por possuir ciclos naturais que alteram a sua disponibilidade ao longo de diferentes horizontes de tempo. Estes ciclos podem variar desde alguns meses e anos para as centrais hídricas até as mudanças ao minuto devido ao efeito das nuvens para as centrais solares fotovoltaicas. Apesar disso, os ciclos naturais da geração eólica são os que mais atraem a atenção dos especialistas, dos legisladores, da indústria e da imprensa. São dois os principais factores para conscientização do público em relação as flutuações da energia eólica: 1) o crescimento muito rápido desta fonte renovável em muitos países e 2) a sua característica de variação de potência em escalas intradiárias e intrahorárias (IEA, 2005).

O nível e impacto das flutuações de potência devidas a energia eólica (ou de qualquer outra FER) dependem primeiramente do nível de “penetração eólica” no sistema. A terminologia “penetração eólica está associada à ponderação da geração eólica com respeito à geração total de um sistema electroprodutor, havendo diversas maneiras diferentes de definir o nível de penetração eólica (Holttinen *et al.*, 2011). As definições mais comuns são a penetração em energia (energia produzida pelas centrais eólicas como percentagem da energia consumida num determinado período, normalmente um ano), e a penetração instantânea ou em potência (potência instantânea eólica como percentagem da potência instantânea da carga).

Adicionalmente, o impacto causado pelas flutuações de potência em cada sistema será diferente consoante as características das centrais de energia disponíveis para compensar as flutuações causadas tanto pelas FER variáveis, quanto pelas cargas. De um modo geral, as centrais que recorrem a sistemas térmicos à base de caldeiras (e.g. centrais a carvão e nucleares) possuem restrições tecnológicas de operação que às impedem de realizar mudanças rápidas na potência produzida, sendo por isso consideradas pouco flexíveis. Por outro lado, as centrais capazes de alterarem rapidamente a potência entregue à rede (e.g. centrais hídricas e turbinas a gás) são consideradas flexíveis (uma descrição técnica mais aprofundada é apresentada no Anexo I).

Desta maneira, cada porção de cada sistema electroprodutor possui uma característica de flexibilidade diferente. O resultado é que sistemas com o mesmo nível de penetração renovável terão diferentes graus de dificuldade na integração em larga escala de FER variáveis (Holttinen *et al.*, 2008).

Na energia eólica, os aerogeradores convertem a energia dos ventos em energia eléctrica na proporção do cubo da velocidade do vento, numa banda de operação situada normalmente entre os 3 e os 25 m/s, atingindo, no entanto, a potência nominal em torno dos 12 m/s. Desta forma, os aerogeradores podem estar indisponíveis tanto em períodos em que as velocidades do vento são muito baixas ou muito altas, já que para estas últimas os aerogeradores necessitam ser desligados para evitar danos. Assim, de uma maneira geral, variações da velocidade do vento são acompanhadas de variações cúbicas na potência produzida pelos aerogeradores. Adicionalmente, em situações extremas, uma central eólica à máxima produção pode experimentar um desligamento abrupto caso a velocidade do vento exceda o máximo de operação.

As flutuações de potência das eólicas podem ocorrer em horizontes de tempo distintos. As flutuações rápidas (na ordem dos segundos e alguns minutos) além de serem pequenas em relação à capacidade instalada são em sua maioria não correlacionadas e tendem a não serem notadas pelo Operador da Rede de Transporte (ORT). Entretanto, as flutuações mais lentas (na ordem de horas e dias), dependendo do regime dos ventos de cada região, podem apresentar um comportamento menos adequado à integração do recurso eólico no sistema eléctrico (Estanqueiro, 2008).

O efeito de suavização espacial das flutuações rápidas de potência em escalas maiores que 100km é sistemático e replicável em qualquer sistema de energia com geração eólica. Apesar de a amplitude desta suavização espacial apresentar pequenas diferenças de um sistema de energia para outro, acima de uma escala espacial de 500 km, mesmo algumas das flutuações de potência mais lentas (horárias) são fortemente suavizadas (Fig. 1). O efeito de agregação de geradores eólicos em blocos é extremamente positivo não somente do ponto de vista dos sistemas de potência, mas também para a rede local, com notável efeito de suavização das oscilações de potência individuais de cada máquina, obedecendo genericamente à relação de Lipman (Lipman *et al.*, 1980):

$$\sigma_p = \frac{1}{\sqrt{N}} \quad (2.1)$$

Onde:

- σ_p Desvio padrão da potência eólica agrupada
- N Número de aerogeradores agrupados

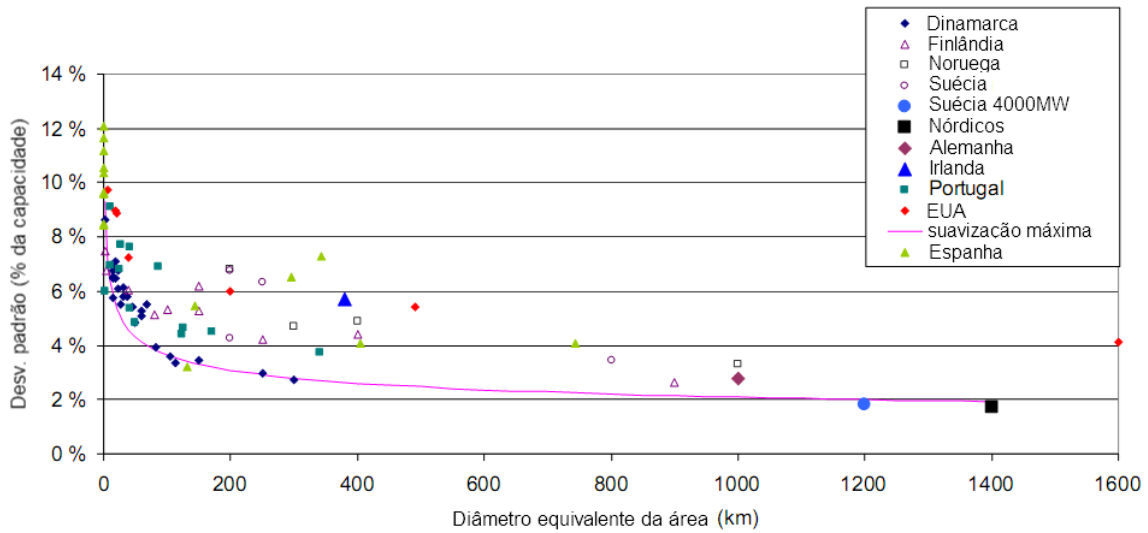


Fig. 1 - Redução na variabilidade da produção eólica: redução em desvios padrões das variações em degrau horárias tomadas dos dados de produção eólica para diferentes países (diversos pontos) e estimativa do máximo efeito de suavização pela dispersão espacial do recurso (linha em rosa), (Holtinen *et al.*, 2009)

Tanto na Fig. 2, quanto na Tabela 1, observa-se o sistemático efeito de suavização das oscilações rápidas de potência entregue pelos equipamentos de conversão de energia eólica quando tomados em conjuntos amplos.

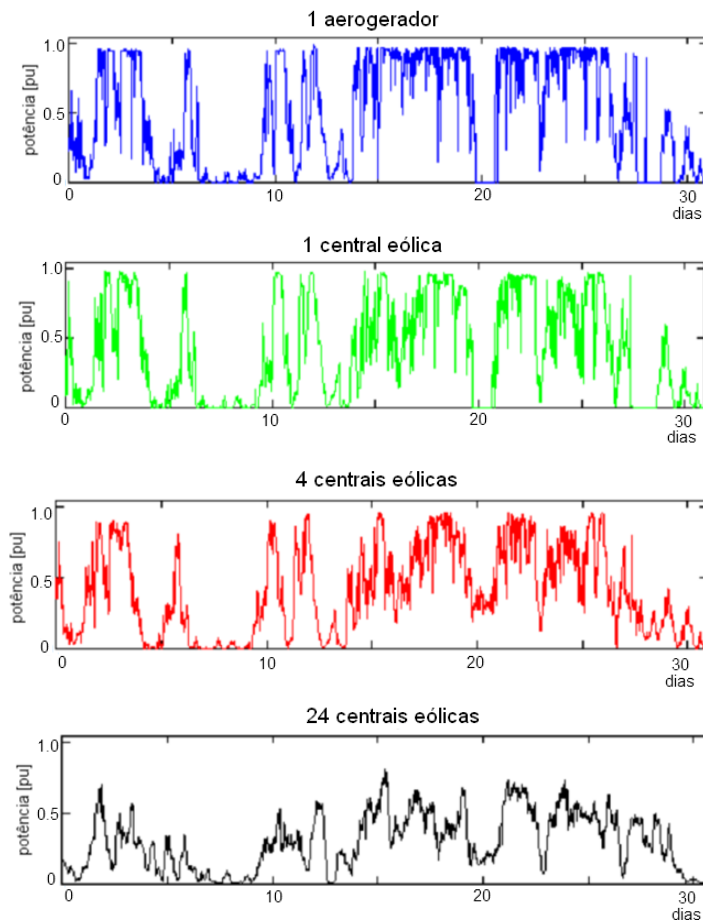


Fig. 2 - Variabilidade da energia eólica e efeito de suavização por agregação: potência entregue por 1 aerogerador (azul), 1 central eólica (verde), 4 centrais eólicas (vermelho) e 24 centrais eólicas (preto) em Portugal (Estanqueiro, 2010)

As flutuações de potência rápidas das eólicas são relativamente baixas. Isto é ilustrado com os dados de uma única central eólica na Tabela 1, onde o desvio padrão das variações em degrau¹ de 1 segundo para toda a central (250 turbinas) é apenas 0,1%. A suavização das flutuações pode ser percebida também para as variações em degrau de 1 minuto, onde o desvio padrão diminui de 2,1% para 0,6% da capacidade nominal da central, ao se considerarem desde 14 até as 250 turbinas.

É possível perceber um aumento na variabilidade para as variações em degrau desde os 10 minutos até 1 hora, destacando-se ainda o fraco efeito de suavização ocorrido no horizonte de tempo horário.

Tabela 1 - Magnitude média e desvio padrão das variações em degrau em uma grande central eólica nos EUA (Holtinen *et al.*, 2009)

Horizonte de Tempo		14 turbinas		61 turbinas		138 turbinas		250+ turbinas	
		(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
1 segundo	Média	41	0,4	172	0,2	148	0,1	189	0,1
	Desvio Padrão (σ)	56	0,5	203	0,3	203	0,2	257	0,1
1 minuto	Média	130	1,2	612	0,8	494	0,5	730	0,3
	Desvio Padrão (σ)	225	2,1	1 038	1,3	849	0,8	1 486	0,6
10 minutos	Média	329	3,1	1 658	2,1	2 243	2,2	3 713	1,5
	Desvio Padrão (σ)	548	5,2	2 750	3,5	3 810	3,7	6 418	2,7
1 hora	Média	736	7,0	3 732	4,7	6 582	6,4	23 755	5,3
	Desvio Padrão (σ)	1 124	10,7	5 932	7,5	10 032	9,7	19 213	7,9

As maiores variações em degrau da produção eólicas ocorridas para diversos sistemas electroprodutores são apresentadas na Tabela 2. As máximas variações em degrau horárias variam desde $\pm 10\%$ até $\pm 35\%$, dependendo do tamanho da região e do quão dispersas são as centrais eólicas. Ao se considerarem intervalos de tempo de 4 a 12 horas, a produção das centrais eólicas apresenta grandes variações. Para estas escalas de tempo, a utilização de previsão da produção pode ajudar a diminuir os impactos negativos causados por estas variações.

Tabela 2 – Variações em degrau máximas (como % da capacidade instalada) relatadas em sistemas com penetração em grande escala de energia eólica (Holtinen *et al.*, 2009)

Região	Área [10 ³ km ²]	Nº de centrais	10 a 15 minutos		1 hora		4 horas		12 horas	
			Máx. decréscimo	Máx. aumento	Máx. decréscimo	Máx. aumento	Máx. decréscimo	Máx. aumento	Máx. decréscimo	Máx. aumento
Dinamarca	90	>100			-23%	+20%	-62%	+53%	-74%	+79%
Irlanda	134	11	-12%	12%	-30%	+30%	-50%	+50%	-70%	+70%
Portugal	240	29	-12%	12%	-16%	+13%	-34%	+23%	-52%	+43%
Alemanha	160	>100	-6%	6%	-17%	+12%	-40%	+27%		
Finlândia	360	30			-16%	+16%	-41%	+40%	-66%	+59%
Suécia	360	56			-17%	+19%	-40%	+40%		
EUA Midwest	40	3	-34%	+30%	-39%	+35%	-58%	+60%	-78%	+81%
EUA Texas	240	3	-39%	+39%	-38%	+36%	-59%	+55%	-74%	+76%
EUA Midwest + Oklahoma	1 440	4	-26%	+27%	-31%	+28%	-48%	+52%	-73%	+75%

¹As co-variações são aqui definidas como a diferença percentual entre duas médias consecutivas de potência, obtidas para um determinado intervalo de tempo.

Os valores apresentados na Tabela 2 são extremos, já que na maioria do tempo as variações em degrau horárias estão entre os $\pm 5\%$ da capacidade instalada (Fig. 3, Fig. 4 e Fig. 5). No exemplo ilustrado na Fig. 5, este facto é evidenciado, já que as variações em degrau são menores que $\pm 1\%$ da capacidade instalada, durante 86% do tempo para as variações em degrau de 15 minutos e menores que $\pm 5\%$ da capacidade instalada durante 93% do tempo para as variações em degrau de 1 hora.

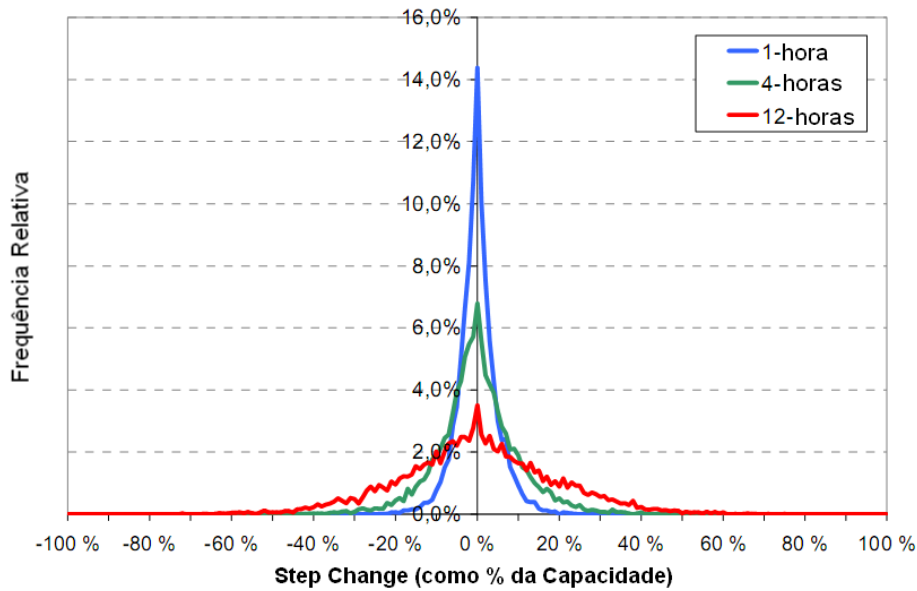


Fig. 3 - Distribuição das variações em degrau de potência: horárias (azul), 4 horas (verde) e de 12 horas (vermelho) resultantes de um agregado de grandes centrais eólicas nos EUA (Holttinen *et al.*, 2009)

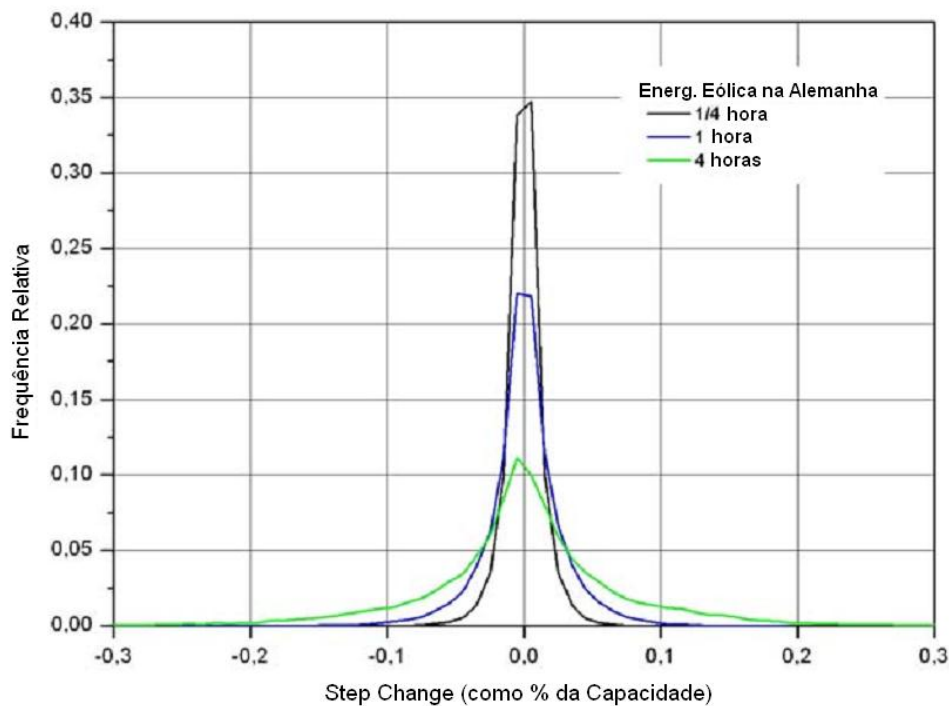


Fig. 4 - Distribuição das variações em degrau de potência: 15 minutos (preto), 1 hora (azul) e 4 horas (verde) para um agregado de centrais eólicas Alemãs (Holttinen *et al.*, 2009)

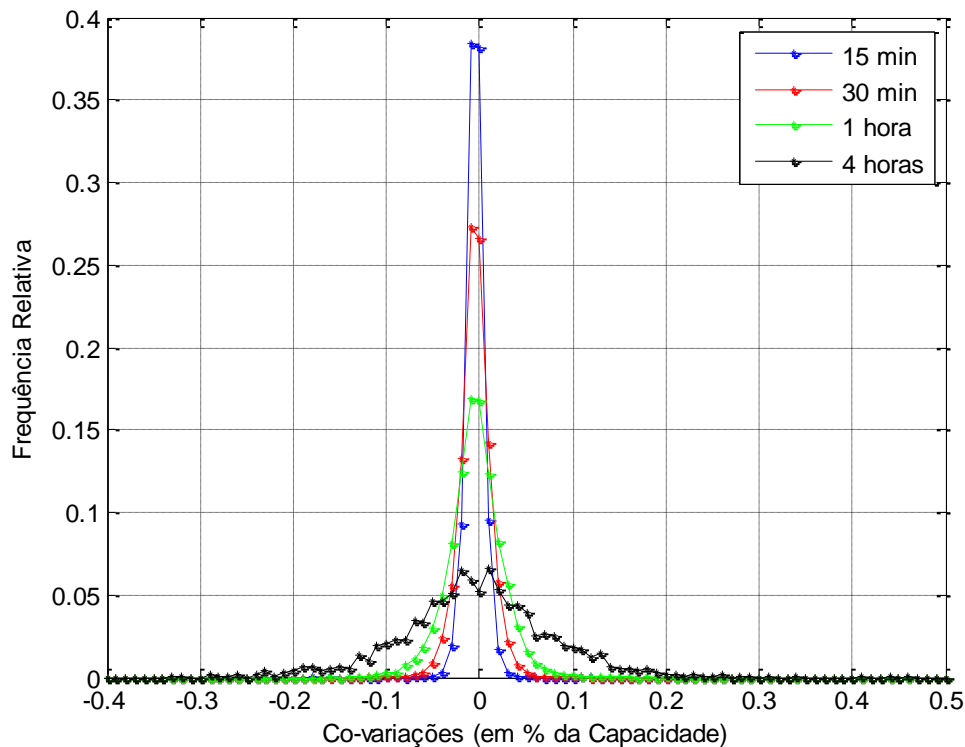


Fig. 5 – Distribuição das variações em degrau de potência: 15 minutos (azul), 30 minutos (vermelho), 1 hora (verde) e 4 horas (preto) para um agregado de centrais eólicas Portuguesas (Söder *et al.*, t.b.p.)

Uma vez que o ORT deve manter a cada instante o balanço entre a energia produzida e a energia requerida por todas as cargas ligadas ao sistema eléctrico, é desejável que as flutuações de potência da energia eólica não sejam excessivas. Algumas maneiras (aparentemente) simples de reduzir a variabilidade da produção eólica seriam a implantação de requisitos de partidas e paragens graduais à partir da potência máxima, utilizando taxas de crescimento/decrescimento (normalmente denominadas “rampas”) reduzidas para diminuir as flutuações mais extremas, tanto em amplitude quanto em frequência, em escalas de tempo curtas (Holttinen *et al.*, 2008).

Há no entanto ainda outros sistemas activos que podem ser utilizados, em certa medida, para este mesmo objectivo. Tais sistemas podem ser implementados no próprio controlo da turbina: suavização de flutuações utilizando controlo de passo (Senjyu *et al.*, 2006), ou ainda obedecendo a ordens recebidas de um sistema de controlo hierarquicamente superior, não somente para a redução da produção de energia eólica (Fig. 6), mas também para a utilização da inércia do rotor para armazenar a energia de rajadas do vento como energia cinética para posterior conversão em energia eléctrica (de Haan *et al.*, 2010). Desta forma, na ocorrência de uma rajada de vento é possível que o aerogerador não converta prontamente a energia adicional da rajada, sendo esta armazenada no rotor como energia cinética, através do aumento de sua velocidade. Esta energia armazenada pode ser convertida num instante posterior oportuno de forma a mitigar uma oscilação negativa de potência, funcionando, assim, um rotor eólico como um volante de inércia.

Embora existam diferentes possibilidades de redução das flutuações rápidas de potência, todas elas têm impactos mais ou menos severos na operação das turbinas eólicas (e.g. redução da energia aproveitada pelo aerogerador, aumento da fadiga de materiais e diminuição da vida útil, complexidade adicional dos sistemas de controlo) de tal modo, que a sua aplicação actual é muito reduzida, limitando-se praticamente à aplicação de rampas máximas e mínimas de variação da potência eléctrica (IEC 61400-21, 2008). O uso frequente destas opções deve ser ponderado diante de outras medidas (em outras unidades de produção) quanto à efectividade dos custos, quer numa perspectiva técnica, quer económica.

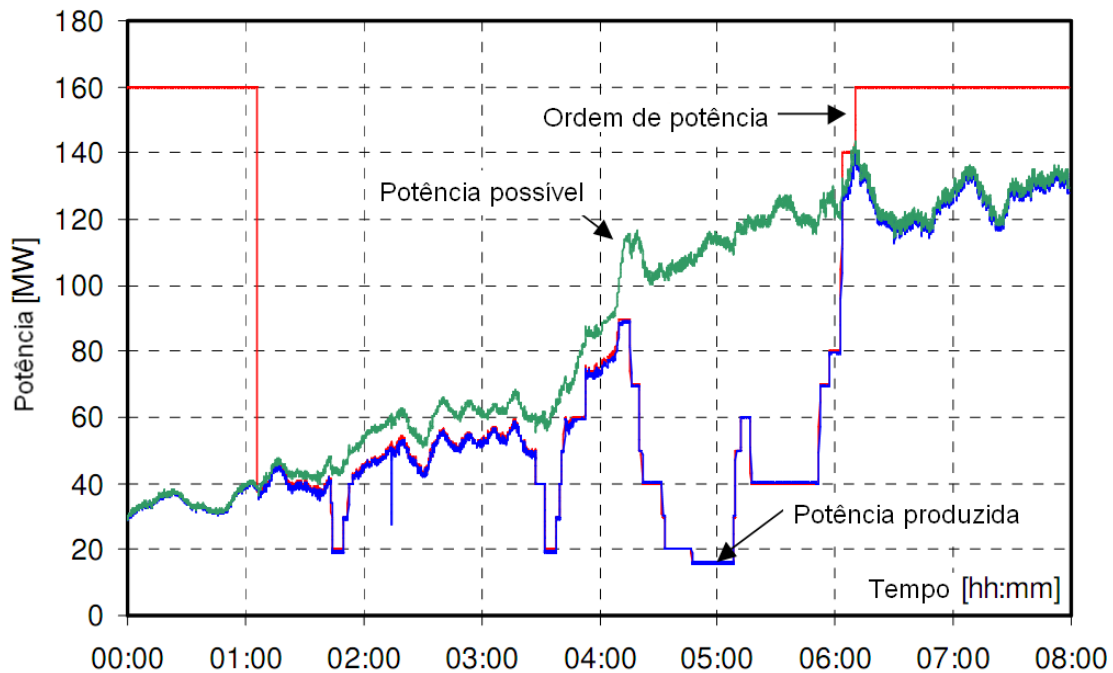


Fig. 6 - Controlo da potência eólica produzida na central eólica *offshore* de Horns Rev (Kristoffersen, 2005)

Por outro lado, as flutuações com escalas temporais mais lentas do vento, com origem em perturbações climáticas de grande dimensão não são naturalmente suavizadas (na escala de um país pequeno ou de uma zona de controlo). Estas flutuações implicam a mobilização de outras centrais eléctricas (normalmente ditas flexíveis), com capacidade de regulação e compensação da variabilidade da produção eólica. No sistema eléctrico Português, esta capacidade de regulação e compensação é geralmente provida por centrais hídricas, mas nos sistemas em que estas são inexistentes, é necessária a mobilização de centrais não renováveis, de resposta suficientemente rápida (e.g. turbinas à gás de ciclo aberto).

De uma maneira similar, o recurso solar experimenta características de flutuações semelhantes àquelas experimentadas pelo recurso eólico, contanto que sejam guardadas as devidas proporções entre ambos. A potência eléctrica entregue à rede pelos sistemas solares fotovoltaicos varia primeiramente pela mudança da posição do sol ao longo do dia e do ano (flutuações lentas e previsíveis). Em segundo lugar (mas não menos importante), a passagem de nuvens causa grandes flutuações de potência (rápidas e de previsão difícil), podendo diminuir em poucos instantes a irradiância incidente num painel fotovoltaico em mais de 60%.

A suavização das flutuações rápidas da irradiância é reportada (Otani *et al.*, 1997), mesmo numa escala local, com 9 sistemas de medição de irradiância pontuais espalhados em uma grelha de 4 x 4 km. A distribuição espacial dos painéis fotovoltaicos que compõem uma unidade produtora tem portanto o potencial de suavizar as flutuações do recurso solar observadas em medições pontuais.

De uma maneira geral, em centrais fotovoltaicas na escala dos quilowatts, ocorrerá a suavização de flutuações na escala intraminuto, enquanto nas centrais na escala dos megawatts, ocorrerá a suavização das flutuações de escala de tempo menores que os 10 minutos (Mills *et al.*, 2011). A Fig. 7 mostra o efeito de suavização das flutuações rápidas de potência pela agregação de unidades geradoras solares fotovoltaicas.

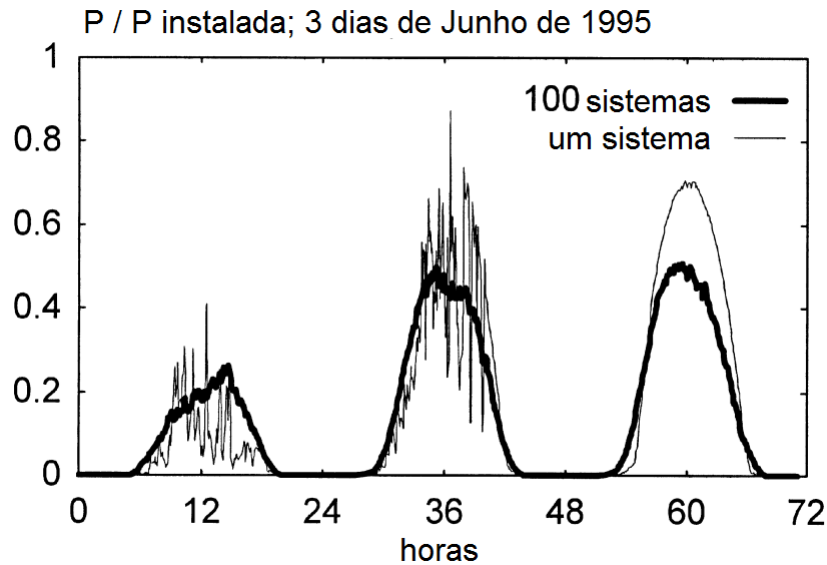


Fig. 7 – Suavização de flutuações rápidas de potência em sistemas solares fotovoltaicos devido agregação (Wiemken *et al.*, 2001)

A diversidade espacial do recurso solar também pode ser explorada para suavização de flutuações em escalas de tempo mais longas (10 minutos até horas). A separação espacial entre 2 pontos para que as flutuações da ordem dos 30 minutos sejam não correlacionadas, é de 50 km e para as flutuações horárias, 150 km (Mills *et al.*, 2011). Um estudo realizado na Alemanha (Wiemken *et al.*, 2001) quantificou a correlação cruzada dos desvios horários entre 6 estações de longo termo, distanciadas entre 200 e 680 km (Fig. 8), obtendo portanto uma perspectiva da possibilidade de suavização espacial nesta escala de tempo.

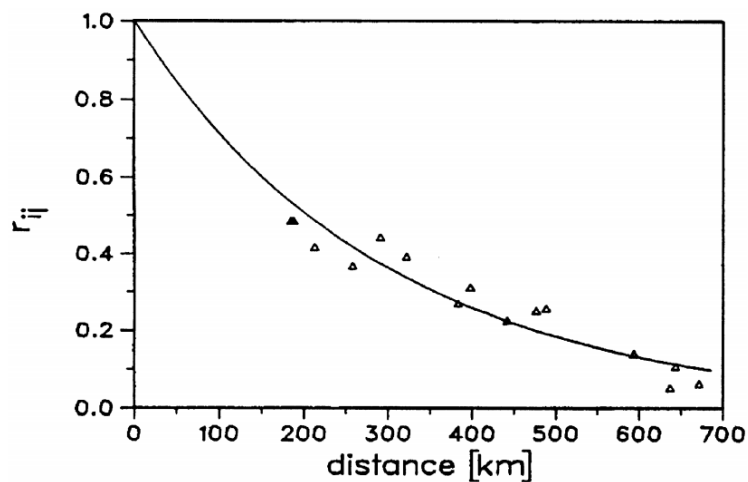


Fig. 8 - Correlação cruzada entre desvios horários de 6 estações de longo termo na Alemanha (diversos pontos) e tendência exponencial de suavização (linha) (Wiemken *et al.*, 2001)

Se em largas escalas espaciais a geração fotovoltaica tem uma tendência de suavizar as suas próprias flutuações, localmente as flutuações oriundas dos sistemas fotovoltaicos podem-se manifestar como problemas de tensão e de qualidade de energia na rede local, caso os seus inversores não sejam capazes de controlar a potência reactiva.

Uma abordagem inovadora para redução das flutuações de potência, diversificando o recurso energético de uma maneira renovável, é possível através da instalação local de sistemas solares fotovoltaicos utilizando as infra-estruturas de ligação de parques eólicos existentes (Rodrigues & Estanqueiro, 2011a; Rodrigues & Estanqueiro, 2011b).

Num esforço para identificar métodos simples de reduzir as flutuações do recuso eólico e solar fotovoltaico, a correlação de ambos deve ser avaliada. Numa escala diária, enquanto os sistemas fotovoltaicos dependem da luz do dia, o período nocturno é dominante em muitos dos perfis de geração de centrais eólicas (Estanqueiro, 2010). Na escala anual, a complementaridade é confirmada por muitos estudos (Widén, 2011; Heide *et al.*, 2010; Lund, 2006), mas nenhum deles considera a integração do recurso eólico e solar em uma escala local ($0.5 < d < 50\text{km}$).

2.2. Garantia de potência e de energia das centrais renováveis

Conforme apresentado na secção anterior (2.1), as FER com características variáveis não estão sempre disponíveis para entregar energia conforme a necessidade dos consumidores. Os operadores do sistema electroprodutor possuem métodos para o cálculo da disponibilidade e capacidade de resposta à carga, aplicados a todas as centrais ligadas ao sistema, convencionais e renováveis (mais bem detalhados no Anexo II). Esta combinação de mais-valias de disponibilidade e capacidade de resposta à carga é, normalmente denominada garantia de potência.

Há uma grande divergência nas estimativas da garantia de potência das FER, em especial da energia eólica. Nos estudos em elaboração para os países da AIE *Wind*², foram compiladas as estimativas de diversos estudos nacionais, onde obtiveram-se estimativas da garantia de potência desde os 5%, até os 40% da capacidade eólica instalada (Holtinen *et al.*, 2011). A correlação temporal entre a energia eólica produzida e a carga é apontada como o factor mais benéfico ao aumento da garantia de potência, conferindo uma grande importância às medidas que aumentem esta correlação.

Apesar da reduzida contribuição da geração eólica para a garantia de potência, esta possui uma grande confiabilidade para escalas de tempo maiores que alguns dias. Nomeadamente para uma escala anual. Na Fig. 9, são apresentadas as produções anuais de energia (factor de capacidade) de várias fontes renováveis, expressas em termos do número de horas equivalentes à potência nominal (NEP'S).

Os valores do factor de capacidade da energia fotovoltaica apresentados na Fig. 9, apresentam-se relativamente estáveis ao se analisarem os anos em três blocos distintos: 1) de 2000 a 2006; 2) os anos de 2007 e 2008; e 3) os anos 2009 e 2010. Algumas das razões que podem justificar os valores destoantes destes dados são a melhoria nas tecnologias de conversão da energia fotovoltaica e a possibilidade de terem sido aplicados diferentes mecanismos de cálculo em cada período.

A Tabela 3 resume e analisa os dados contidos na Fig. 9. A energia eólica apresenta-se consideravelmente mais confiável à escala anual que qualquer das outras tecnologias analisadas, uma vez que apresenta o menor desvio padrão percentual. Além disso é possível observar que o factor de capacidade da geração eólica é muito similar àquele apresentado pelas centrais hídricas de diferentes dimensões.

Tabela 3 – Avaliação da garantia de energia de diferentes tecnologias nos últimos dez anos

	Grande Hídrica (>30MW)	PCH (>10 e <=30MW)	PCH (<10MW)	Eólica	Biogás	Fotovoltaica
Média [NEP'S]	2 385	2 470	2 126	2 279	3 401	1 425
Desvio padrão [NEP'S]	824	738	616	119	1252	323
Desvio padrão [% da média]	35%	30%	29%	5%	37%	23%

² No âmbito da AIE *Wind* foi criado um projecto de I&D denominado *Task 25 – Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power*, cujo objectivo final é prover informações para facilitar a maior penetração eólica economicamente possível nos sistemas de energia.



Fig. 9 – Evolução das horas anuais médias de produção equivalente por tecnologia em Portugal Continental (DGEG, 2011)

O Índice de Eolicidade visa quantificar as flutuações do recurso eólico em torno do valor médio ou de longo termo. Por sua vez, o Índice de Produtibilidade Eólica (IPE) quantifica as flutuações da produção eólica com relação ao valor médio ou de longo termo em determinada região. Ambas as medidas representam a confiabilidade do recurso. De uma maneira análoga, também são obtidos o Índices de Hidraulicidade e o Índice de Produtibilidade Hídrica (IPH).

Ao se comparar a variabilidade interanual da produção eólica (Fig. 10) e hídrica (Fig. 11) em termos anuais, constata-se mais uma vez a confiabilidade energética do recurso eólico. Enquanto os IPEs variam numa faixa entre 0,95 e 1,09, o IPH varia numa faixa entre 0,4 e 1,4.

A identificação dos benefícios dos recursos renováveis, bem como dos benefícios da agregação de diferentes recursos, deve levar em conta as diversas escalas temporais envolvidas nos ciclos naturais de cada um dos recursos. A agregação de diferentes recursos traz uma maior diversificação ao portefólio energético, podendo melhorar a confiabilidade nos recursos renováveis em praticamente todas as escalas de tempo relevantes.

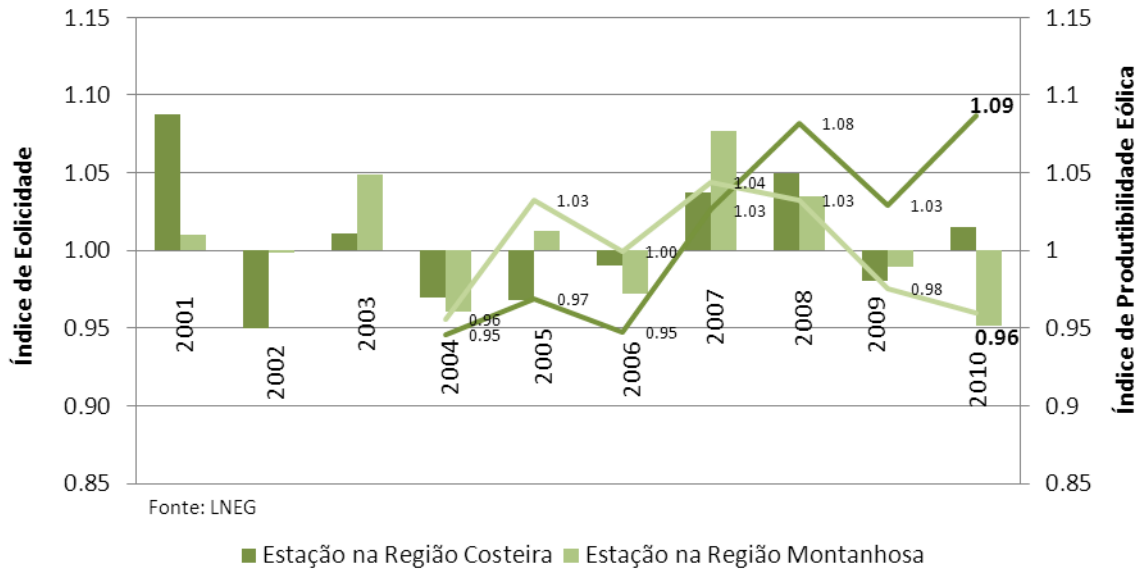


Fig. 10 – Índices de eolicidade (barras) e produtividade eólica (linhas) anuais das regiões costeira e montanhosa de Portugal (IEA Wind Energy, 2011)

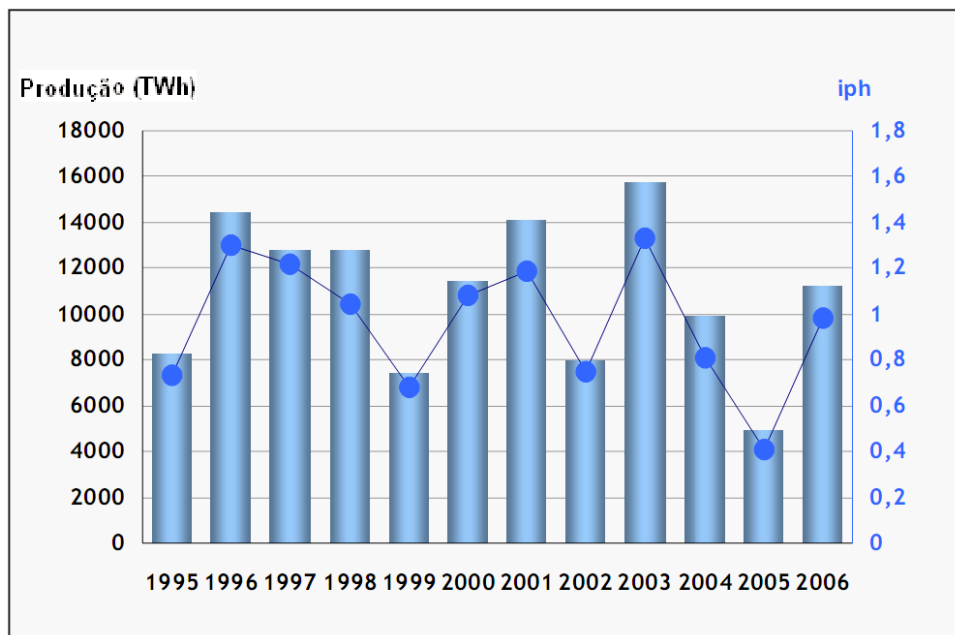


Fig. 11 – Produção das centrais hídricas (barras) e índices produtividade hídrica (linha) anual de Portugal (REN, 2006)

2.3. Flutuações e regulação de tensão

As diferentes tecnologias de conversão de energia utilizadas pelas FER possuem capacidades distintas de regulação do fornecimento de potência reactiva à rede, impactando directamente nos seus perfis de tensão. Enquanto os sistemas solares fotovoltaicos possuem apenas uma configuração típica (conversão da radiação solar directamente em energia eléctrica, ligando-se à rede através de um inversor), as centrais eólicas possuem quatro configurações principais distintas, com diferentes capacidades de regulação de potência reactiva:

- Tipo I ou A: gerador de indução (gaiola de esquilo) directamente ligado à rede. Foi a primeira configuração desenvolvida e por isso é a mais simples tecnologicamente. Possui uma caixa de

velocidades para acoplamento do rotor eólico ao veio do gerador, permitindo a operação em uma gama estreita de velocidades do vento. Possui ainda um mecanismo de controlo das pás que age em velocidades de vento altas para garantir a sua operação segura. Este mecanismo pode ser passivo (controlo por *stall*) ou activo (mudança do ângulo de passo). É completamente dependente de mecanismos externos de controlo da potência reactiva e tensão.

- Tipo II ou B: gerador de indução (de rotor bobinado) directamente acoplado à rede com controlo da resistência do rotor. Estes aerogeradores são muito semelhantes aos do tipo I, possuindo porém uma gama de velocidades (do vento) de operação um pouco mais alargada devido à sua capacidade adicional de controlo.
- Tipo III ou C: gerador de indução duplamente alimentado. Os geradores que possuem esta configuração têm o seu estator directamente ligado à rede, enquanto as bobinas do rotor são ligadas à rede por meio de um inversor de potência, com uma capacidade de 20 à 30% da potência nominal da máquina. Através da utilização do inversor, é possível controlar a corrente no rotor do gerador, aumentando a gama de velocidades de operação do gerador e diminuindo os requisitos da caixa de velocidades, que pode então ser simplificada. São sempre equipadas com controlo de passo, para operação segura em altas velocidades de vento. Estes aerogeradores são capazes de realizar controlo de potência reactiva por meio de seus inversores.
- Tipo IV ou D: gerador síncrono ligado à rede por meio de inversor. Esta é a tecnologia que permite a operação em uma gama mais alargada de velocidades. O inversor possui uma capacidade nominal igual à potência nominal do aerogerador, oferecendo excelentes capacidades de controlo da potência reactiva e da qualidade da energia entregue à rede. Esta configuração geralmente não possui caixa de velocidades, não diminuindo no entanto o seu custo. O gerador síncrono utilizado é de grande complexidade construtiva (necessita de grande número de pares de polos apesar das restrições de peso e tamanho) e os inversores, além de constituírem uma das partes mais frágeis desta configuração, são ainda muito caros.

Os aerogeradores dos tipos I e II necessitam de energia reactiva para sua auto-excitação, variando a sua necessidade de maneira quase linear conforme aumentam a potência entregue à rede (Fig. 12). Mesmo os aerogeradores de tecnologia mais avançada (tipos III e IV) não são capazes de compensarem completamente as suas flutuações de tensão. Para mitigar os impactos causados por estas características destes sistemas de conversão, os operadores de rede exigem a instalação de sistemas de compensação de energia reactiva (e.g. condensadores) nas unidades de produção.

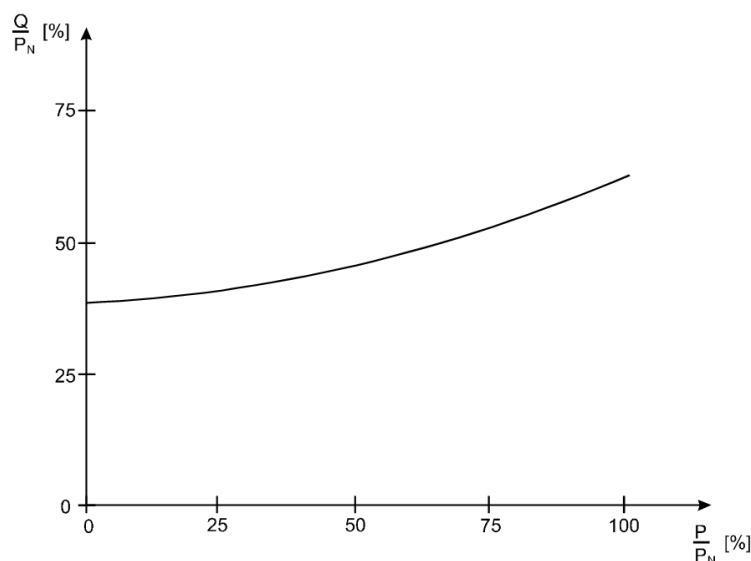


Fig. 12 - Razão entre a potência activa produzida e reactiva consumida num aerogerador equipado com gerador de indução (P_N – potência activa nominal), (Jensen, 1990)

A lei Portuguesa previu desde o seu início (DL 189, 1988), que as centrais renováveis possuíssem alguma capacidade de cooperar com a manutenção de um perfil de tensão da rede eléctrica local adequado à operação de equipamentos, através de compensação adicional de energia reactiva. Desde 1995 (DL 313, 1995), foi exigido às centrais renováveis terem capacidade de regulação de tensão similar à possuída pelas centrais convencionais. Desse modo, aquelas não deveriam entregar energia reactiva durante os períodos de vazio³ e deveriam fornecer, no mínimo, uma quantidade equivalente a 40% da energia activa injectada nos períodos de fora de vazio. A energia reactiva então produzida não era valorizada, mas o não cumprimento destes limites era cobrado aos promotores das centrais eólicas nas mesmas tarifas do consumo fixadas na rede para a respectiva tensão de interligação da central.

Numa revisão legislativa posterior (DL 225, 2007) foram introduzidas mudanças no que concerne ao comportamento das centrais na estabilidade da tensão na rede. As centrais deveriam agora obedecer aos critérios estabelecidos nos Regulamentos da Rede de Transporte e Regulamento da Rede de Distribuição, que foram aprovados somente em 2010 (Portaria 596, 2010).

Nos regulamentos das redes de transporte e distribuição (Portaria 596, 2010), está estabelecido que a Produção em Regime Especial (PRE) ligada à rede de transporte deve manter um fornecimento mínimo de energia reactiva correspondente a $\text{tg } \Phi = 0,2$ nas horas de ponta e cheia e $\text{tg } \Phi = 0$ nas horas de vazio e super vazio, com uma tolerância de $\pm 5\%$ da energia activa no mesmo período. Adicionalmente, o fornecimento de energia reactiva deve ser controlado pelo ORT, devendo o produtor ter a capacidade de modular o fornecimento de energia reactiva no intervalo correspondente a uma $\text{tg } \Phi$ de 0 a 0,2. Para as centrais renováveis ligadas à rede de distribuição, há requisitos diferenciados consoante o nível de tensão no ponto de ligação e a potência de ligação da unidade produtora. Para as centrais ligadas em Média Tensão (MT) – 10kV, 15kV e 30kV – com potência de ligação menor ou igual a 6MW, o fornecimento de energia reactiva deve corresponder a uma $\text{tg } \Phi = 0,3$ nos períodos de ponta e cheia e $\text{tg } \Phi = 0$ nas horas de vazio e super vazio. Nos casos restantes, $\text{tg } \Phi = 0$, qualquer seja o nível de tensão ou a potência de ligação.

Ao se analisarem situações de larga penetração de FER variáveis no tempo, que obedeçam aos requisitos da legislação, nas redes de distribuição actuais, alguns problemas graves de regulação de tensão ficam evidentes. As redes de distribuição contam tradicionalmente apenas com o ajuste em carga na relação de transformação dos transformadores AT/MT, enquanto os transformadores MT/BT tem uma relação de transformação fixa⁴ (Fig. 13). Com esta configuração, o comportamento da geração distribuída (GD) e da carga ligadas em BT determinarão a variação de tensão tanto na BT quanto na MT. No entanto, o ajuste automático de tomada em carga no transformador AT/MT também está designado para compensar as variações da geração e da carga em BT. Como esta compensação está limitada pela sua banda de regulação, grandes diferenças entre a GD e a carga podem levar a tensões na rede MT e BT além dos limites tolerados (V_{max} e V_{min}).

Em resumo, o comportamento passivo dos postos de transformação MT/BT não é adequado para lidar com as incertezas da GD e da carga combinadas. Caso não haja alterações nesta configuração, a tensão nas redes MT e BT sofrerá oscilações directas com o aumento da produção das FER, podendo resultar no aumento directo da tensão, causando danos no isolamento eléctrico de equipamentos e situações de insegurança aos utilizadores finais.

Num panorama mais alargado, as deficiências na regulação de tensão na MT e BT influenciam na capacidade do operador da rede de distribuição (ORD) de cumprir a programação estipulada pelo ORT, uma vez que podem não se conseguir obter as tensões agendadas nos pontos de interligação da rede de distribuição com a rede de transporte. Neste caso, para além do comprometimento da qualidade do serviço das redes vizinhas é esperada uma penalização ao ORD que não cumpra com o

³ Períodos de vazio, fora de vazio, ponta e cheia fazem referência aos períodos horários de entrega de energia a clientes finais. De uma maneira genérica, os períodos de vazio são os de menor consumo de electricidade, ou seja, na madrugada. Os períodos de ponta são caracterizados por serem aqueles onde o consumo é maior, ou seja, no fim da manhã e no fim da tarde. Por exclusão, os períodos de cheia são aqueles de consumo intermédio.

⁴ Em Portugal, os postos de transformação MT/BT têm recebido melhorias significativas, sendo agora monitorizados em tempo real. Além disto, uma grande parte das centrais eólicas ligadas às redes de distribuição já possuem transformador com tomada em carga, para regulação adicional do seu perfil de tensões.

programa do ORT. Nestas situações, o ORD tem de lidar com unidades FER cujo comportamento é desconhecido e dificilmente controlável, tornando muitas vezes os investimentos em sistemas de compensação reactiva inúteis (Fenix Project, 2009). Associa-se ainda a incapacidade de uma rede passiva em controlar a tensão diante da variabilidade da carga e das FER, exigindo mudanças de topologia (e.g. de uma rede de distribuição radial para uma em malha) e de políticas de operação, sendo essa uma das maiores motivações para a evolução para redes activas, normalmente designadas “redes inteligentes”.

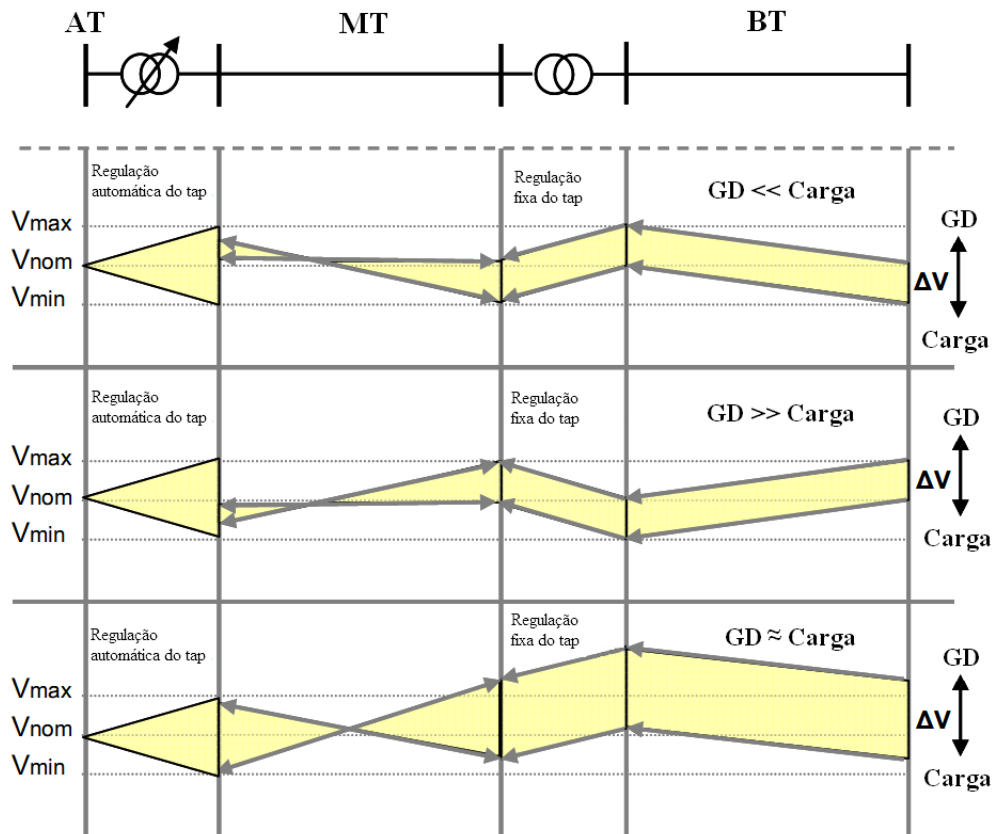


Fig. 13 - Variações de tensão devido a carga e a geração (Bakari & Kling, 2010)

2.4. Impacto da geração renovável na estabilidade do sistema eléctrico

Com a interligação de elevados volumes de produção eólica no sistema eléctrico, assume especial importância que a qualidade e estabilidade de operação deste, não seja diminuída pela integração das novas centrais renováveis (REN, 2005). De facto, flutuações na rede eléctrica têm impactos não desprezáveis na operação de centrais renováveis, originando algumas vezes a desligação dessas mesmas centrais.

Enquanto os valores de potência eólica instalada eram residuais, privilegiava-se o desligamento imediato dos aerogeradores perante cavas de tensão resultantes de defeitos nas redes, já que o impacto na produção não era significativo na qualidade do serviço. No entanto, com elevados níveis de penetração eólica, e a manter-se o mesmo tipo de comportamento dos aerogeradores, as margens de segurança do sistema podem ser comprometidas.

A Fig. 14, mostra a perda de geração eólica ocasionada pela ocorrência de duas cavas de tensão no dia 15 de Novembro de 2009 em Portugal. Os ventos sopravam fortes nesse dia, o que acabou por causar a aproximação de duas fases em uma linha de transporte por duas vezes. Em cada um dos eventos registaram-se perdas de geração eólica superiores a 1300 MW.

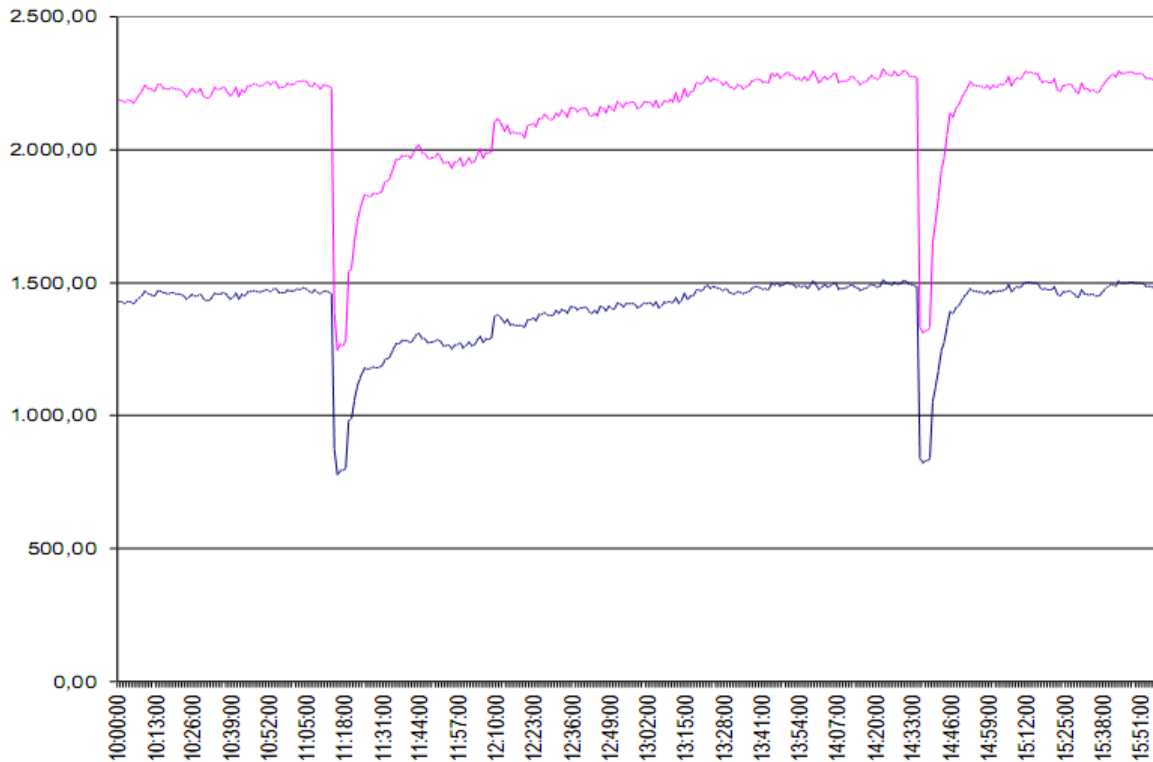


Fig. 14 - Perdas de geração eólica causadas por cavas de tensão: geração eólica telemetricada (azul) e geração eólica estimada (rosa), (Baptista, 2010)

Eventos desta natureza causam, compreensivelmente, muita preocupação para os ORTs. Já em 2004, a REN realizou estudos em colaboração com o Instituto Superior Técnico (Sucena Paiva *et al.*, 2005) para avaliar a estabilidade transitória da rede diante das metas de elevada penetração de eólicas hoje concretizadas.

Esses estudos avaliaram a percentagem da geração eólica que seria desligada devido cavas de tensão produzidas por defeitos graves (e.g. curtos circuitos trifásicos na rede) para diferentes cenários de geração convencional, consumo e penetração eólica, tendo em consideração a distribuição espacial do recurso eólico. No que diz respeito à geração eólica, vários cenários devem ser considerados (Estanqueiro, t.b.p.): (i) Geração eólica uniformemente distribuída, com todos os geradores injectando uma percentagem similar da sua potência nominal (geralmente 80 a 90%), (ii) a situação mais realista onde a geração eólica é não correlacionada e espacialmente distribuída de forma a reproduzir a passagem de grandes massas de ar através da zona de controlo de algumas centenas de milhares de km de extensão.

Na avaliação da estabilidade transitória do sistema Português, as principais conclusões obtidas por Sucena Paiva e colaboradores indicam que:

- para algumas falhas na rede de transporte, se os aerogeradores forem equipados com tecnologias convencionais (sem capacidade de suportar cavas de tensão), uma perda quase completa da geração eólica pode ocorrer. Isto, em algumas ocasiões raras, pode também originar uma perda de sincronismo em algumas partes do sistema Ibérico.
- perdas substanciais de geração eólica em áreas específicas da rede Portuguesa (e também em Espanha) podem dar origem a sobrecargas, criando risco de separação eléctrica de algumas áreas. As consequências podem ir desde desligamentos locais, até mesmo isolamento da península Ibérica do resto da rede Europeia, uma vez que a interligação Espanha-França é um elo fraco importante sob este ponto de vista.
- a instalação de aerogeradores com capacidade de permanecer ligados nas situações mais comuns de defeitos nas redes (capacidade de suporte a cavas de tensão) resultou em uma

redução significativa da perda de geração eólica em situações de defeito e eventos transitórios, aumentando largamente a margem de estabilidade do sistema eléctrico Português.

Acompanhando os resultados deste estudo e as mudanças de outros códigos de rede (Estanqueiro, t.b.p.), o actual código de rede português requer que todas centrais eólicas, estejam elas ligadas a rede de transporte ou de distribuição, com potência superior a 6 MW, ofereçam suporte a rede, permanecendo ligadas durante a ocorrência de cavas de tensão. Tal capacidade foi inicialmente requerida às centrais eólicas que desejassem instalar sobreequipamento (DL 225, 2007), sendo mais tarde obrigatória a todas as centrais eólicas ligadas as redes de distribuição e transporte (DL 51, 2010; Portaria 596, 2010).

As centrais devem se manter-se ligadas à rede para cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão, no enrolamento do lado da rede pública do transformador de interligação da instalação de produção eólica esteja acima da curva apresentada na Fig. 15, não podendo consumir potência activa ou reactiva durante o defeito e na fase de recuperação da tensão. Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, a potência activa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5% da sua potência nominal.

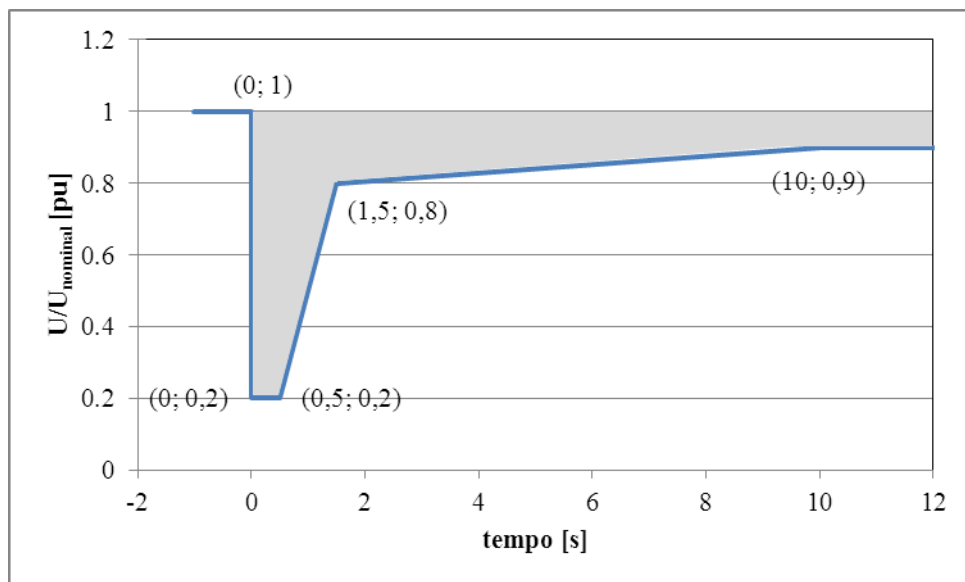


Fig. 15 – Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólicas para suportarem cavas de tensão (Portaria 596, 2010)

As centrais eólicas devem ainda fornecer corrente reactiva durante as cavas de tensão de acordo com a Fig. 16, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reactiva durante afundamentos de tensão pelas instalações de produção eólica deve iniciar-se com um atraso máximo de 50ms após a detecção da cava de tensão.

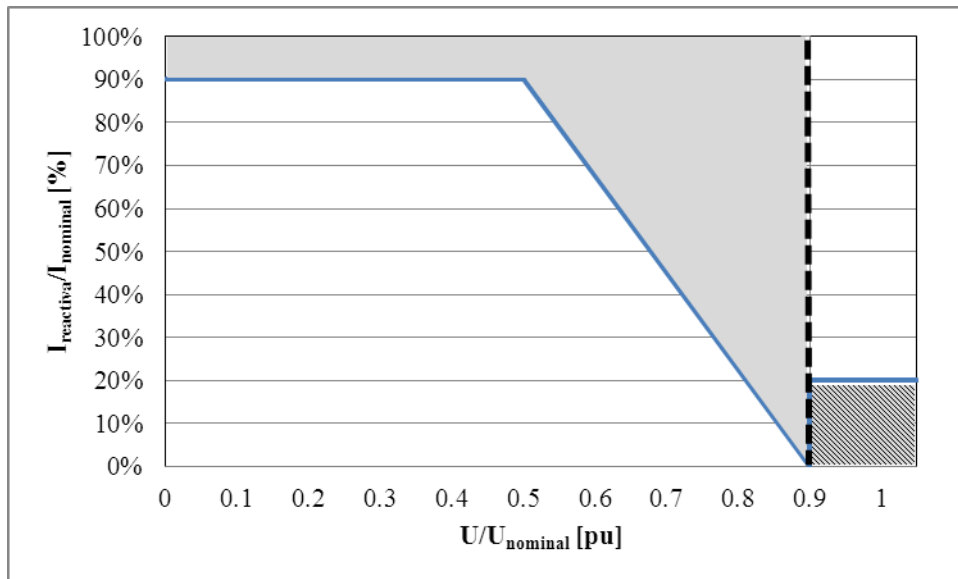


Fig. 16 - Curva de fornecimento de reactiva pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão (Portaria 596, 2010)

Dado que as tecnologias mais antigas de aerogeradores (principalmente tipos I e II, baseadas em geradores de indução) têm grandes dificuldades em cumprir com estes requisitos, é muitas vezes necessária a instalação de equipamentos específicos para este fim, incorrendo em custos muito altos aos promotores destas unidades de produção. Uma solução alternativa poderia ser obtida através da combinação destas centrais eólicas com outras tecnologias mais apropriadas para o cumprimento dos requisitos de operação sob cavas de tensão (e.g. fotovoltaica).

2.5. Congestionamento operacional de energia

É facto que as FER variáveis têm a sua integração facilitada nos sistemas de energia com grande penetração de centrais hídricas, com capacidade de armazenamento. Isto é devido ao menor custo de reserva associado à integração em larga escala destas FER do que em sistemas rígidos, ou com menor flexibilidade de operação (Estanqueiro, 2010).

No entanto, podem existir situações em que haja excesso de penetração renovável (e.g. hídrica + eólica) e uma carga reduzida onde seja necessário desperdiçar a oportunidade de gerar energia: vertendo água ou embandeirando as pás dos aerogeradores. Esta situação, referida como excesso de energia renovável acaba por ser mais uma questão económica do que técnica. É portanto necessária uma abordagem no ambiente dos mercados liberalizados de energia que reconheça a habilidade dos geradores renováveis de superar esta dificuldade.

No caso particular do sistema eléctrico Português, além de possuir a segunda maior penetração de energia eólica no mundo (15%), o sistema possui uma grande capacidade hídrica a fio d'água, ambas não despacháveis e altamente dependentes de condições climáticas. A Fig. 17, apresenta o perfil de geração e cargas para um dia em que a penetração de instantânea de FER não despachável chegou a 117%, superando a carga somada a bombagem para armazenamento d'água.

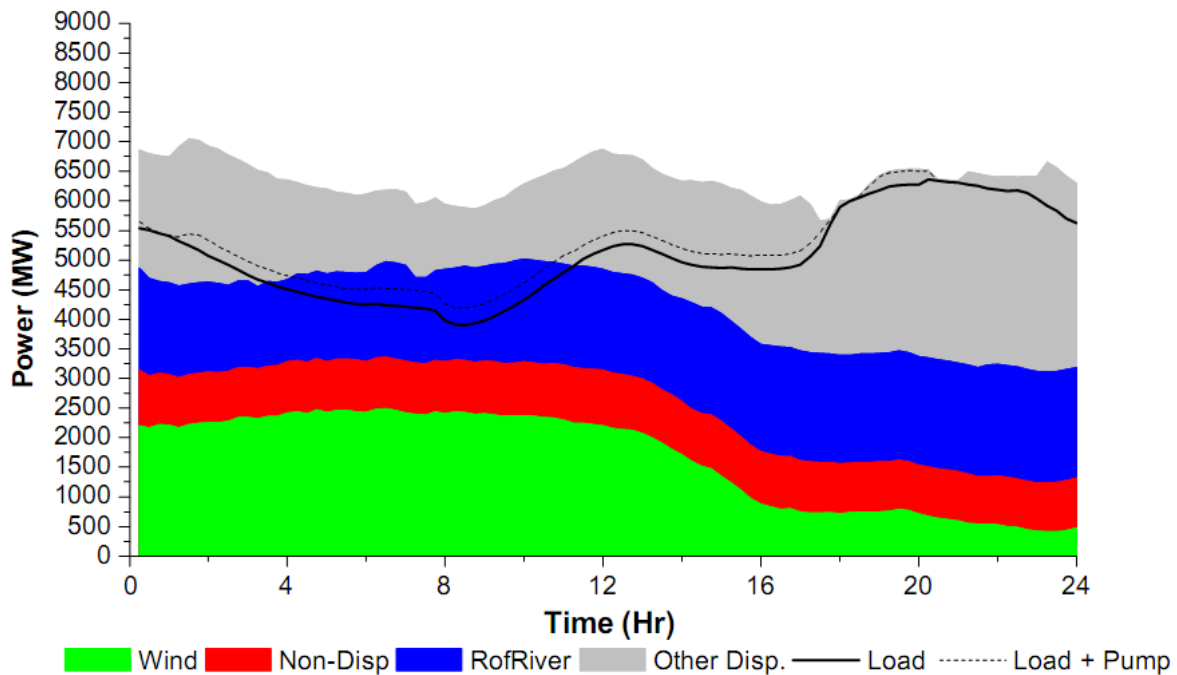


Fig. 17 - Perfil de carga e geração em 01/01/2010 (Estanqueiro *et al.*, 2010)

As situações de penetração extrema de energia renovável têm grandes consequências no mercado de energia, uma vez que a oferta excessiva leva ao oferecimento de energia a custo zero. Situações como esta ocorreram praticamente durante todo o inverno de 2009/2010 nas horas de vazio, onde uma grande oferta de energia renovável por parte dos subsistemas Português e Espanhol combinaram-se com a fraca interligação Ibérica ao sistema Europeu e com a grande oferta de energia (maioritariamente nuclear) do sistema Francês.

Ainda assim, o ORT Português mostrou-se capaz de lidar com os níveis recordes de penetração de FER não despachável ocorridos sem limitar ou poder exportar a produção eólica. Foram utilizados o potencial de armazenamento das centrais de bombagem, e algumas vezes a limitação das importações de energia do sistema Espanhol (Estanqueiro *et al.*, 2010).

No outro extremo deste balanço, podem ocorrer situações em que a produção renovável é muito baixa e a demanda por energia é muito elevada. Essa questão é muito pertinente principalmente quando nos referimos à energia eólica, que apesar de sua elevada garantia de energia, não oferece uma boa garantia de potência.

É portanto incontornável a necessidade de capacidade adicional de controlo das novas tecnologias de geração renovável. Através da agregação de diferentes fontes renováveis, pode-se conseguir um perfil de produção mais diversificado (Rodrigues & Estanqueiro, 2011b), incorrendo em menos situações em que é necessário desperdiçar a oportunidade de conversão dos recursos primários renováveis em energia eléctrica. A incorporação de previsões meteorológicas da produção das FER permitirá uma melhor participação destas nos mercados de energia, permitindo uma utilização mais racional dos recursos e trazendo segurança adicional à operação dos sistemas de energia.

3. Central Renovável Virtual (CRV)

3.1. Conceito e definição

As redes de distribuição de energia na Europa e no resto do mundo têm recebido grandes investimentos na sua modernização. Sistemas de monitorização dos postos de transformação, medição do consumo das cargas residenciais em tempo real e sistemas de comunicação bidireccional das concessionárias com seus equipamentos e clientes são algumas das evoluções em curso rumo às Redes Inteligentes de Energia. Plataformas de agregação dos recursos energéticos distribuídos, ligados tanto às redes de distribuição quanto às redes de transporte, são essenciais se as infra-estruturas de energia seguirem os passos da evolução das telecomunicações e da internet actual (Asmus, 2010).

As Centrais Renováveis Virtuais (CRV) são plataformas de agregação de Fontes de Energia Renovável (FER), podendo adicionalmente incluir também dispositivos de armazenamento e até mesmo cargas controláveis. Enquanto muitas das tecnologias das redes inteligentes são dependentes de inovação nos dispositivos de electrónica de potência (inversores e comutadores inteligentes), uma CRV baseia-se na utilização de Tecnologia de Informação (TI) para monitorizar e controlar agregados de recursos energéticos distribuídos em tempo real.

A agregação (técnica e comercial) em larga escala de FER pelas CRVs permite a disponibilização de serviços de sistema⁵ e habilita os pequenos produtores de energia a participarem nos mercados grossistas (Fenix Project, 2009), potencialmente aumentando o valor da energia entregue. Assim, as FER ganham acesso e dimensão, beneficiando da capacidade de controlo da CRV para optimizarem sua posição no mercado e maximizarem as suas oportunidades de receita. Por outro lado, os operadores de sistema podem beneficiar do uso óptimo de todas as capacidades instaladas ligadas à rede e obter uma melhor eficiência na operação, com melhor rentabilização das estruturas e adiando novos investimentos.

Uma vez implementadas as infra-estruturas de base que formam as CRVs, companhias podem criar novos serviços apenas desenvolvendo programas informáticos, atendendo às necessidades energéticas da sociedade, ao mesmo tempo que minimizam o custo e o risco associado com investimentos em capacidade de geração de ponta, centrais de base e sistemas de transporte e distribuição de energia. A aptidão de agregar e optimizar conjuntamente as FER, sistemas de armazenamento de energia e carga controlável em tempo real, também poderá aumentar a confiabilidade do sistema por adicionar capacidades de gestão de congestionamentos nos sistemas de transporte e de distribuição. O conceito de centrais virtuais poderá ainda ter um impacto significativo na redução de emissões de carbono, reduzindo a necessidade de geração de energia de ponta – visto algumas destas centrais serem extremamente poluentes – e facilitando a integração ordenada de renováveis variáveis no tempo na operação dos sistemas de energia (KEMA, 2010). Serviços juntados

Diferentes abordagens de controlo são possíveis para as CRVs. Numa topologia de controlo centralizado, toda a lógica de controlo, conhecimento do mercado e planeamento da produção está separada das FER (Fig. 18.a). A vantagem desta topologia reside na simplicidade da CRV em utilizar as FER para atender o mercado. A utilização de controlo descentralizado (Fig. 18.b) define a CRV em diferentes níveis hierárquicos. Uma CRV local supervisiona e coordena um número limitado de FERs enquanto delega certas decisões para um nível hierarquicamente superior de controlo. Esta topologia ajuda a simplificar as responsabilidades e comunicações das CRVs individualmente. É possível ainda uma topologia onde cada FER age como um agente inteligente e independente que participa e reage ao estado do sistema de energia e do mercado (Fig. 18.c). Uma vez que possam ser garantidas condições

⁵ Os serviços de sistema são necessários à operação segura do sistema electroprodutor. Apesarem de estarem tradicionalmente ligados de forma implícita à venda de energia eléctrica, estes não correspondem propriamente à energia em si (Simões Costa, 2007).

de operação racional por parte dos agentes, esta opção apresenta-se como uma das mais promissoras para a obtenção de um sistema de energia dinamicamente otimizado.

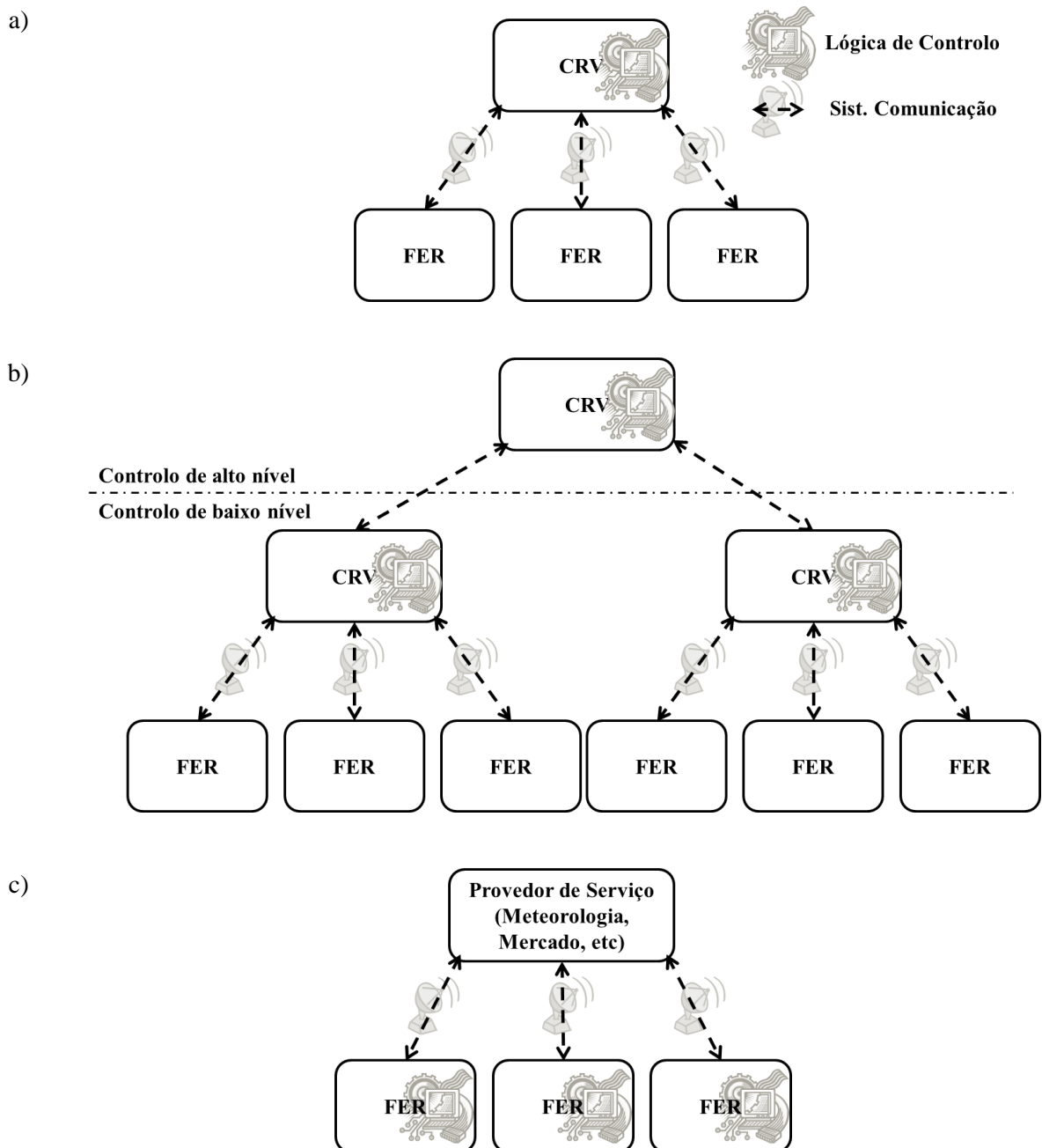


Fig. 18 - Topologias de: a) controlo centralizado com CRV, b) controlo descentralizado com CRV e c) controlo completamente descentralizado de produção renovável (Andersen *et al.*, 2008)

Werner e Remberg (2008) detalharam uma lógica de controlo através dum Sistema de Gestão de Recursos Energéticos Distribuídos (SGRED). O seu objectivo é de otimizar o custo de operação e permitir que pequenos produtores e consumidores participem nos mercados de energia, dando suporte à operação do sistema eléctrico. O SGRED é composto de:

- uma função de gestão de energia que monitoriza, planeia e otimiza a operação de FER;
- previsão de cargas capaz de calcular previsões de curtíssimo (1 hora) e curto prazo (até 7 dias);

- previsão da produção das FER, capaz de utilizar previsões de modelos atmosféricos para estimar a geração de energia eólica e fotovoltaica;
- um sistema de gestão de energia que recolhe, processa e armazena os dados requeridos para a optimização e previsões, e.g. perfis de geração e carga bem como dados contratuais de atendimento dos consumidores;
- uma interface de comunicação suficientemente capaz de realizar as comunicações bidireccionais do sistema de gestão de energia com as unidades descentralizadas.

A existência do SGRED não substitui os equipamentos de automação existentes nas instalações, destinados à operação e controlo das unidades individualmente. O SGRED é o “cérebro” duma CRV, onde são realizados despachos de potência (activa e reactiva), utilizando métodos computacionais de optimização, modelando os componentes segundo à sua classe (e.g. unidades geradoras, armazenamento, cargas flexíveis, contractos de aquisição e venda). A Fig. 19 apresenta os componentes deste sistema.

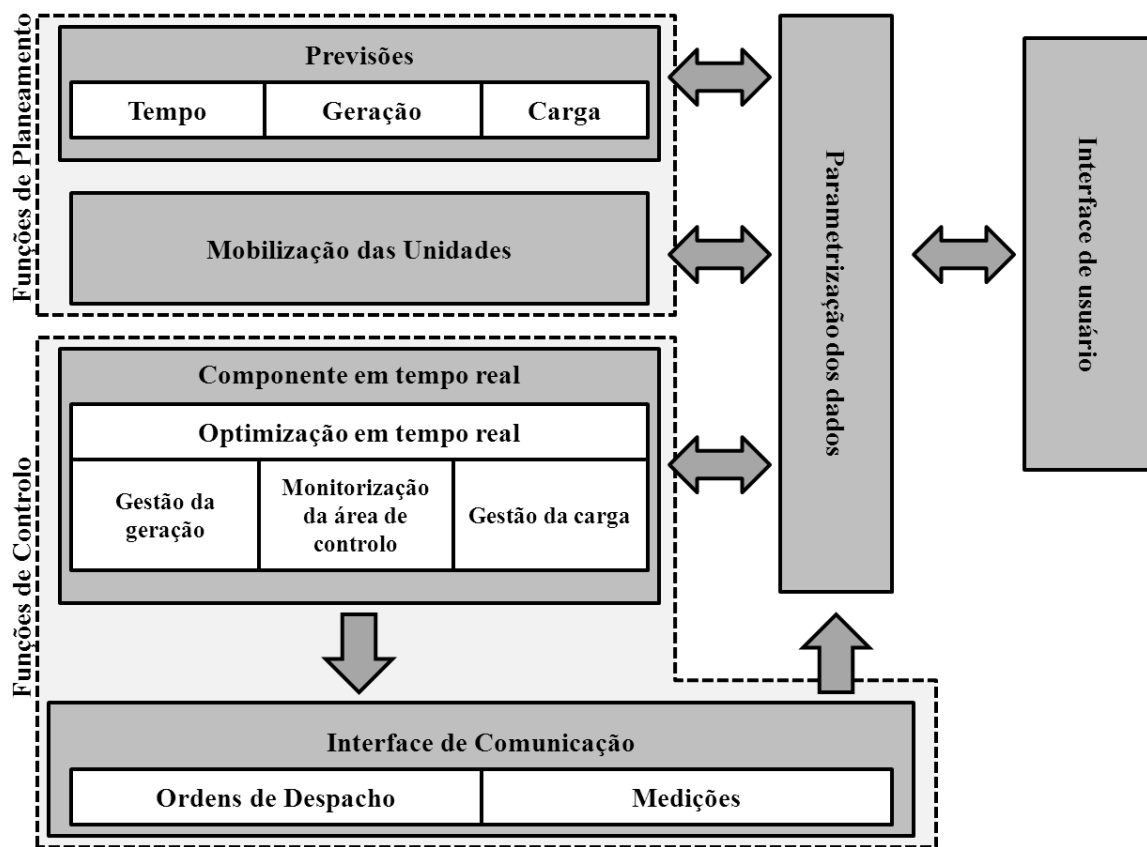


Fig. 19 – Componentes do Sistema de Gestão de Recursos Energéticos Distribuídos (SGRED) (adaptado de Werner & Remberg, 2008)

As funções de Previsão e de Mobilização das Unidades compõem o planeamento do SGRED. Aí são modelados todos os custos/facturações, restrições relevantes e fluxos de interesse (e.g. electricidade, água quente, arrefecimento, emissões de CO₂, hidrogénio e outros). Para operação adequada, as previsões devem ser obtidas para até 7 dias, com uma resolução equivalente àquela dos preços no mercado.

A função de Mobilização das Unidades calcula o despacho óptimo (e a mobilização) para todos os recursos energéticos e contratuais envolvidos na CRV: unidades geradoras, armazenamento, consumos flexíveis e contractos. O objectivo da optimização consiste em maximizar a diferença entre facturação e custos, ou seja, o lucro. A mobilização das unidades deve considerar a topologia da ligação das unidades na rede, definindo a informação financeira, técnica, ambiental, contractual e os limites da

central virtual. A mobilização de unidades necessita de algoritmos avançados e de grande complexidade para solucionar o problema de otimização.

As Funções de Controlo despacham e supervisionam todas as unidades geradoras, de armazenamento e de consumo flexível a fim de manter o perfil de energia contratado pela central virtual. Os principais componentes das funções de controlo são: Gestão da Geração, Monitorização, Gestão da Carga e Otimização e Coordenação em Tempo Real.

A função de Gestão da Geração controla e supervisiona toda a geração e unidades de armazenamento. Dependendo do modo de controlo de cada unidade (independente, manual, agendado), dos parâmetros (mínima/máxima potência, gradientes de potência, capacidade energética), do estado actual (iniciando, *online*, controlável remotamente, perturbado) e da potência de saída actual, são calculados e transmitidos via interface de comunicação os comandos de início e paragem de unidades, bem como as ordens de potência. Além disso, a resposta ao comando e o seguimento da referência pelas unidades é supervisionado e assinalado. Caso haja alguma unidade com perturbações, a Gestão da Geração pode iniciar um cálculo de mobilização das centrais para forçar o reagendamento das centrais restantes dentro das novas circunstâncias, considerando integralmente todas as restrições.

A função de Monitorização ocupa-se do cálculo dos desvios no intercâmbio de energia acordado nos períodos de contabilização estipulados no mercado ou contratualmente. Além disso, calcula os valores de potência a serem corrigidos para manter o intercâmbio nos valores acordados, dentro dos limites técnicos de cada tecnologia renovável.

A função de Gestão da Carga permite o controlo e supervisão de todas as cargas flexíveis na central virtual. As cargas estão divididas em grupos com diferentes prioridades, bastando uma única ordem para ligar/desligar todo um grupo. O despacho das cargas é calculado e corrigido segundo sua condição em tempo real, sendo realizado também um rodízio no corte de cargas de mesma prioridade. O agendamento otimizado, calculado na Mobilização das Unidades, é a base para o controlo na operação no Gestão das Cargas.

A função de Otimização e Coordenação em Tempo Real despacha os valores totais de correcção para todas as unidades de geração, armazenamento e classe de cargas controláveis que estão disponíveis individualmente. O algoritmo segue as seguintes directrizes:

- Consideração dos limites técnicos de cada unidade;
- O valor de correcção deve ser atingido o mais rápido possível;
- As unidades mais baratas devem ser utilizadas primeiro. Sendo que por “mais barata” se entende: com o menor custo incremental de potência além do seu ponto de operação planeado.

Apesar do conceito da CRV, representar uma nova direcção significativa no planeamento e operação dos sistemas de energia, muitos dos seus elementos-chave já têm vindo a ser incorporados na gestão da produção renovável à medida que os níveis de penetração das renováveis aumentam. Pode-se observar, por exemplo na Fig. 20, o esquema de gestão e controlo descentralizado da geração eólica implementado em Portugal e Espanha. No nível dos aerogeradores, os sistemas de controlo agem para garantir a segurança da operação, não permitindo que sejam ultrapassados os limites da máquina. No nível do parque eólico, os sistemas de controlo agem (e interagem com o controlo dos aerogeradores) a fim de garantir a operação dentro dos limites (tensão e potência) contratados com a concessionária e optimizam a produção da central. Num nível superior, o centro de despacho eólico monitoriza e gere a produção eólica dos parques a ele interligados. Em situações de emergência o centro de despacho eólico pode até mesmo desligar temporariamente uma central eólica para garantir a segurança e estabilidade do sistema eléctrico. Tomando como ponto de partida a experiência adquirida com a operação hierarquizada das turbinas eólicas, podem-se imaginar sistemas similares que atendam as particularidades na integração de diferentes FER.

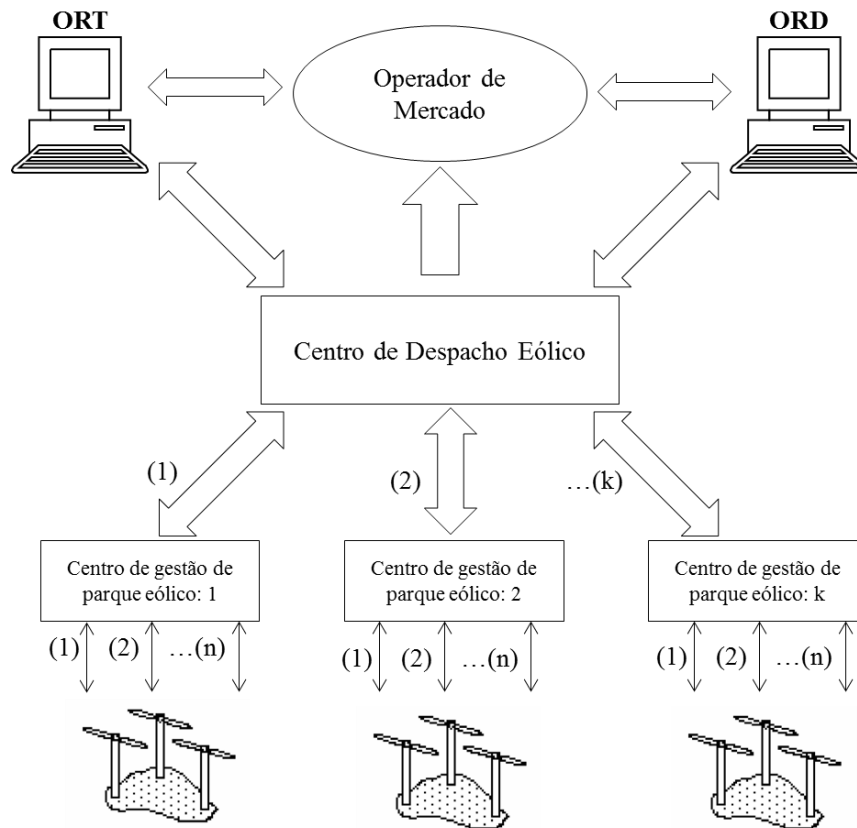


Fig. 20 - Gestão da produção eólica em Portugal e Espanha através da sua agregação (Estanqueiro *et al.*, 2007)

No âmbito Europeu, há vários projectos desenvolvendo novas funcionalidades e pilotos de CRVs, como: *Kombikraftwerk* (Alemanha), o projecto europeu *Fenix* e o *Cell Project* (Dinamarca), que a seguir se detalham.

Kombikraftwerk

A tradução literal de “*Kombikraftwerk*” é “central combinada de energia”. Trata-se de um projecto alemão envolvendo institutos de investigação científica, universidades e parceiros da indústria, visando provar a possibilidade técnica de atender de 100% das necessidades de energia eléctrica utilizando somente energia renovável. Trinta e seis centrais das seguintes tecnologias: eólica, solar fotovoltaica, hídrica reversível e co-geração (biogás), espalhadas pela Alemanha são, agregadas centralmente numa CRV, formando um conjunto tão confiável quanto uma central convencional de grande escala. Foram escolhidas centrais solares e eólicas distribuídas ao longo do território alemão, de forma a obter os desejáveis efeitos de diversidade do recurso e suavização de flutuações de potência.

Enquanto as centrais eólicas e solares produzem energia segundo a disponibilidade dos seus recursos primários, as centrais de co-geração e hídrica são utilizadas para compensação dos desvios, ou mesmo armazenamento de energia em excesso.

Previsões do consumo de electricidade são o ponto inicial para todas as funções da central combinada (Fig. 21). As previsões da necessidade de energia compõem um perfil de consumo que é enviado para a Unidade de Controlo Central. Previsões da força do vento e da irradiação solar também são enviados para a Unidade de Controlo Central pelo Serviço Meteorológico Alemão (DWD).

Devido às suas flutuações naturais, as centrais eólicas e solares não são capazes por elas próprias de suprir toda a energia para a carga. Recursos adicionais são necessários para adicionar controlabilidade ao portefólio de geração. Primeiramente, unidades de co-geração a biogás são utilizadas para gerar a diferença de energia eventualmente necessária para o atendimento da carga. Como o biogás pode ser armazenado, esta fonte de energia está sempre disponível conforme seja necessário. Em segundo

lugar, a energia excedente pode ser armazenada temporariamente em uma central hídrica de bombagem, onde pode rapidamente estar disponível conforme seja necessária. A previsão adequada do consumo e da geração variável torna possível o agendamento em tempo suficiente para uma operação eficiente das centrais de co-geração e hídrica com bombagem. Em caso de excesso de energia, esta pode ser exportada ou usada na carga de veículos eléctricos. Em casos excepcionais, a energia entregue pelas centrais eólicas e solares pode ser modulada, implicando na perda da oportunidade de gerar energia.

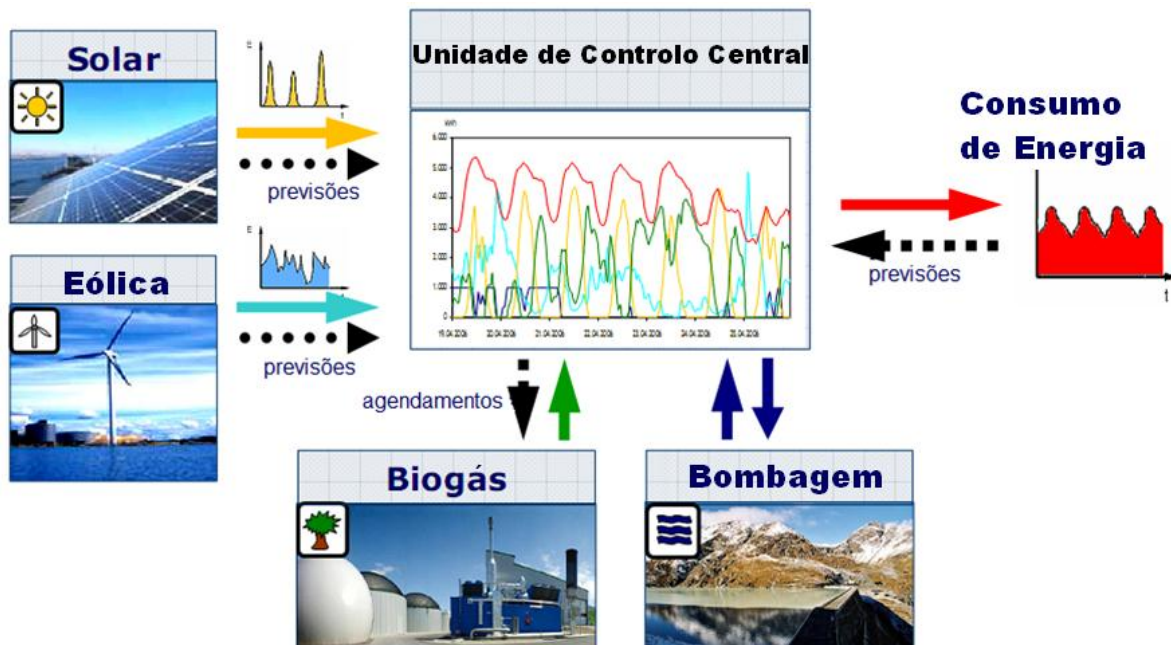


Fig. 21 – Agregação de recursos para suprir a necessidade energética (Kombikraftwerk, 2008)

Apesar das previsões possuírem uma precisão adequada, há sempre desvios entre a electricidade entregue à rede pelas centrais e a energia consumida pela carga. Isto requer um ajuste fino por parte da Unidade de Controlo Central, ajustando os seus agendamentos com valores reais medidos. Caso haja necessidade de energia adicional, as centrais de co-geração e hídricas podem utilizar toda a sua capacidade disponível. A unidade de controlo central recebe continuamente dados de geração de todas as centrais envolvidas e se necessário, irá requerer potência adicional. Desta forma, esta CRV é capaz de imediatamente atender a carga somente com recursos renováveis. O uso de biogás em particular tem um papel central, já que supre à carga de ponta e compensa as flutuações naturais das centrais eólicas e solares.

Projecto Fenix

O projecto foi realizado por um consórcio de 20 parceiros, com foco na integração de FER no sistema eléctrico utilizando CRVs com controlo distribuído e visando o fornecimento de serviços de suporte ao sistema pelas FER. Através da monitorização e controlo de FER e outros equipamentos auxiliares à operação, as redes de distribuição (onde grande parte das FER está ligada) passa a possuir um comportamento mais activo, podendo então colaborar com a operação do sistema eléctrico. A integração efectiva de FER no sistema eléctrico reduz a necessidade de geração requerida no futuro em relação a um cenário em que se mantenham as práticas actuais (Fig. 22).

Por serem mais numerosos e por muitas vezes serem de uma capacidade relativamente baixa, as FER não são completamente integradas na operação do sistema e em actividades relacionadas ao mercado de energia. Uma CRV resolve este problema agregando FERs individuais de modo que ao fim o agregado se comporte como uma central convencional ligada à rede de transporte.

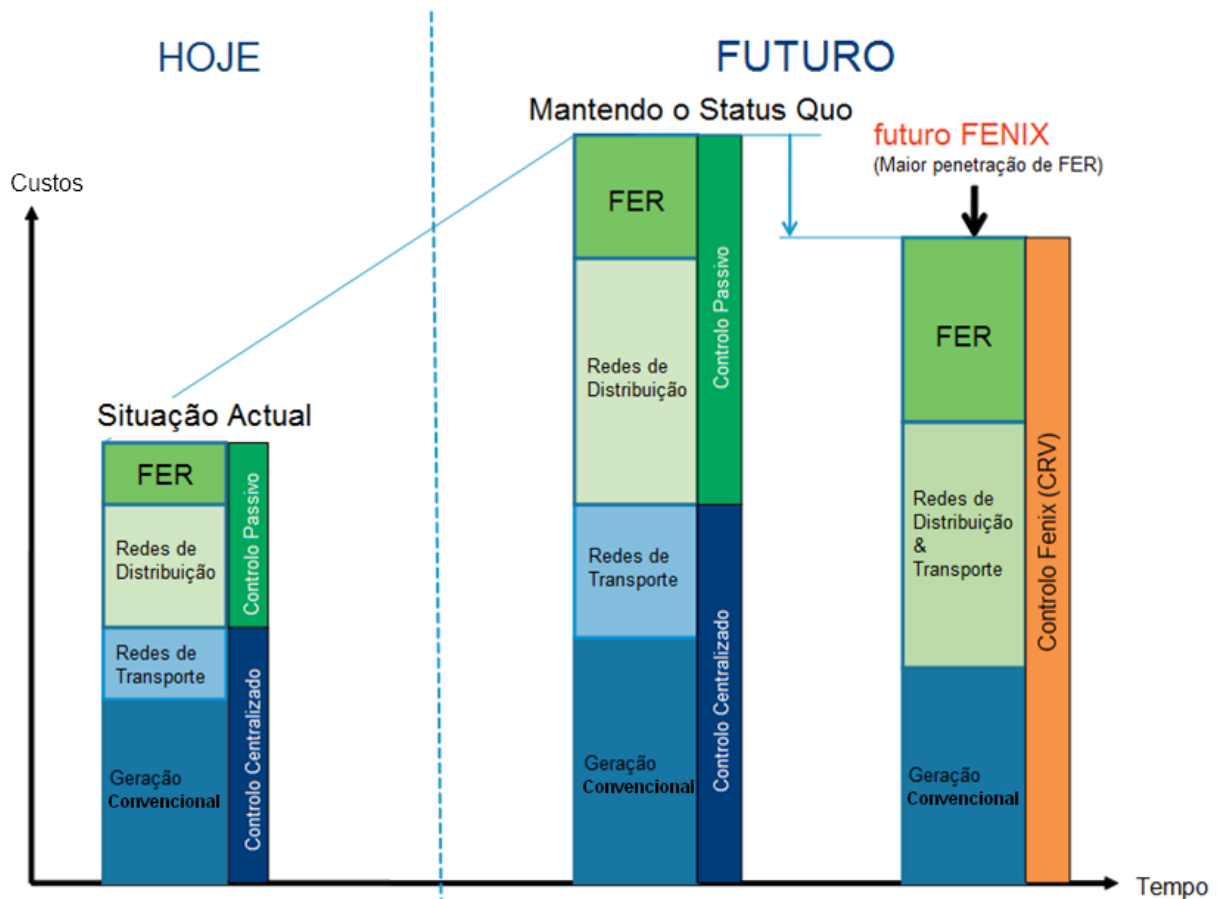


Fig. 22 – Integração de FER no sistema eléctrico através de CRV (Fenix Project, 2009)

A solução proposta pelo projecto Fenix para participação das FER nos mercados e para que forneçam suporte à operação do sistema é dividida em CRV comercial (CRVC) e CRV técnica (CRVT) respectivamente.

A CRVC utiliza uma adaptação do SGRED para agregar FER, independentemente da sua localização. Utilizando parâmetros operacionais, custos marginais, dados de medição e previsões do consumo juntamente com previsões dos mercados, são calculados agendamentos das FER, parâmetro e custos para a CRVT e contratos para os mercados.

As principais funções da CRVC são a comercialização nos mercados grossistas e a agregação de um portefólio de FER equilibrado. Desta forma, são reduzidos os riscos de incumprimento de contratos relativamente à participação individual das unidades renováveis, além de prover os benefícios de diversificação e aumento da capacidade. As FER agregadas possuem então maior visibilidade por parte dos mercados e se beneficiam da inteligência de mercado da CRVC para maximizar o seu valor.

A CRVT realiza a gestão técnica dos recursos renováveis agregados numa rede de distribuição específica, construindo um perfil agregado que representa o custo e características operacionais do portefólio FER incluindo as características da rede local. Nas interfaces entre as redes de distribuição e transporte, a CRVT representa toda a rede local, através de um único perfil agregado equivalente à uma central convencional conectada à rede de transporte.

A CRVT é responsável por combinar as posições operacionais, parâmetros e dados de custo de cada FER na rede, juntamente com informações detalhadas da rede (e.g. topologia, restrições, etc...). Como a sua actividade requer conhecimento detalhado da rede local e capacidades de controlo, o ORD estará tipicamente mais bem posicionado para assumir este papel.

A integração técnica de FER pela CRVT é completa, porque possibilita que as FER participem de mercados de serviços de sistema, podendo prover reserva de regulação, suporte de frequência e tensão e gestão de congestionamentos.

Cell Project

Uma outra abordagem foi adoptada pelos dinamarqueses do *Cell Project*, cujo conceito base é a criação de CRVs (aqui chamadas “células”) que para além dos benefícios de agregação, possam ainda operar de forma autónoma na ocorrência de uma falha na rede de transporte (Cell Project, 2008).

O conceito de célula é desenvolvido através da implementação de um sistema de monitorização e controlo que em situações extremas, assume o papel de operador da rede autónoma, controlando: chaves seccionadoras, transformadores, aerogeradores e unidades de co-geração. Em resumo esta tecnologia permite controlar e comunicar com todos os equipamentos e unidades de geração na área da célula e, no longo prazo, com todo o sistema de energia de modo hierarquizado.

Com esta tecnologia toda a área da célula será transformada de uma rede de distribuição clássica em uma rede de distribuição activa e inteligente, que poderá ser considerada como um gerador virtual de tamanho variável, determinado pela soma das unidades de geração eólicas, co-geração local e outros tipos de geração distribuída em operação à qualquer hora.

Caso a porção abaixo dos 60 kV numa subestação 150/60 kV seja definida como uma célula autónoma equipada com um controlador de célula automático (Fig. 23), incorporando todos os recursos de comunicação e controlo com unidades geradoras e equipamentos da rede, esta célula pode ter as seguintes propriedades técnicas:

- Transição automática para operação numa célula isolada no caso de falhas graves na rede de transporte. Isto garantiria que os consumidores continuariam a receber energia mesmo em eventos graves da rede de transporte. Seria requerido o controlo automático da tensão da célula, frequência e regulação de potência;
- Ressincronização com a rede de transporte após a solução das falhas sem interrupção do fornecimento de energia aos consumidores;
- Suporte de tensão e potência momentâneos para recuperação da rede de transporte de falhas graves. Esta funcionalidade pode ainda ser utilizada para a inicialização autónoma de grandes unidades geradoras de energia;
- Controlo de tensão em todas as máquinas síncronas na célula realizados automaticamente tanto pelo controlador da célula (em situações de operação isolada) quanto por um centro de controlo regional (em situações de operação sincronizada à rede de transporte);
- Controlo de frequência nas máquinas síncronas designadas com tal funcionalidade tanto pelo controlador da célula (em situações de operação isolada) quanto pelo mecanismo tradicional de controlo de potência (operação do mercado);
- Controlo do balanço de potência para garantir uma transição controlada para o modo de operação isolado da célula, baseado em informações em tempo real de toda a geração e consumo de energia na célula. O controlador de célula é capaz de reduzir a produção e até mesmo desligar geradores em caso de sobreprodução. No caso de não haver disponibilidade técnica de atendimento da carga, o controlador de célula poderá desligar alimentadores em que não haja produção activa ligada, de modo a manter o fornecimento ao maior número de consumidores o possível.

As CRVs representam um novo paradigma na operação das redes de energia eléctrica, capazes de aumentar a segurança do abastecimento e de torná-lo mais sustentável. Uma vez estabelecidos os sistemas básicos à sua operação, novas funcionalidades podem ser concebidas apenas desenvolvendo programas informáticos, diminuindo a necessidade de investimentos e reduzindo riscos para os promotores e operadores.

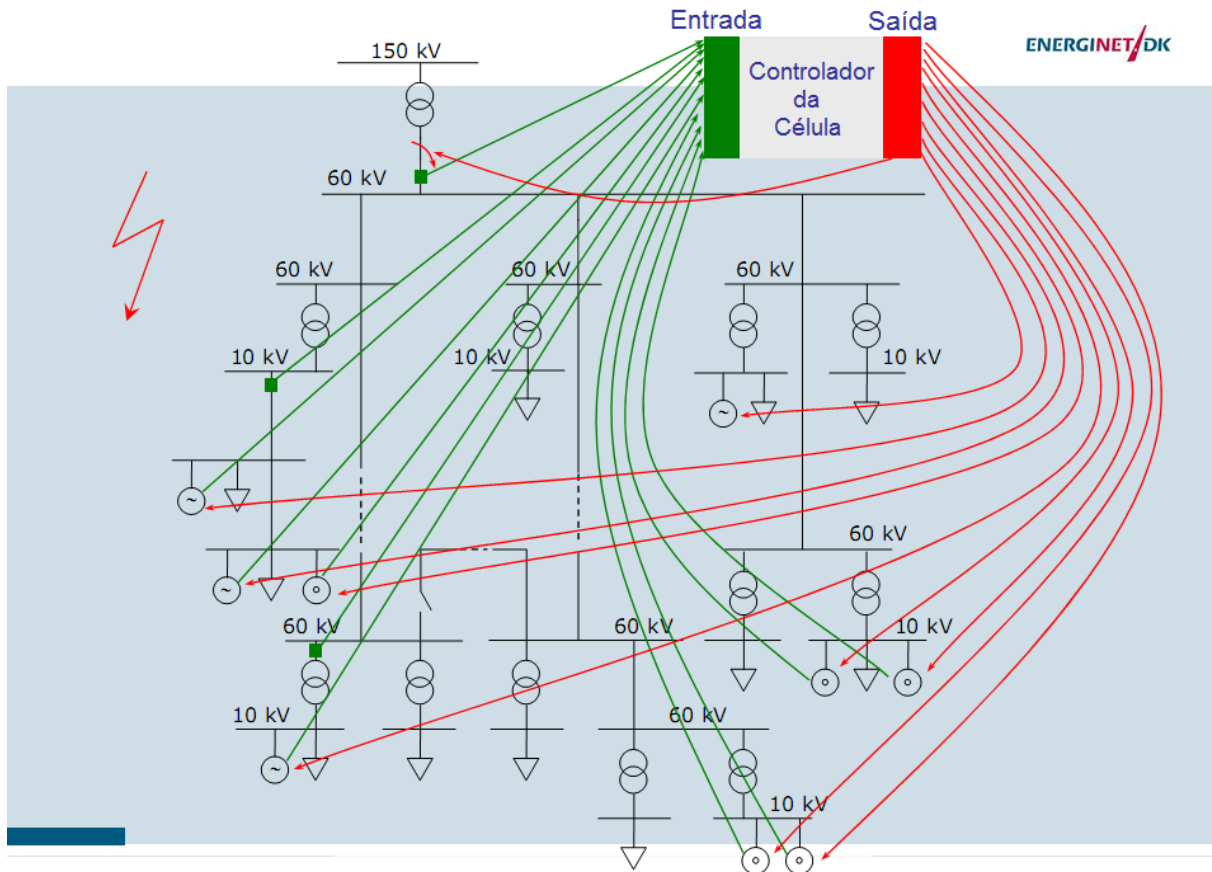


Fig. 23 – Controlador de célula: monitorização das FER e dispositivos de rede (linhas verdes) e controlo (linhas vermelhas), (Cell Project, 2008)

3.2. Aspectos económicos das CRV

As FER com produção de energia variável no tempo são actualmente ligadas ao sistema sem uma grande preocupação com a sua integração técnica e comercial. As flutuações de potência causadas pelas FER são compensadas em sua grande maioria com geradores convencionais, muitas vezes com custos adicionais e grandes emissões de CO₂. E em muitos países (inclusive Portugal), a energia entregue pelas FER é remunerada independentemente do seu valor comercial, não estando relacionada com a procura de energia naquele instante.

A determinação quantitativa dos benefícios trazidos por uma CRV deve ser avaliada caso a caso, já que é quase sempre relacionada com a estrutura local das redes, nível de penetração, posicionamento e outras características específicas de cada gerador que compõe o portefólio da CRV. Assim, de uma maneira qualitativa, podem ser obtidos benefícios económicos em diversas áreas do sector eléctrico e da sociedade: diminuição de flutuações de potência e tensão causadas pelas FER variáveis, adequação do perfil de geração ao perfil da procura de energia, diminuição das perdas eléctricas nas redes, menor uso de combustíveis fósseis e o adiamento da necessidade de investimentos em expansões das redes.

O aumento da flexibilidade das FER através da sua agregação numa CRV facilita o seu uso e comercialização nos mercados, além suprir em parte a necessidade de contratação de serviços de outras fontes convencionais flexíveis para compensação de flutuações de tensão e potência (Morais *et al.*, 2007). Através do conhecimento profundo do seu portefólio agregado, a CRV tem a capacidade de gerar valor compensando tanto as flutuações das suas próprias FER variáveis agregadas quanto oferecendo serviços de compensação para o sistema eléctrico (Madina, 2009).

Uma vez que possua meios de regular a sua potência, a CRV pode melhor adequar o seu perfil de produção à procura de energia. Assim, nas horas em que o consumo é maior, as FER têm melhores

condições de concorrer com as centrais convencionais de alto custo (e com grandes emissões de CO₂) que determinam o preço da energia na ponta, beneficiando os promotores das FER e a sociedade. Quando FER substitui centrais convencionais (muitas vezes pouco eficientes), é evitado o uso de combustíveis fósseis, evitando o custo e as emissões associadas.

Adicionalmente, devido ao seu carácter menos centralizado e devido aos recursos renováveis muitas vezes se encontrarem mais próximos dos centros de consumo, é possível uma diminuição nas perdas de energia nas redes de transporte e distribuição (Fenix Project, 2009). O carácter descentralizado das FER ainda permite que sejam diminuídos, adiados ou até mesmo evitados investimentos em expansão das redes de transporte e distribuição (Werner & Remberg, 2008).

Através das CRV, os operadores das redes de transporte e distribuição possuirão um largo leque de opções para integrar FER na gestão activa de suas respectivas redes. Para a consolidação das CRVs são necessários investimentos nas infra estruturas que permitem a comunicação bidireccional entre os agentes envolvidos. Estes custos sofrerão grandes reduções com o fabrico e comercio em larga escala dos equipamentos necessários.

Outro factor condicionante do êxito económico das CRV reside na capacidade das FER de receberem ordens de controlo de potência activa e reactiva. Por exemplo, para uma central solar fotovoltaica cooperar na compensação de flutuações de tensão, ela necessita possuir inversores com capacidade de receber comandos e controlar a sua potência reactiva. Caso não possua tais capacidades, será menor o valor técnico e económico que irá somar à CRV (Fenix Project, 2009).

Um novo horizonte de oportunidades, tanto para a indústria da electricidade quanto para a indústria automóvel, surge com a introdução dos carros eléctricos. O carregamento destes veículos poderá ser utilizado no ajuste do consumo de energia e na melhor utilização da capacidade dos sistemas eléctricos. O tempo necessário para carregar um carro eléctrico será de 2 a 5 horas, mas estimativas apontam que eles ficarão ligados à rede entre 10 a 15 horas todos os dias (KEMA, 2010). Tendo este dado em mente, a capacidade de armazenamento das baterias do carros eléctricos pode prover uma larga gama de benefícios aos operadores de sistema e clientes se agregadas e controladas da maneira devida.

Através de pressão competitiva estimulada por uma intervenção regulatória eficaz, toda a sociedade poderá partilhar dos benefícios criados pela integração de FER através da adopção do conceito das CRVs.

3.3. Aspectos regulatórios das CRV

Uma vez adoptadas as soluções técnicas para implementação das CRV, despontarão inegáveis benefícios técnicos e económicos no âmbito dos sistemas de energia. No entanto, tais medidas exigirão uma revisão dos actuais sistemas de suporte para integração de energias renováveis e das políticas de mercado e de operação dos sistemas de energia (Werner & Remberg, 2008).

A primeira das revisões necessárias será a alteração da actual remuneração das energias renováveis, que actualmente na maioria dos países paga um valor fixo pela energia produzida consoante a tecnologia utilizada, mas ignora o valor variável da energia eléctrica no mercado. Este sistema não favorece a implantação das CRV, uma vez que o valor actualmente pago é, regra geral, superior ao valor de mercado. Uma solução para este problema poderia passar por uma remuneração onde um prémio fixo (e.g. Espanha) ou um certificado negociável em um mercado (como no Reino Unido) é adicionado ao valor de mercado da energia (Klessmann *et al.*, 2008).

Uma outra limitação estrutural para a implantação das CRV é a separação, no mercado liberalizado, dos serviços de geração, transporte e distribuição, os quais não levam em conta a possibilidade de criação das CRV. Deste modo, em que sector do mercado deverão ser integradas as CRV? Deverão ser incluídas na geração ou na distribuição?

Pode parecer razoável que as CRV sejam integradas no sector de geração de energia. Porém, algumas das principais vantagens que se podem obter, como a redução da capacidade de ponta (e o consequente

adiamento da necessidade de investimentos na rede), são muito mais interessantes para as companhias de distribuição. Além disso, dado que grande parte das FER se encontra ligada à rede de distribuição e dada a necessidade de um conhecimento profundo desta rede, é razoável que o ORD a planeie e opere a CRV em algum nível. Entretanto, isto vai contra o princípio da separação de serviços no mercado actualmente em vigor nos países da União Europeia (Bakari & Kling, 2010).

Uma possível solução seria definir o operador da CRV como um novo agente de mercado. Ele faria contractos tanto com os proprietários das FER, pelo direito de gerir a sua operação, quanto com o operador da rede, pelo oferecimento de serviços (e.g. serviços de sistema). Isto requer um acentuado esforço administrativo, motivo pelo qual é expectável que as CRV vejam o seu desenvolvimento atrasado nos mercados de energia liberalizados. Uma vez implementados os mecanismos técnicos e regulatórios, as CRV poderão ainda ser agregadas e geridas praticamente da mesma maneira que as centrais convencionais o são.

4. Modelação duma Central Renovável Virtual

Tomando como ponto de partida as barreiras à larga penetração de energia renovável apresentadas no capítulo 2, são aplicados alguns dos conceitos das Centrais Renováveis Virtuais (CRV), apresentados no capítulo 3, num caso de estudo. O desempenho de uma configuração específica de CRV será avaliado, utilizando as infra-estruturas de um parque eólico como ponto de ligação para uma central solar fotovoltaica. Dados de entrada para dois locais distintos são utilizados, compondo assim dois casos de estudo (definidos como 1 e 2).

A instalação adicional de geração solar fotovoltaica pode tirar vantagem da legislação Portuguesa (DL 225, 2007; DL 51, 2010) que permite que centrais eólicas tenham 20% de capacidade instalada acima do seu limite de potência licenciado, ou seja um sobreequipamento de 20%. Apesar de actualmente o sobreequipamento instalado ser composto por aerogeradores, a possibilidade de instalar sobreequipamento solar fotovoltaico ofereceria a oportunidade de complementar a geração eólica, com potencial de apresentar uma grande taxa interna de retorno do investimento requerido.

Para averiguar a viabilidade de tal medida, a avaliação deve ter em conta o recurso eólico e solar do local proposto, bem como as características específicas da rede eléctrica aonde a CRV estará localizada. Devem ser avaliadas a adequação da geração resultante ao perfil de carga e a um perfil tarifário que bonifique a geração em horários de ponta do sistema. Devem ser avaliados ainda, parâmetros de qualidade de energia e de flutuação de potência resultantes deste perfil agregado de geração. A viabilidade económica de tais medidas também deve ser levada em conta para garantir a sua exequibilidade.

Neste sentido, são avaliados três cenários: uma central eólica constituindo o “cenário base”; a instalação de sobreequipamento eólico, constituindo a “abordagem usual” e a instalação de sobreequipamento solar fotovoltaico, constituindo uma CRV.

Adicionalmente, são avaliados os benefícios potenciais conseguidos através da utilização de um sistema de armazenamento de energia, que desloca a energia produzida em horas de vazio para as horas de ponta.

Nas secções seguintes são descritas a ferramenta informática escolhida para realizar o trabalho, as séries de dados utilizadas na simulação, os modelos (e submodelos) de aerogeradores e gerador PV, bem como a topologia de rede utilizada em cada um dos casos. Apesar dos modelos utilizados serem dinâmicos, a abordagem neste trabalho é quasi-estacionária.

4.1. Plataforma de simulação de sistemas de energia

A plataforma escolhida para realização do trabalho é a *Power System Simulator for Engineers* (PSS/E). Trata-se de um pacote de programas, desenvolvidos pela Siemens PTI, para estudos das redes de transporte e distribuição de energia e da performance de centrais geradoras, tanto em regime estacionário quanto em regime dinâmico.

É uma ferramenta capaz na solução de problemas como o fluxo de potência, análise de curto-circuito (equilibrado e assimétrico), construção de equivalentes de rede e simulações dinâmicas.

Sua estrutura é altamente modular, e de uma forma que a ferramenta não é preparada para resolver nenhum problema em específico. Ao invés disso, o utilizador é encorajado a inserir sub-rotinas que descrevam o problema de interesse sempre que os procedimentos pré-programados não sejam apropriados.

Trata-se de uma ferramenta complexa com uma documentação extensa (mais de 10.000 páginas divididas em mais de 40 arquivos “.pdf”), sendo aconselhado o conhecimento no mínimo, de duas linguagens de programação para sua utilização. As actividades podem ser executadas através de uma interface gráfica, por linha de comando ou ainda sendo chamadas por programas externos escritos em *Python* ou *FORTRAN*.

Para realizar as simulações dinâmicas descritas neste trabalho, sempre que os modelos existentes nas bibliotecas do PSS/E se mostraram insuficientes, foram escritas sub-rotinas de usuário em *FORTRAN*, posteriormente compiladas para uma biblioteca com nome *DSUSR.DLL*, posicionada na pasta de onde o programa é chamado. Adicionalmente foi utilizada uma rotina em *Python* para automação dos procedimentos de inicialização das simulações e armazenamento dos resultados das simulações.

4.2. Modelo dinâmico do aerogerador

Os aerogeradores simulados são do tipo II (ou B), equipados de gerador de indução com rotor bobinado, controlo da resistência do rotor e do ângulo de passo das pás.

A Fig. 24, mostra a ligação dos submodelos utilizados na modelação dos aerogeradores. Os submodelos dentro de caixas com linhas contínuas são aqueles contidos na biblioteca padrão do PSS/E, enquanto as caixas em linhas tracejadas representam os submodelos desenvolvidos neste trabalho. Os parâmetros necessários à utilização dos modelos do PSS/E são apresentados no Anexo IV.

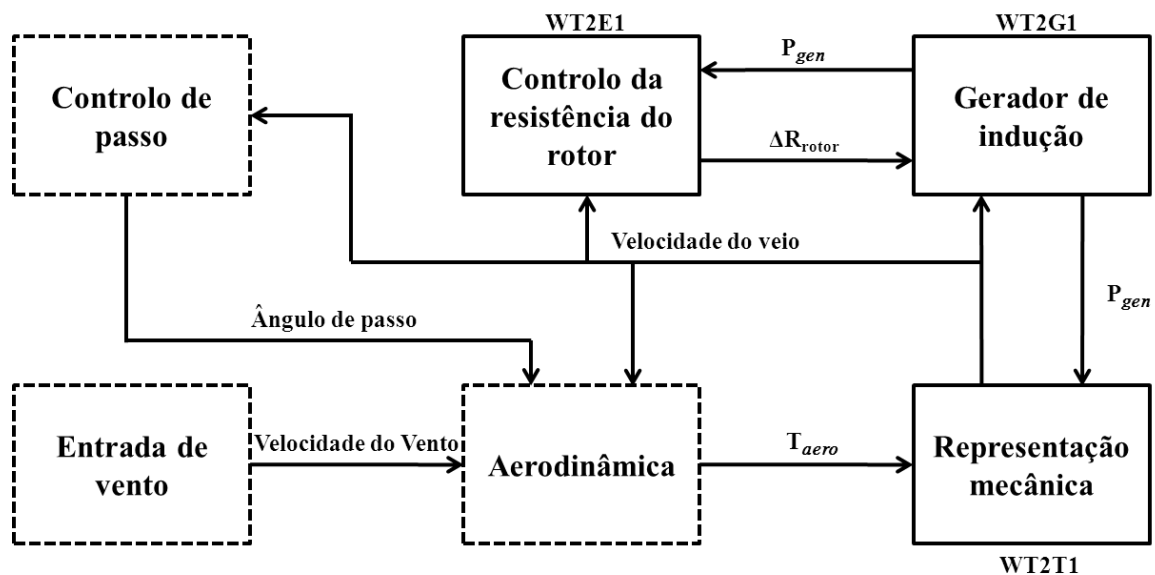


Fig. 24 – Diagrama da ligação dos submodelos do aerogerador

4.2.1. Entrada de vento

O submodelo de velocidade do vento produz uma série temporal descrita por:

$$U(t) = \bar{U}_{30} + U_G \quad (4.1)$$

Onde:

\bar{U}_{30} Média de 30 minutos da velocidade de vento [m/s]

U_G Componente aleatória de turbulência [m/s]

As séries temporais destas duas componentes são alimentadas ao programa por arquivos distintos e são interpoladas a cada passo da solução.

A componente de turbulência é aqui modelada como um processo estocástico (Estanqueiro, 2001). Sua obtenção é realizada através da transformação inversa (Shinozuka & Jan, 1972; Jeffries *et al.*, 1991) da função espectral de Davenport (Davenport, 1961):

$$S(n) \cdot dn = 4k\bar{U}^2 \frac{x}{(1+x^2)^{4/3}} dx \quad (4.2)$$

$$x = 1200 \frac{n}{U} \quad (4.3)$$

Onde:

$S(n)$	Espectro de energia em função da frequência
n	Frequência
k	Coefficiente de arrasto
x	Número de onda

É considerado que as máquinas que compõem o parque eólico possuem todas a mesma componente média. Desta forma as suas séries de vento são correlacionadas nos intervalos de 30 minutos e não há alteração do espectro devido a inserção da componente aleatória.

4.2.2. Aerodinâmica

As pás do um rotor de um aerogerador convertem uma parte da energia da massa de ar em energia mecânica.

A modelação da conversão de energia pelo rotor pode ser realizada com excelente precisão através de métodos de elemento de pá, ou métodos de elementos finitos, entretanto com um alto custo computacional e necessidade de informações detalhadas sobre a geometria do rotor (Castro, 2011).

Entretanto, pode-se descrever uma relação algébrica entre a velocidade do vento e a potência mecânica extraída (Wilson, 1994):

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A_r c_p(\lambda, \theta) v_w^3 \quad (4.4)$$

Onde:

P_w	Potência mecânica extraída do vento [W]
ρ	Densidade do ar [kg/m ³]
A_r	Área do rotor [m ²]
c_p	Coefficiente de potência
λ	Razão de velocidades da pá ou velocidade específica na ponta da pá
θ	Ângulo de passo [°]
v_w	Velocidade do vento na altura do centro do rotor [m/s]

Diferentes funções de aproximação de para o cálculo do c_p em função de λ e θ são encontradas na literatura (Anderson & Bose, 1983; Wasynczuk *et al.*, 1981), mas nesse trabalho será utilizado (Slootweg *et al.*, 2003):

$$c_p(\lambda, \theta) = 0,73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0,58\theta - 0,002\theta^{2,14} - 13,2 \right) e^{-18,4/\lambda_i} \quad (4.5)$$

Sendo:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0,02\theta} - \frac{0,003}{\theta^3 + 1}} \quad (4.6)$$

A Fig. 25, apresenta graficamente algumas das soluções possíveis para o conjunto de equações utilizado para o cálculo do coeficiente de potência neste trabalho.

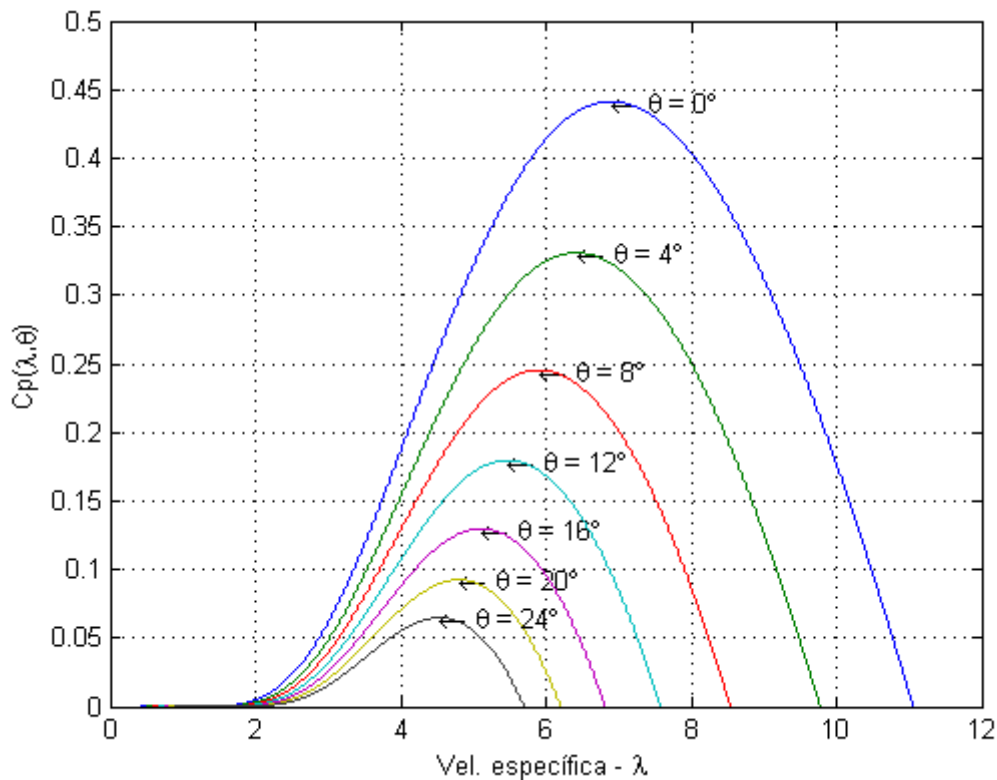


Fig. 25 - Família de curvas do coeficiente de potência

4.2.3. Controlo de passo

De modo a prevenir que o rotor atinja velocidades altas, que resultariam em danos mecânicos, é essencial a utilização de controlo de passo. Nas situações com velocidades de vento altas (acima da nominal), a velocidade do rotor não pode ser regulada pelo aumento da potência produzida, sendo necessário o ajuste do ângulo de passo para reduzir o c_p e regular a velocidade do rotor.

O sistema de controlo apresentado na Fig. 26 foi implementado na plataforma PSS/E. A escolha de um controlo proporcional, que permite velocidades 20% acima da nominal (Slootweg *et al.*, 2003), é justificada por:

- uma pequena sobrevelocidade do rotor não traz sérios problemas para a estrutura de um aerogerador;
- o sistema nunca está em regime permanente, dada a natureza flutuante do vento, portanto a vantagem de um controlador integral, que pode atingir erro zero, não é aplicável.

É levado em conta o facto de os motores que alteram o ângulo de passo terem uma velocidade máxima finita. Como estes actuadores são relativamente lentos, o sistema de controlo opera em uma frequência f_{ps} de 3 Hz.

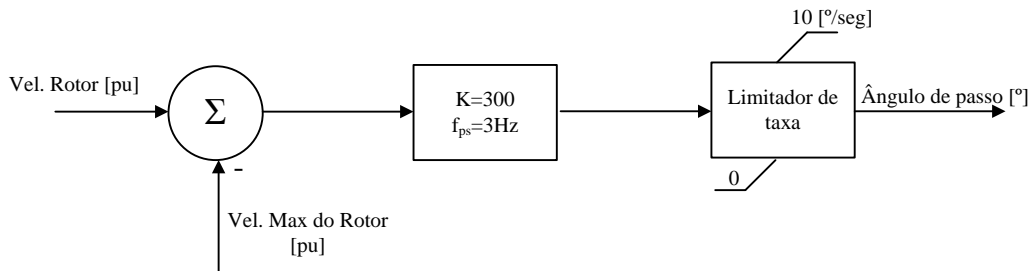


Fig. 26 – Diagrama do controlo de passo (Slootweg *et al.*, 2003)

Este sistema de controlo não é capaz de limitar a potência das turbinas em uma situação de sobreequipamento da central, onde a potência instalada é maior que a potência licenciada. Para este caso, seria necessária a utilização de um sistema de controlo adicional, prioritário e de hierarquia superior, que seleccionaria alguma(s) das máquinas da central para limitar em potência e enviaria um sinal de referência de potência a ser seguido por esta(s) máquina(s). Tal sistema é vulgarmente conhecido como a “limitação dinâmica” da central, e será realizado neste trabalho como uma filtragem do sinal de potência após a realização das simulações.

4.2.4. Representação mecânica do aerogerador

Este submodelo tem por função representar mecanicamente o conjunto rotor, veio/caixa de velocidades e a ligação física entre o gerador e a rede eléctrica. Pelo lado do rotor, o sistema de transmissão está sujeito a binários flutuantes devido a mudanças na velocidade do vento, efeitos de sombreamento da torre, assimetria das pás, dobra e torção das pás e oscilações da torre. Pelo lado do gerador, o binário de carga oscila devido a efeitos estáticos, dinâmicos e electromecânicos do próprio gerador e flutuações impostas pela rede eléctrica (Heier, 2006).

A modelação mecânica do aerogerador é feita através de uma representação por duas massas concentradas (Fig. 27) pelo modelo da biblioteca do PSS/E, WT2T1.

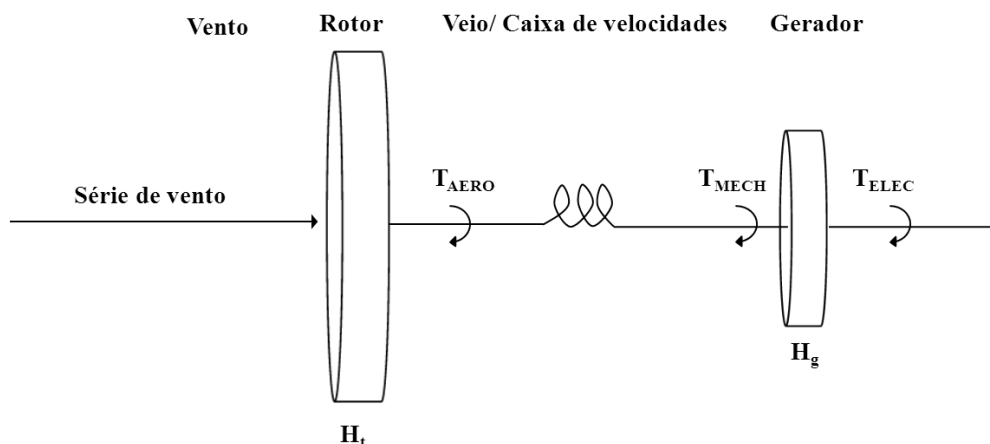


Fig. 27 – Representação mecânica do aerogerador por duas massas

O modelo pode ser simplificado para uma representação de massa única determinando-se a fracção de inércia da turbina a 0. Esta simplificação é recomendada na simulação de aerogeradores com larga gama de variação de velocidades que se utilizam de inversores para se ligarem à rede (tipos 3 e 4), uma vez que a velocidade do rotor está desacoplada da velocidade da rede (Clark *et al.*, 2009). A Fig. 28, mostra um esquema do modelo mecânico.

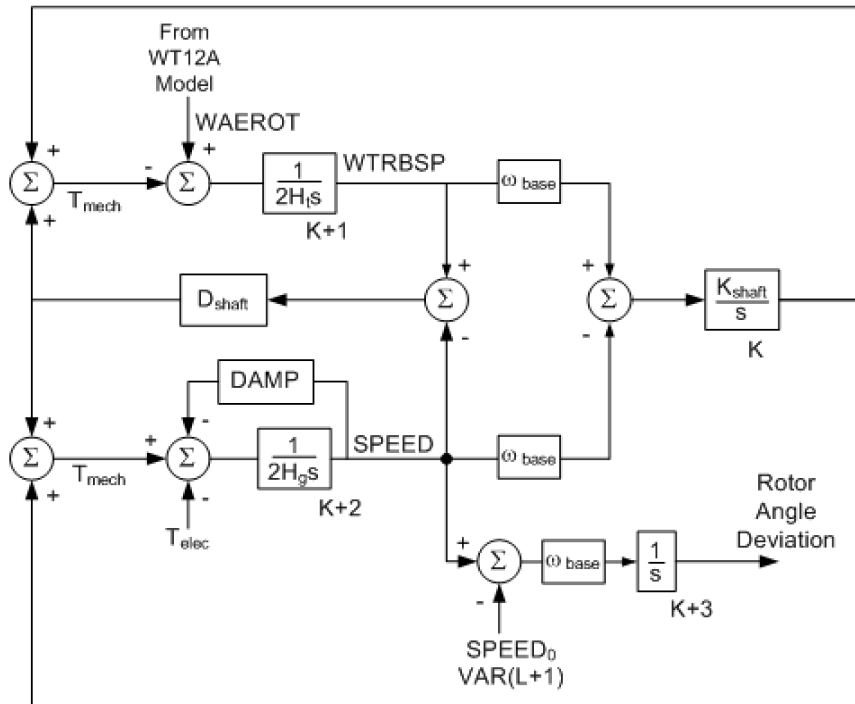


Fig. 28 – Diagrama do modelo mecânico (Siemens Energy, Inc, 2010)

As constantes de inércia e a rigidez do veio obtidas por:

$$H_t = H \times H_{frac} \quad (4.7)$$

$$H_g = H - H_t \quad (4.8)$$

$$K_{shaft} = \frac{2H_t \times H_g \times (2\pi \times Freq1)^2}{H \times \omega_0} \quad (4.9)$$

Onde:

- H Constante de inércia total [s]
- H_t Constante de inércia da turbina [s]
- H_g Constante de inércia do gerador [s]
- H_{frac} Fracção de inércia da turbina
- K_{shaft} Rigidez do veio
- $Freq1$ Primeira frequência ressonante de torção do veio [Hz]

4.2.5. Gerador de indução

Foi utilizado o submodelo WT2G1 da biblioteca padrão do PSS/E. Este leva em conta a dinâmica dos fluxos do rotor, mas não leva em consideração a dinâmica do estator. Devido a este fato, a componente de corrente contínua do estator e binário de frenagem associado são desprezados. Esta simplificação leva a erros desprezáveis desde que a frequência da rede se mantenha próxima da nominal e o escorregamento seja suficientemente pequeno (Hagstrøm *et al.*, 2005).

Esta representação simplificada do gerador de indução leva ainda a uma subestimativa da velocidade do rotor, do perfil das tensões e do consumo de potência reactiva durante e após perturbações na rede. Entretanto, a significância destes erros só é de grande importância para sistemas com constantes de inércia H menores que 1 segundo (Knudsen & Akhmatov, 1999).

Mesmo que fosse utilizado um modelo de quinta ordem para o gerador, os resultados não seriam perfeitos já que a modelação das redes no PSS/E é simplista e não leva em conta os termos diferenciais (YU Qi Zhi & Zhao, 2010).

4.2.6. Controlo da resistência externa do rotor

O submodelo WT2E1, da biblioteca padrão do PSS/E, utiliza a velocidade do rotor da máquina e potência eléctrica como entradas e calcula a porção da resistência externa do rotor disponível a ser adicionada a resistência interna do rotor. A Fig. 29, apresenta o diagrama de blocos deste modelo e a Fig. 30 apresenta a característica Potência - escorregamento.

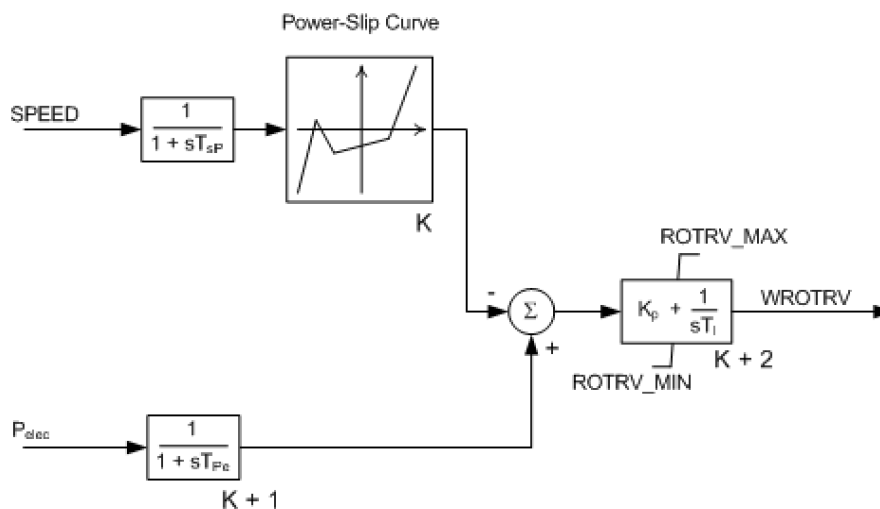


Fig. 29 – Diagrama do controlo (Siemens Energy, Inc, 2010)

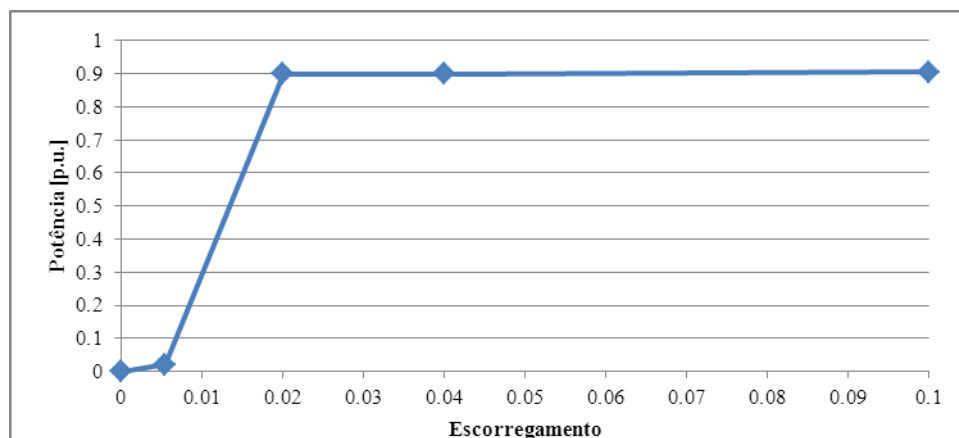


Fig. 30 - Característica Potência-Escorregamento típica dum aerogerador tipo II

4.2.7. Compensação de potência reactiva

As máquinas de indução apresentam limitações quando usadas como geradores. Por não possuir um circuito de excitação autónomo para excitar a máquina, um gerador de indução não produz potência reactiva. Na verdade ele apenas consome potência reactiva, sendo necessário portanto que tal gerador esteja sempre ligado à uma fonte de potência reactiva para manter o seu campo magnético no estator. Tal fonte de potência reactiva deve também controlar a tensão nos terminais do gerador, uma vez que os geradores de indução não conseguem controlar a sua própria tensão (Chapman, 1991).

O gerador poderia adquirir toda a potência reactiva que necessita da rede eléctrica, mas isso baixaria os níveis de tensão da central conforme o gerador aumentasse a sua produção, causando oscilações de tensão gravosas à rede onde a central estivesse ligada. Portanto, um banco variável de condensadores é ligado aos terminais de cada gerador de indução para compensar as suas necessidades de potência reactiva. Os bancos de condensadores variáveis foram simulados pelo modelo SWSHNT da biblioteca padrão do PSS/E, que liga e desliga condensadores automaticamente (em degraus de 50 kvar) de modo a tentar manter um factor de potência unitário nos terminais do gerador.

4.3. Modelo dinâmico do gerador PV

O modelo de gerador fotovoltaico tem o objectivo de simular a performance de uma central fotovoltaica ligada a rede por meio de um conversor de potência. A Fig. 31 mostra a ligação entre os submodelos:

- PVGU: Conversor de potência / gerador
- PVEU: Controlo eléctrico
- PANEL: Representação linearizada de um painel fotovoltaico

Adicionalmente foi desenvolvido um submodelo para leitura da série de radiação de um arquivo com estampas de tempo.

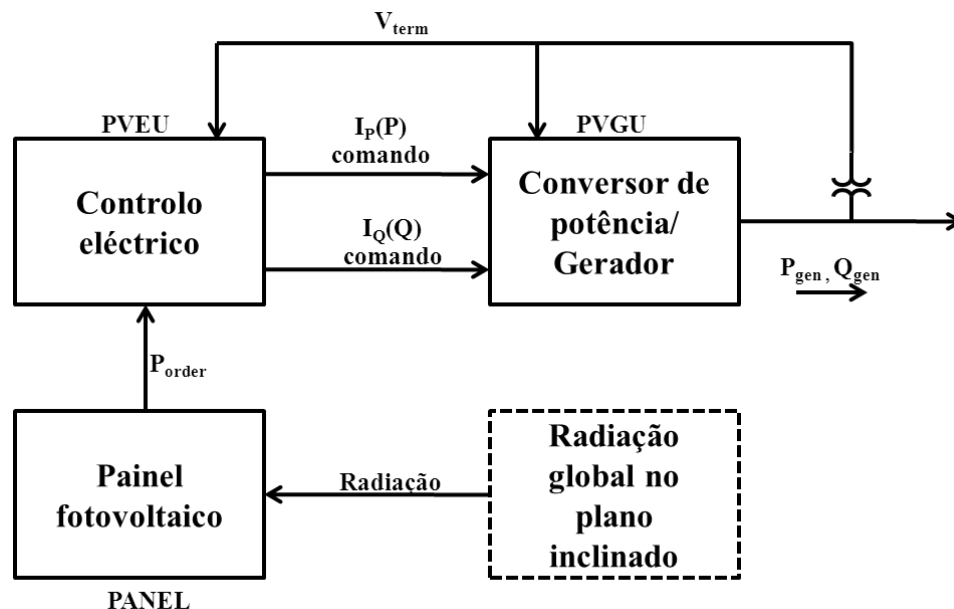


Fig. 31 - Diagrama de ligação dos submodelos do gerador fotovoltaico (adptado de Siemens Energy, Inc, 2010)

À partir da radiação lida para dado instante, o módulo PANEL calcula a potência em corrente contínua (CC) da central fotovoltaica (Fig. 32). O conversor/gerador calcula a injeção de corrente para a rede baseado nos comandos de potência activa e reactiva do módulo de controlo eléctrico. As capacidades

do modelo permitem o controlo da potência reactiva nos modos: controlo de tensão num barramento remoto, controlo do factor de potência e controlo da potência reactiva.

De modo à simular as capacidades de regulação de tensão desejáveis na CRV, foi seleccionado o modo de controlo de reactivo de controlo de tensão, sendo que este foi programado para manter a tensão no Ponto de Ligação (PL) a 1 pu.

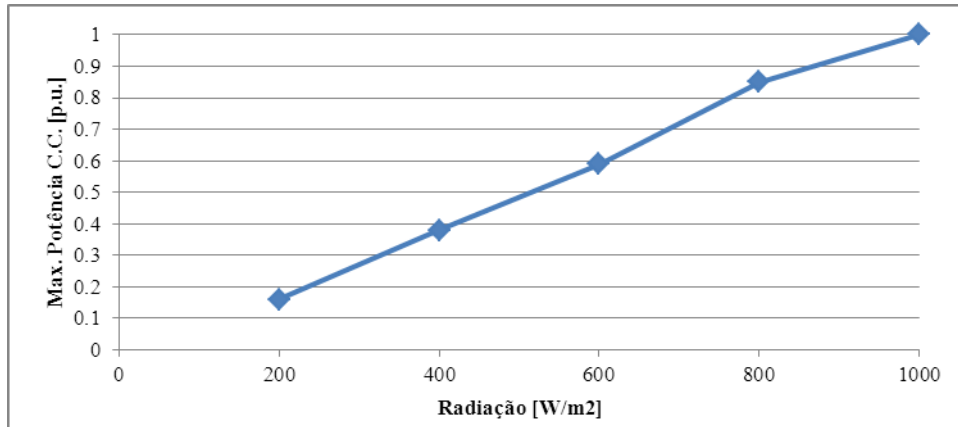


Fig. 32 - Característica típica de um painel fotovoltaico

4.4. Topologia da central renovável e rede eléctrica

A topologia de rede estudada é apresentada na Fig. 33, onde 4 aerogeradores: WT1 a WT4 (2,0 MW cada) constituem o cenário de base. Para a simulação da CRV, onde é considerada a instalação de sobreequipamento fotovoltaico, o gerador PV é activado e contribui com seus 2MWp para a potência da central. No cenário em que se estuda o sobreequipamento eólico, o aerogerador WT5 está activo juntamente com os outros aerogeradores do cenário de base, estando o gerador PV inactivo.

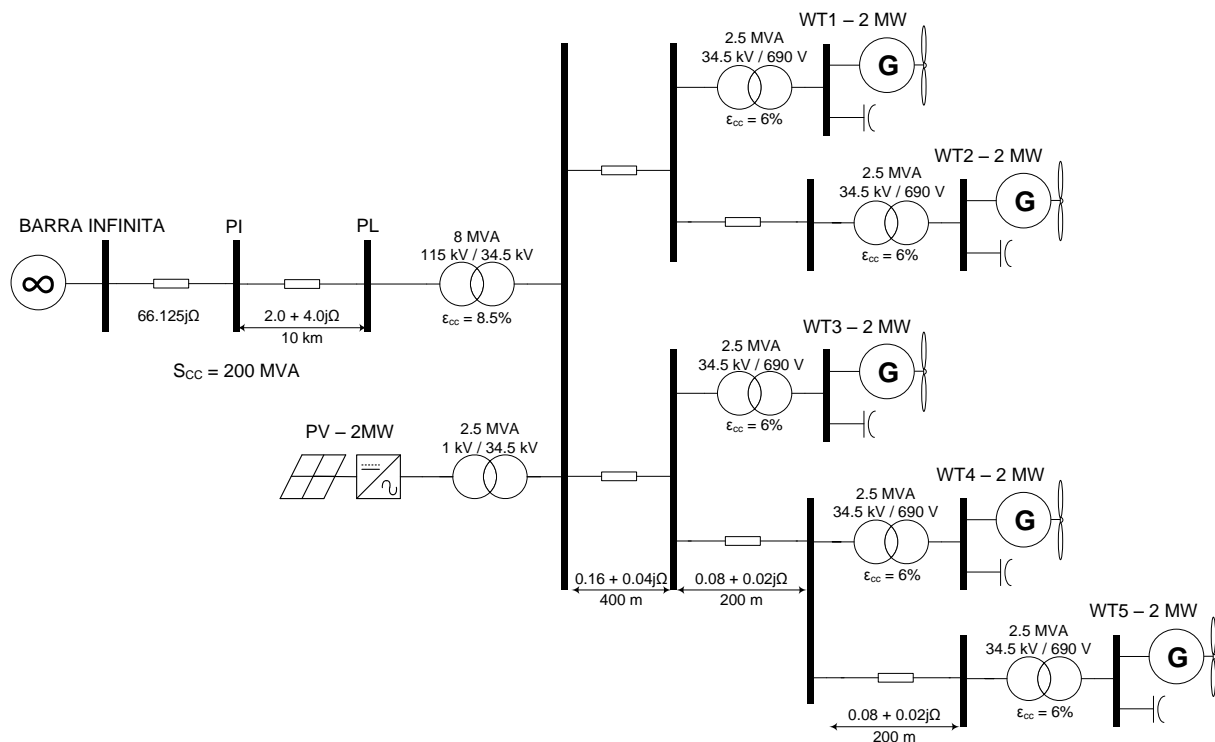


Fig. 33 - Diagrama da central híbrida simulada

O sistema de geração solar PV é ligado à subestação da central através de um transformador que eleva a tensão aos 34,5 kV e isola galvanicamente o sistema. Um transformador ($\epsilon_{cc} = 8,5\%$) eleva o nível de tensão da rede interna do parque (34,5kV) para os 115kV do PL. Uma linha de transporte de 10 km ($Z_{eq} = 2,0 + j4,0 \Omega$) realiza a conexão ao Ponto de Interligação (PI). Uma impedância equivalente ($Z_{eq} = 0 + j66,125 \Omega$) modela uma razão mínima de curto-circuito de aproximadamente 20 na ligação entre o PI e a barra infinita. O modelo padrão do PSS/E, GENCLS, é utilizado para simular a barra infinita.

4.5. Determinação do valor da energia e do perfil da carga

Há uma grande dificuldade em determinar o valor da energia, uma vez que os preços possuem uma grande volatilidade temporal e espacial. Em Portugal, a produção de energia das centrais renováveis é retribuída a um valor fixo, dependente da tecnologia, não sendo afectado pela oferta e procura de energia ou por restrições de rede ou do sistema electroprodutor.

Num trabalho anterior (Rodrigues & Estanqueiro, 2011b) foi realizada uma caracterização do valor da energia de fontes renováveis levando em conta o perfil tarifário para os consumidores em Baixa Tensão em Portugal continental.

Entretanto, é possível obter uma valoração mais refinada tomando por base o preço da energia para cada hora no fechamento do mercado diário para Portugal. A Fig. 34 apresenta estes valores para os anos de 2009 e 2010. O preço médio da energia para estes dois anos foi de 37,41 €/MWh (linha tracejada vermelha).

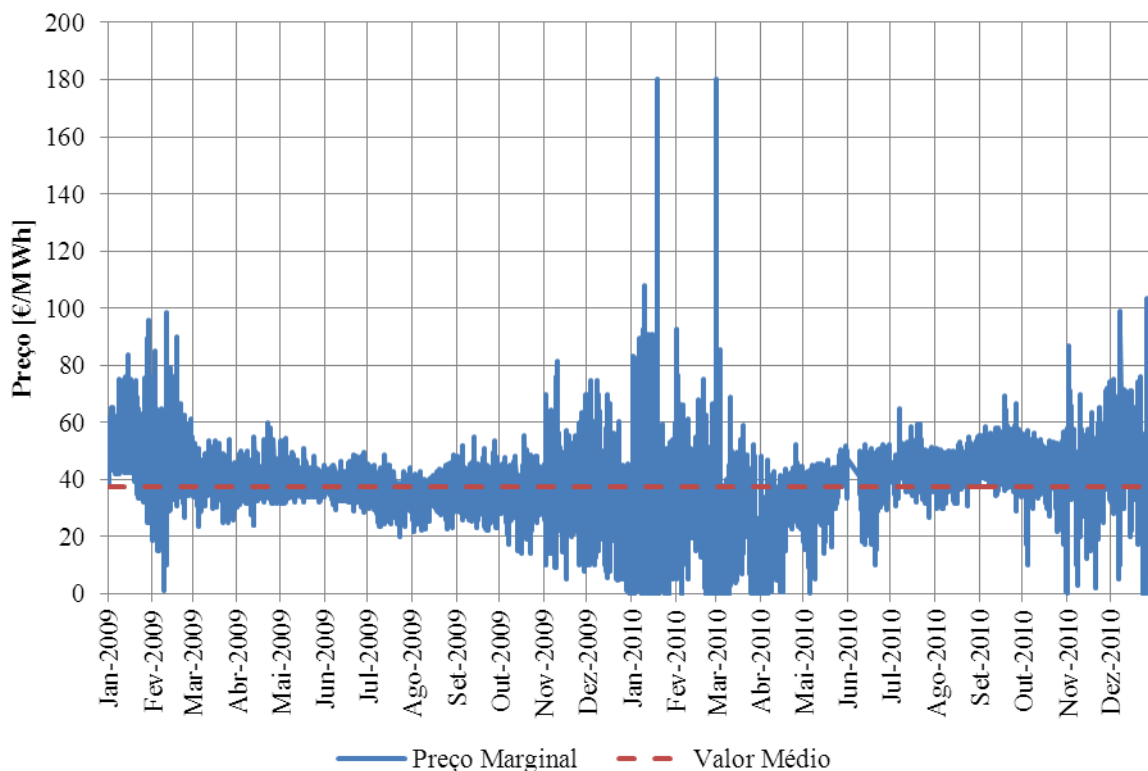


Fig. 34 - Preço da energia em Portugal no mercado diário (OMEL, 2009-2010)

Na Tabela 4 são apresentados os valores médios pagos aos produtores eólicos para a energia que entregaram à rede durante o mesmo período.

Tabela 4 – Tarifa média paga aos geradores eólicos

2009*	93.7 [€ / MWh]
2010**	91.6 [€ / MWh]

* (IEA Wind Energy, 2010)

** (IEA Wind Energy, 2011)

A partir destas informações, foi determinado um perfil tarifário médio horário dos dois anos em questão a partir dos preços médios da energia para cada hora. À seguir, este perfil médio horário foi normalizado com base no valor médio dos preços. Finalmente, o perfil normalizado foi multiplicado pela média das tarifas pagas em 2009 e 2010 aos geradores eólicos, resultando no perfil tarifário mostrado na Fig. 35.

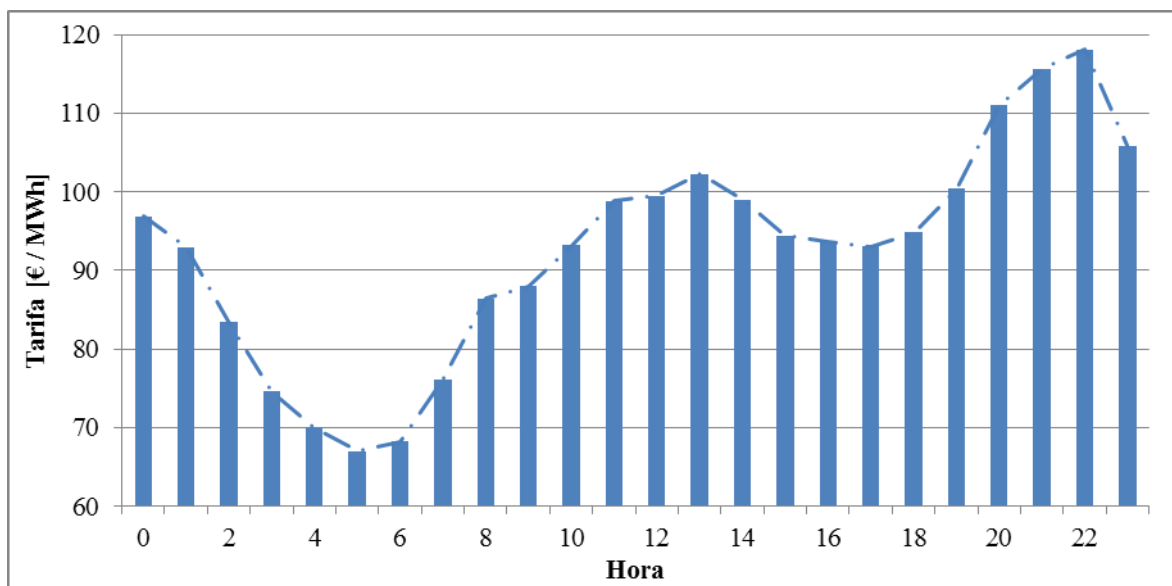


Fig. 35 - Perfil diário da tarifa eólica calculada

A obtenção dum perfil de carga característico resumiu-se ao cálculo da média dos diagramas de carga característicos do inverno e verão para o sistema eléctrico Português (Fig. 36).

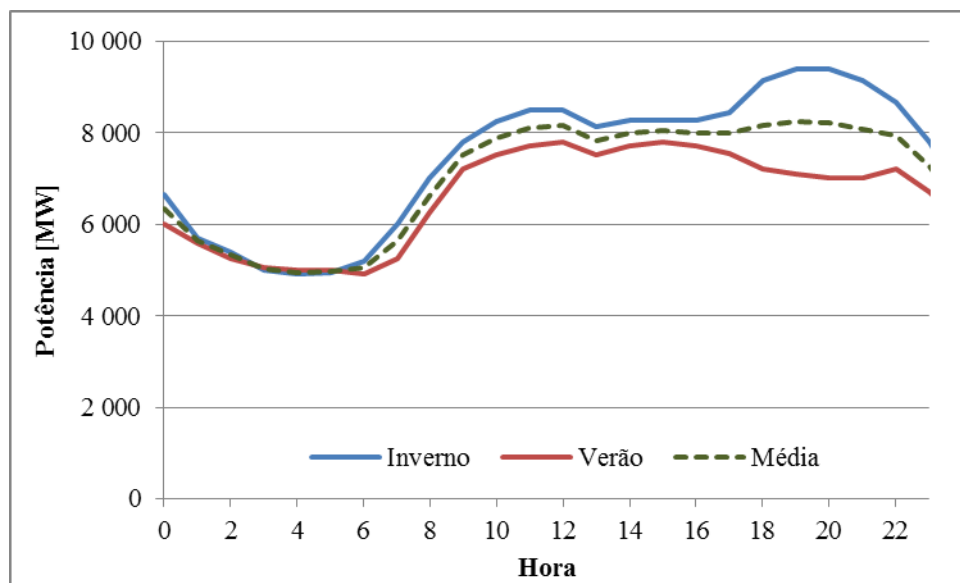


Fig. 36 - Diagrama de carga dos dias característicos (REN, 2011)

4.6. Síntese e aplicação dos modelos

Os modelos apresentados ao longo do capítulo 4 são aplicados em dois casos de estudo de localidades Portuguesas que possuem centrais eólicas: Ourém (Fig. 37) e Sicó (Fig. 38). Para cada localidade será usada uma série de vento representativa das características locais dos seus recursos eólicos, com resolução de 30 minutos.

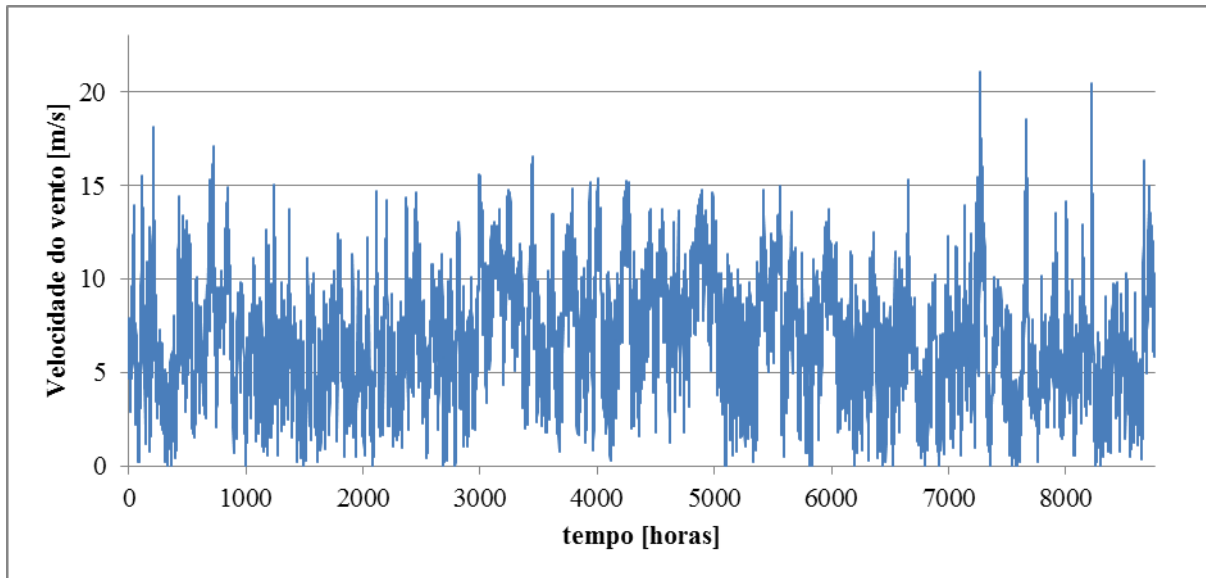


Fig. 37 – Série de vento de Ourém 2003: caso 1

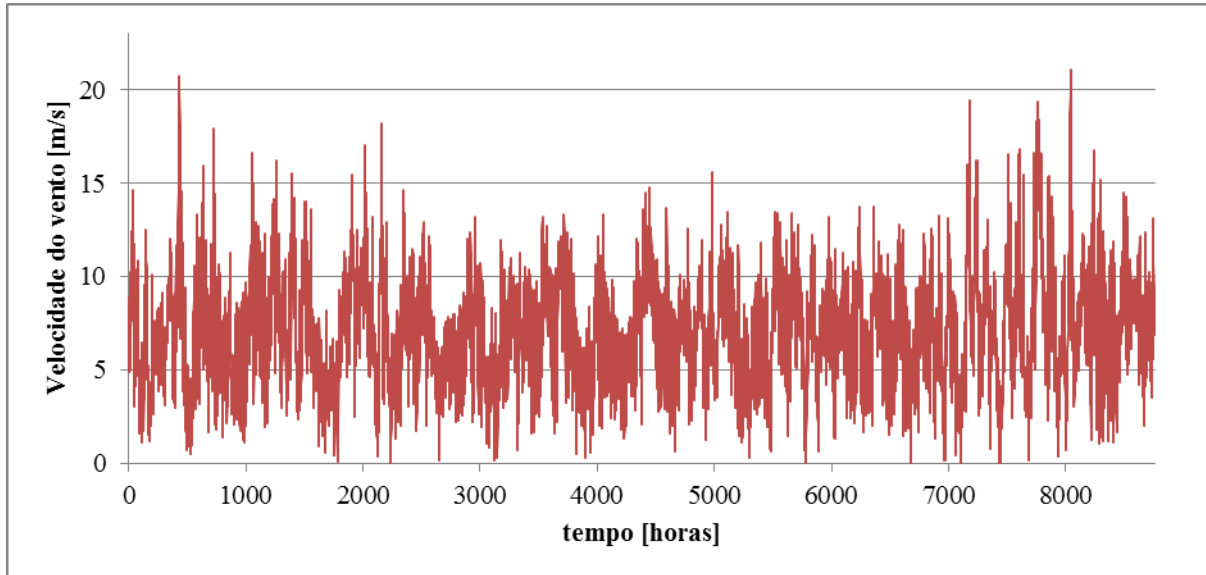


Fig. 38 – Série de vento de Sicó 2005: caso 2

Em ambos os casos de estudo é utilizada a mesma série de irradiância, com resolução de 1 hora (Fig. 39). A utilização de uma única série de irradiância não compromete a fiabilidade do trabalho, uma vez que as localidades são relativamente próximas e não é esperada uma diferença significativa nas suas irradiações anuais.

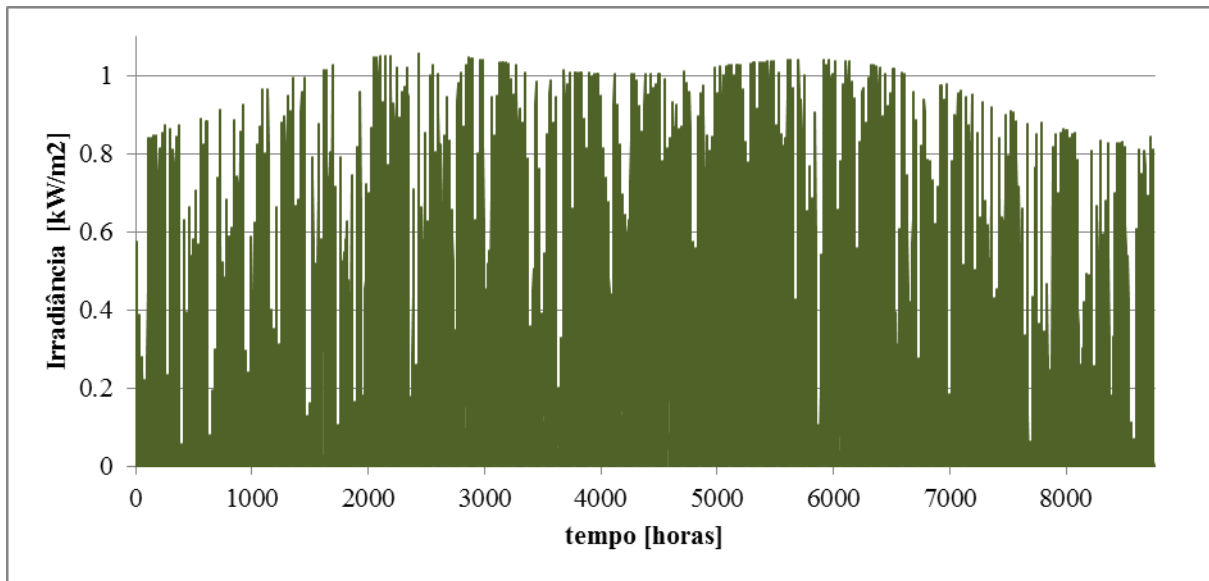


Fig. 39 – Série anual de referência de irradiação: Lisboa

Cada um dos casos de estudo simulados é composto por três cenários, conforme a Tabela 5. Nos casos onde há sobreequipamento, ou seja, a potência instalada é maior que a potência licenciada, o controlo dinâmico da central deve manter a potência dentro do limite licenciado a todo instante, ao custo de desperdiçar parte da capacidade de produção de energia.

Tabela 5 – Cenários constituintes dos casos de estudo

Cenários	Composição	Potência Instalada	Potência Licenciada
Aerogeradores	4 aerogeradores de 2MW	8 MW	8 MW
Sobreequipamento Eólico	4 aerogeradores de 2 MW + 1 aerogerador de 2 MW	10 MW	8 MW
CRV	4 aerogeradores de 2MW + central PV de 2 MW	10 MW	8 MW

As saídas destes modelos com interesse para este trabalho são as séries de potência das centrais e de tensão no ponto de ligação, apesar dos modelos utilizados permitirem uma análise pormenorizada de cada máquina.

5. Resultados

5.1. Caso 1

Após a simulação dos três cenários constituintes do caso 1, obtiveram-se séries anuais de potência e tensão para cada um dos casos. A Fig. 40 apresenta um intervalo de um mês das séries de potência para cada um dos cenários. Destacam-se os platôs existentes no cenário do sobreequipamento eólico, devidos à limitação dinâmica da potência.

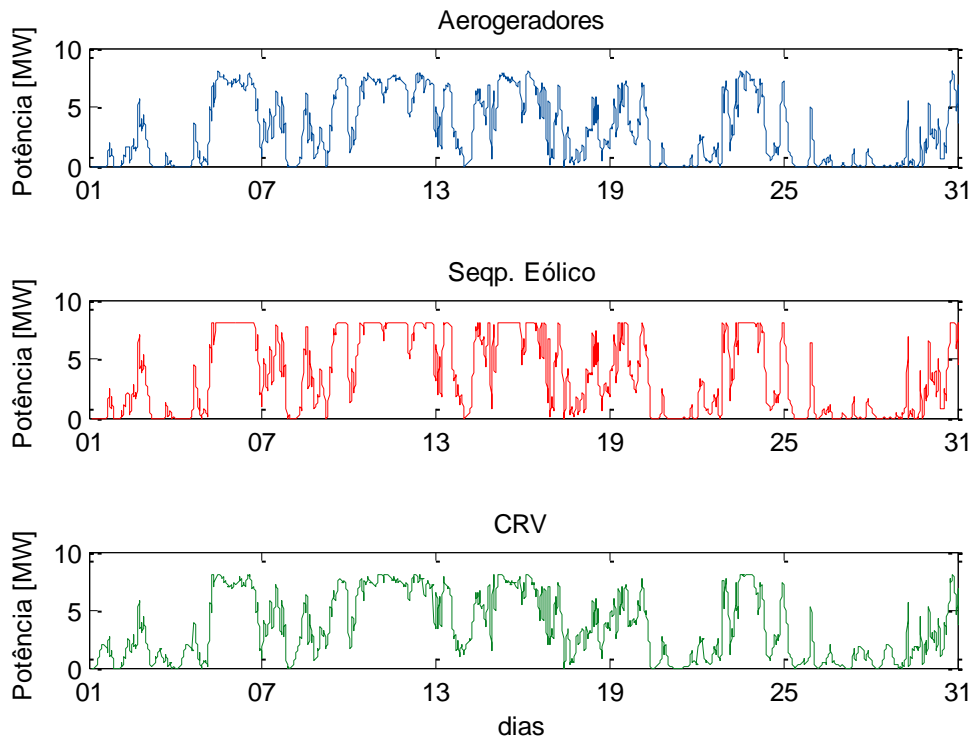


Fig. 40 – Série de potência ao longo de um mês para cada um dos três cenários simulados no caso 1

Através da categorização horária das potências ao longo das séries anuais obtidas na saída das simulações, obtêm-se o perfil médio apresentado na Fig. 41. O perfil é adimensionalizado com uma potência de base de 8 MW. No cenário em que é simulada a instalação de sobreequipamento eólico (linha vermelha) pode-se observar que o perfil resultante é altamente correlacionado ao do cenário base, onde há somente 8 MW de aerogeradores e nenhum sobreequipamento (linha azul pontilhada). Destaca-se a complementaridade existente entre o recurso eólico e fotovoltaico (linha tracejada azul), com uma correlação de $-0,41$ entre os seus perfis médios, cuja integração no perfil da CRV (linha verde) apresenta um comportamento mais bem correlacionado com a carga e com o perfil tarifário. Os perfis de carga e tarifa aparecem nesta figura e nas seguintes adimensionalizados, apenas de uma maneira ilustrativa.

Resultados

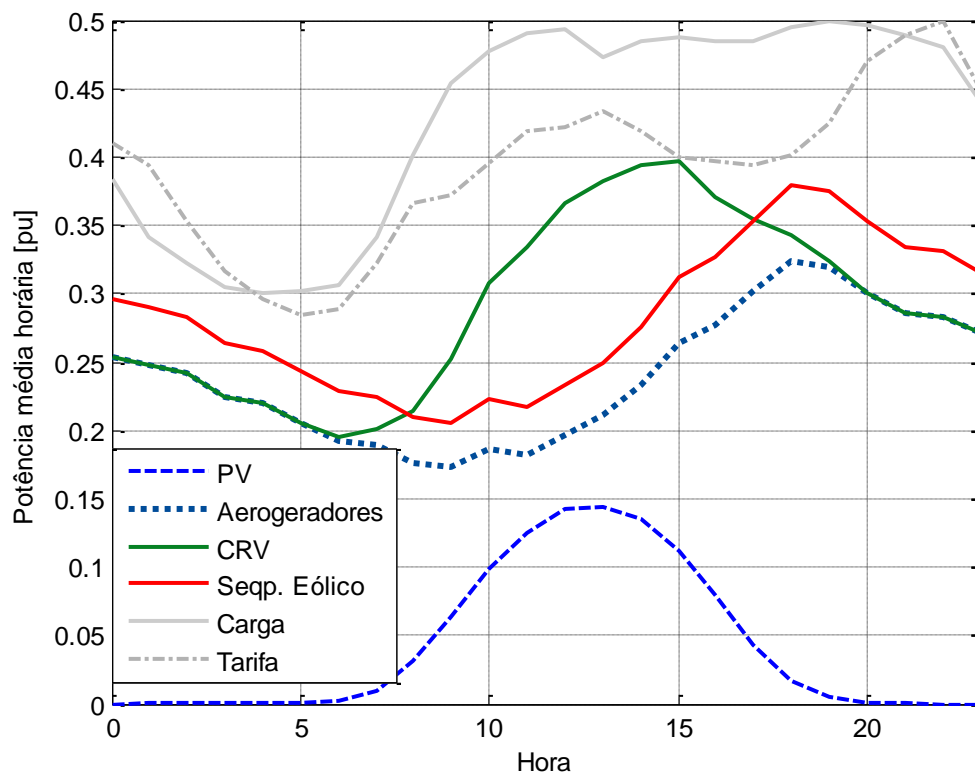


Fig. 41 - Perfis diários médios do caso 1

A Tabela 6, calculada com base na Fig. 41, apresenta as correlações dos perfis diários dos cenários em estudo com a carga e com a tarifa. Mais uma vez se comprova o melhor ajuste às curvas de carga e de tarifa quando as FER são combinadas do que quando são individualmente consideradas.

Tabela 6 - Correlação dos perfis de geração com as curvas de carga e tarifa

	Carga	Tarifa
Aerogeradores	0,41	0,52
PV	0,54	0,21
Sobreequipamento Eólico	0,41	0,52
CRV (combinação Eólica com PV)	0,82	0,57

Outro benefício imediato da agregação de diferentes fontes renováveis com perfis diários com algum grau de complementaridade é o aumento do factor de capacidade das infra estruturas de ligação de 24,0% (somente aerogeradores) para 29,2% (no cenário da CRV). A adição da mesma potência de geração eólica (sobreequipamento eólico) corresponde a um aumento do factor de capacidade para 28,8% (Tabela 7).

A correlação negativa entre o recurso eólico e o fotovoltaico beneficia não somente os promotores das centrais, devido ao melhor uso das infra estruturas de ligação, como também beneficia os operadores das redes de transporte e distribuição, devido à sua alta correlação com a carga quando combinados.

Tabela 7 – Factor de capacidade das infra estruturas

	%	NEP'S
Aerogeradores	24,0	2 104
Sobreequipamento Eólico	28,8	2 523
CRV (combinação Eólica com PV)	29,2	2 558

Na Fig. 42 é apresentada a potência normalizada para um dos dias simulados neste primeiro caso de estudo. O aumento no factor de capacidade devido à instalação do sistema fotovoltaico pode ser

observado como a diferença entre os aerogeradores (pontilhado azul) e a CRV (verde), enquanto o aumento devido ao sobreequipamento eólico é percebido como a diferença entre os aerogeradores (pontilhado azul) e o sobreequipamento eólico (vermelho).

Analisando os perfis diários, fica mais uma vez evidente o papel dos sistemas de controlo ao limitarem a potência entregue pela central, principalmente no cenário da central eólica com sobreequipamento. É possível ainda notar a maior amplitude das variações de potência para a central eólica com sobreequipamento do que para a CRV.

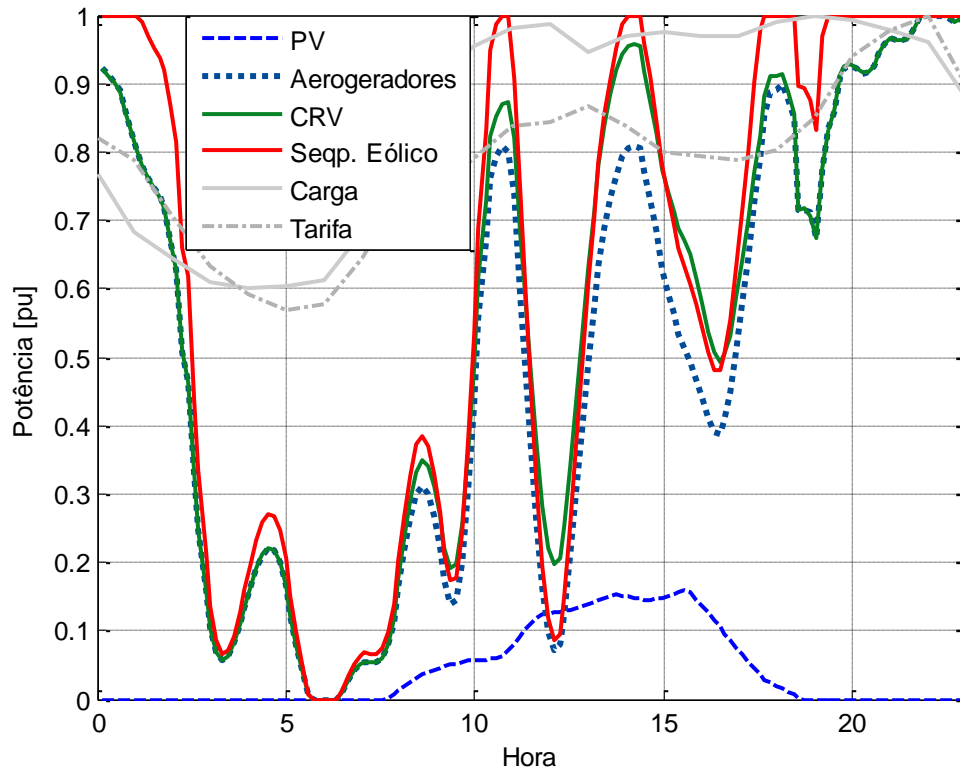


Fig. 42 - Potência instantânea e perfil da carga e tarifa num dia típico

A Fig. 43 compara os perfis de tensão, no ponto de ligação, para o mesmo dia típico para os cenários simulados. No cenário do sobreequipamento eólico, a adição de mais um aerogerador de tecnologia com fraca capacidade de regulação de energia reactiva torna as oscilações de tensão mais acentuadas.

Os valores médios de tensão e o seu desvio padrão para todo o período da simulação são apresentados na Tabela 8. Mais uma vez a configuração da CRV mostra um melhor perfil de tensões tanto em termos da tensão média (mais próxima de 1,000) quanto em termo das suas flutuações (menor desvio padrão).

Tabela 8 – Estatísticas do perfil de tensão no PL

	Tensão média [pu]	$\sigma_{\text{tensão}}$ [pu]
Aerogeradores	1,011	0,0058
Sobreequipamento eólico	1,014	0,0069
CRV	1,007	0,0033

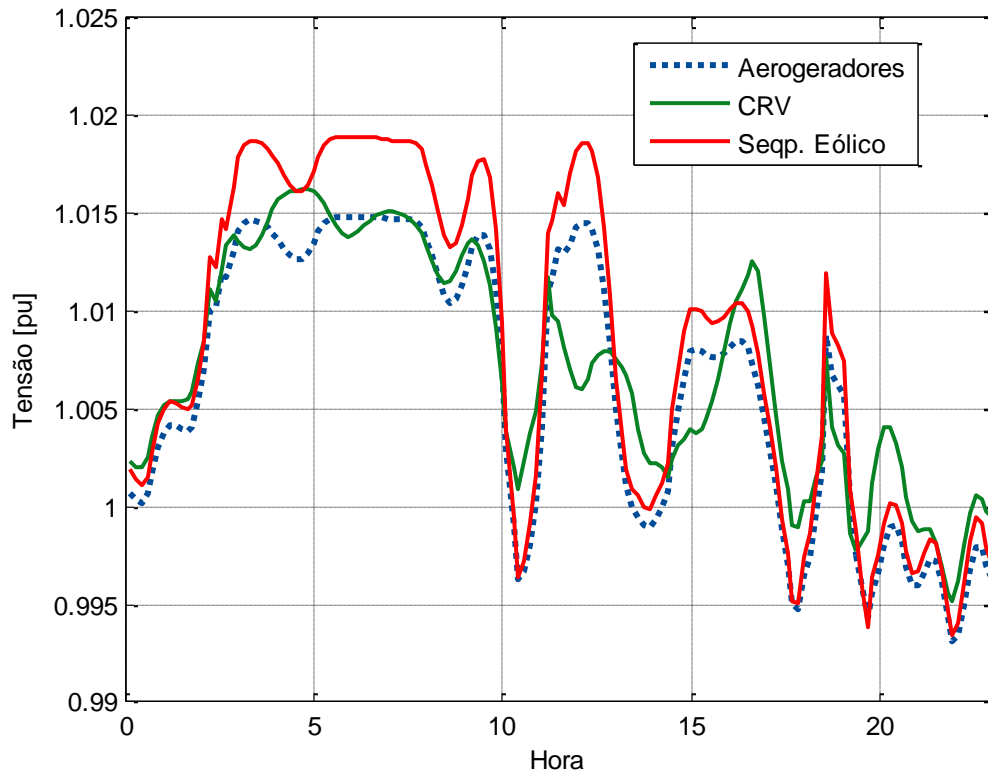


Fig. 43 - Perfil das tensões no PL num dia típico

As variações em degrau da potência para os três cenários simulados neste caso de estudo são apresentadas na Fig. 44, Fig. 45 e Fig. 46. Todas foram calculadas em três intervalos de tempo: 30 minutos, 1 hora e 4 horas. A diferença percebida entre as curvas das variações em degrau para os cenários onde há somente eólicas e o cenário da CRV deve-se a existência de menos situações onde a variação de potência é zero. Essas situações são frequentemente aquelas onde há produção nula ou de produção máxima e em que o controle dinâmico garante a entrega da potência máxima contratada à custa do desperdício de parte da energia. Pode-se observar que variações em degrau de 1 hora inferiores à $\pm 10\%$ da capacidade licenciada representam 77% dos casos para os cenários dos aerogeradores e da CRV e 74% para o cenário de sobreequipamento eólico.

Apesar da CRV apresentar maiores variações em degrau de potência que a eólica em alguns dos intervalos estudados, as diferenças são pequenas. Maiores diferenças são identificadas quando se observam as diferenças entre a CRV e uma central com sobreequipamento eólico (Tabela 9).

Ao calcular as médias e os desvios padrão das variações em degrau para os diferentes cenários e horizontes de tempo (Tabela 9), para os horizontes de tempo mais curtos, ou seja, entre os 30 minutos e 1 hora, observa-se que para as médias as variações em degrau de potência da CRV são inferiores às apresentadas por uma central com sobreequipamento eólico, além de serem muito semelhantes às variações em degrau de uma central eólica sem sobreequipamento. Observa-se ainda que a dispersão das variações em degrau de potência nestes intervalos de tempo é menor para a CRV, uma vez que esta possui os menores desvios padrão dentre os cenários estudados. Num horizonte de tempo mais alargado, 4 horas, a CRV ainda possui menores variações em degrau que uma central com sobreequipamento eólico, apesar das suas variações em degrau serem aqui mais gravosas que a de uma central eólica sem sobreequipamento.

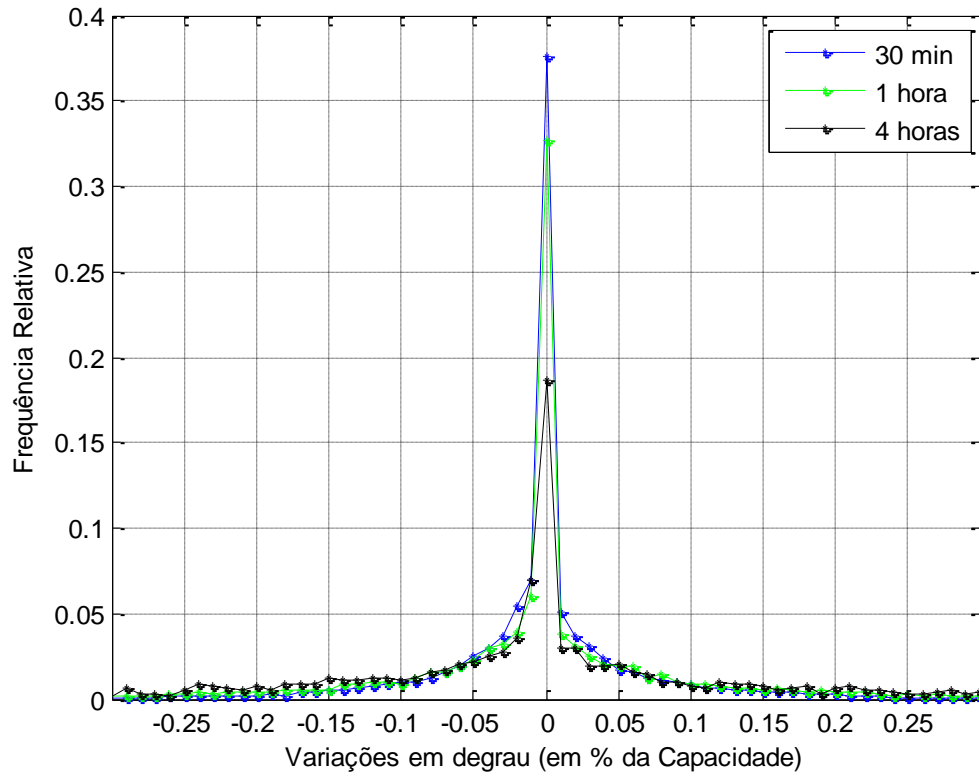


Fig. 44 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário dos aerogeradores

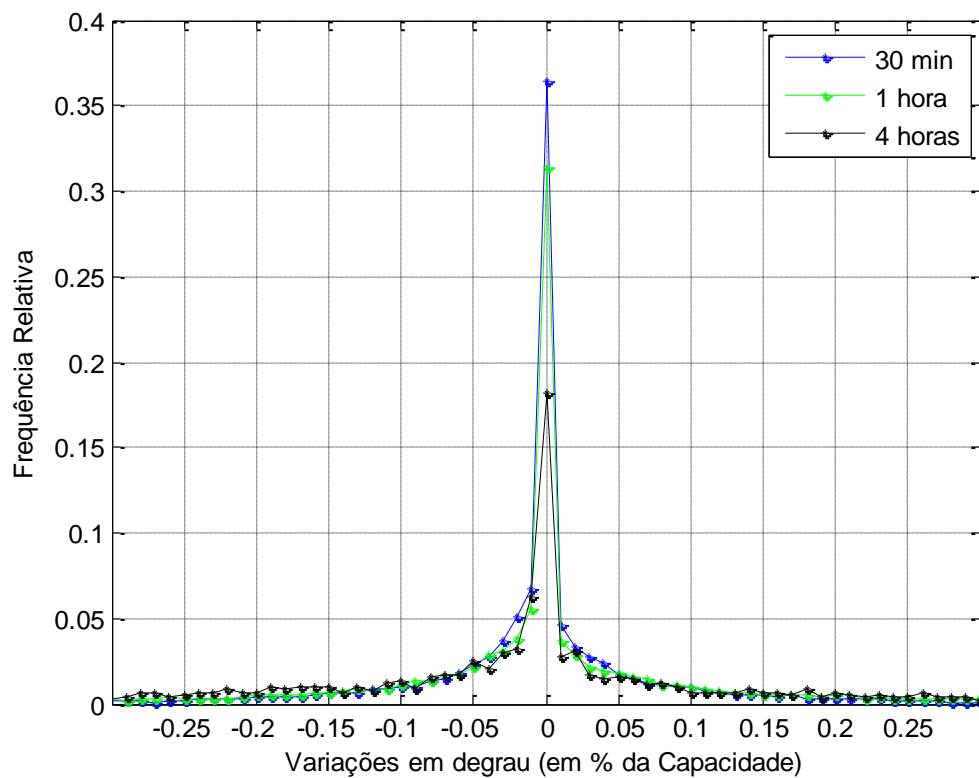


Fig. 45 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário de sobreequipamento eólico

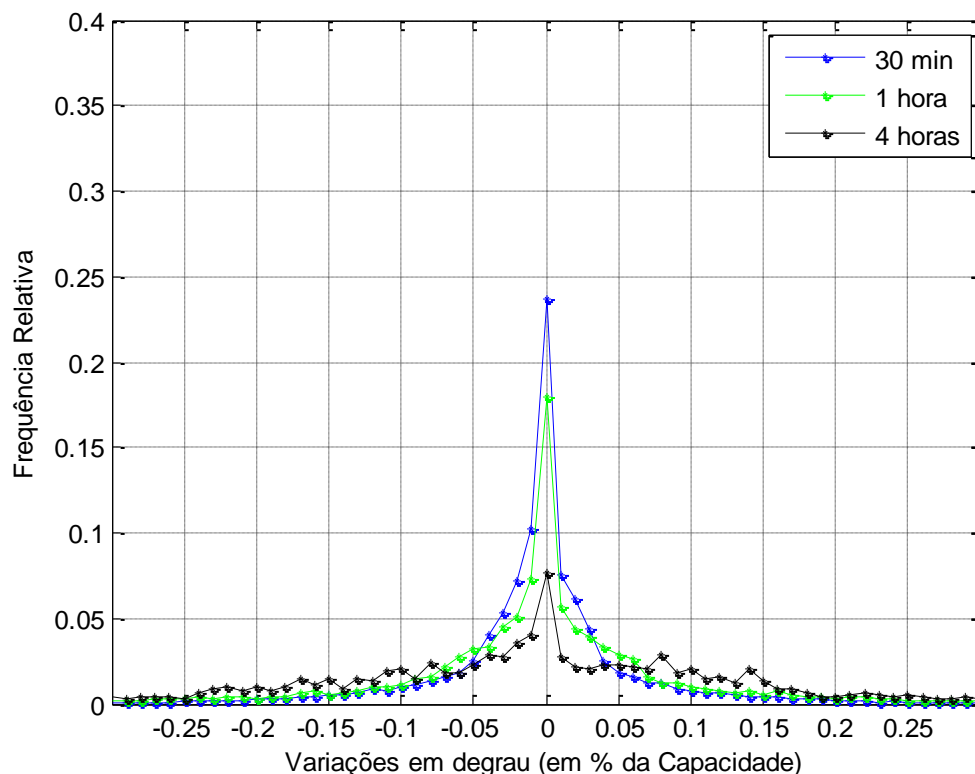


Fig. 46 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário da CRV

Tabela 9 – Média e desvio padrão (σ) das variações em degrau [pu]

Intervalo	Aerogeradores		Sobreequipamento eólico		CRV	
	Média	σ	Média	σ	Média	σ
30 minutos	0,0408	0,0751	0,0490	0,0909	0,0430	0,0741
1 hora	0,0660	0,1180	0,0795	0,1430	0,0703	0,1171
4 horas	0,1183	0,1876	0,1427	0,2278	0,1330	0,1912

Uma interpretação da Tabela 9 é possível assumindo que as variações em degrau estão normalmente distribuídas, estando 32% dos casos fora de $\pm 1\sigma$ e apenas 0,3% deles, fora de $\pm 3\sigma$. Desta forma pode-se inferir a partir destes dados que em 99,7% das variações de potência da CRV em um intervalo de 30 minutos são menores que $3 \times 0,0741$ ($\pm 22,23\%$) de 8 MW, ou seja, $\pm 1,78$ MW.

Quando se avaliam as máximas variações em degrau ocorridas nos cenários estudados (Tabela 10) mais uma vez não se notam diferenças significativas entre o cenário base e a CRV. Estes dois cenários diferenciam-se no entanto do cenário com sobreequipamento eólico. A correlação negativa entre o recurso eólico e o fotovoltaico favorece novamente a CRV, impedindo maiores variações de potência em todos os intervalos de tempo estudados.

Tabela 10 – Variações em degrau máximas absolutas [pu]

Intervalo	Aerogeradores	Sobreequipamento eólico	CRV
30 minutos	0,6438	0,8080	0,6443
1 hora	0,8181	1,0000	0,8149
4 horas	0,8309	1,0000	0,8581

É possível visualizar as mesmas variações em degrau de uma maneira diferente, organizando as suas ocorrências em ordem decrescente, formando uma curva de duração (Fig. 47, Fig. 48 e Fig. 49). Através da observação das curvas de duração é possível, mais uma vez, constatar a similaridade das variações em degrau do cenário de base com as variações em degrau do cenário da CRV, enquanto o

cenário do sobreequipamento eólico apresenta variações em degrau mais gravosas, principalmente em situações mais próximas dos extremos.

Foram exploradas ainda as vantagens decorrentes da adição de um sistema de armazenamento de energia ao conjunto eólico e fotovoltaico da CRV, com capacidade de trazer alguma regularização ao perfil diário de produção. Este sistema de armazenamento de energia é composto dum banco de baterias, ligado através dum inversor/rectificador, de potência nominal de 2MW e com uma eficiência total no ciclo de carga e descarga de 80%. Foi considerada uma política de operação do banco de baterias onde este só entraria em carga nas horas de menor tarifa e só injectaria energia na rede nas horas com maior tarifa.

Uma vez definido o sistema e uma política de operação, foi feita uma análise sobre todo o período simulado considerando diferentes capacidades de armazenamento para o banco de baterias. A Fig. 50, apresenta os totais de energia entregue à rede para cada hora do dia ao longo do período de simulação.

Foram exploradas ainda as vantagens decorrentes da adição de um sistema de armazenamento de energia ao conjunto eólico e fotovoltaico da CRV, com capacidade de trazer alguma regularização ao perfil diário de produção. Este sistema de armazenamento de energia é composto dum banco de baterias, ligado através dum inversor/rectificador, de potência nominal de 2MW e com uma eficiência total no ciclo de carga e descarga de 80%. Foi considerada uma estratégia de operação do banco de baterias onde este só entraria em carga nas horas de menor tarifa e só injectaria energia na rede nas horas com maior tarifa.

Uma vez definido o sistema e uma estratégia de operação, foi feita uma análise sobre todo o período simulado considerando diferentes capacidades de armazenamento para o banco de baterias. A Fig. 50, apresenta os totais de energia entregue à rede para cada hora do dia ao longo do período de simulação.

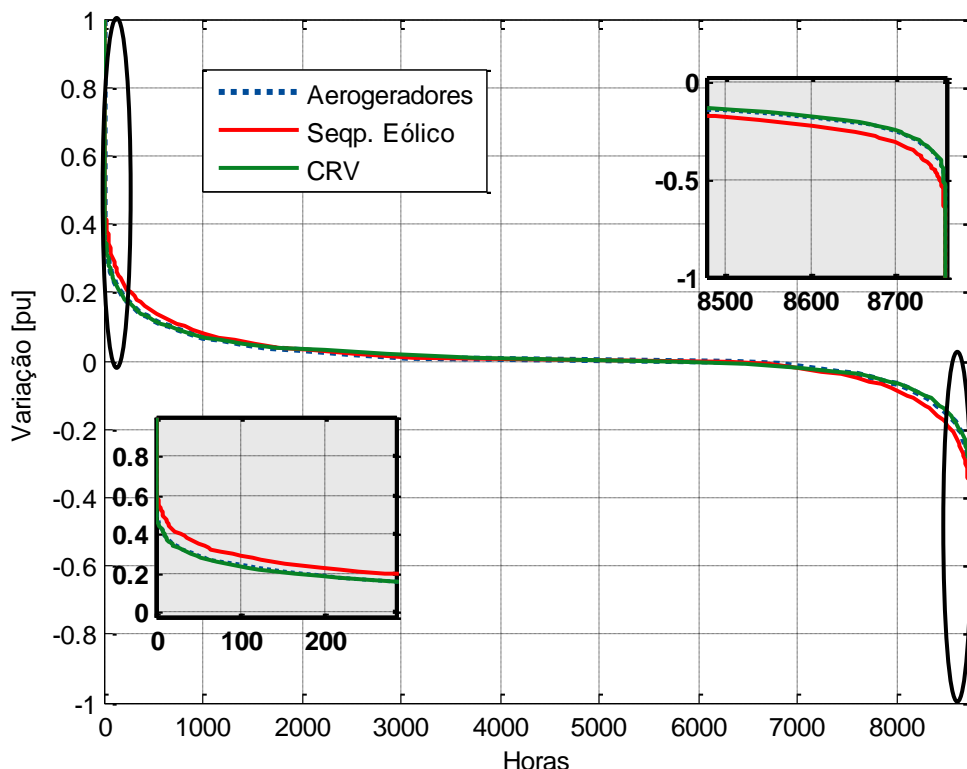


Fig. 47 - Curva de duração das variações de potência em intervalos de 30 minutos para todo o ano simulado

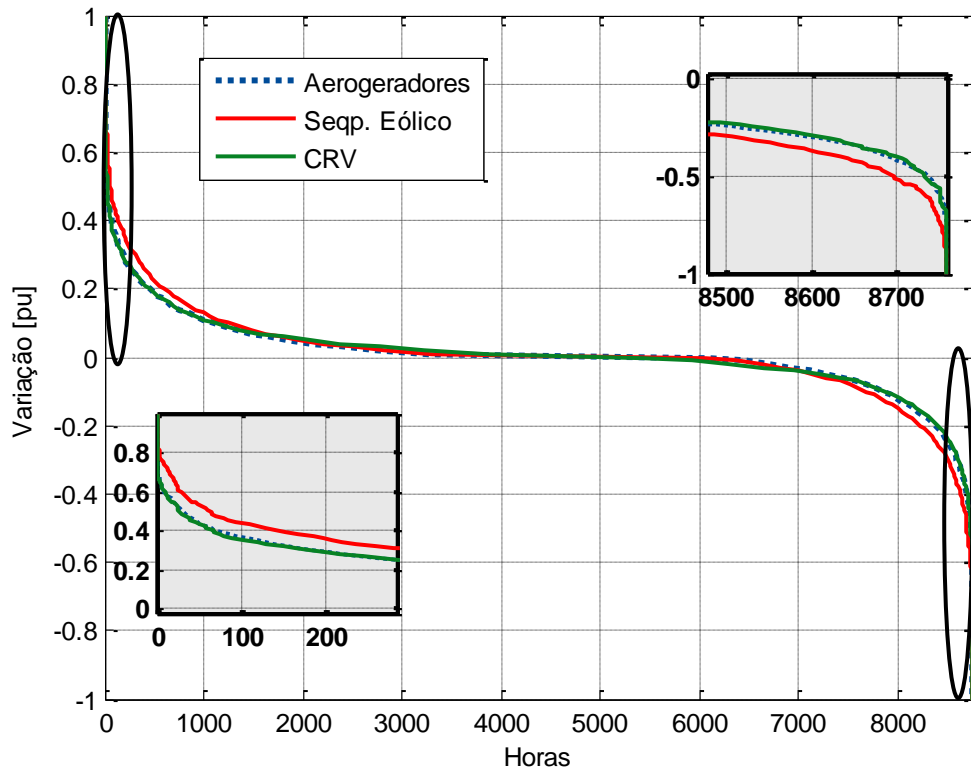


Fig. 48 – Curva de duração das variações de potência em intervalos de 1 hora para todo o ano simulado

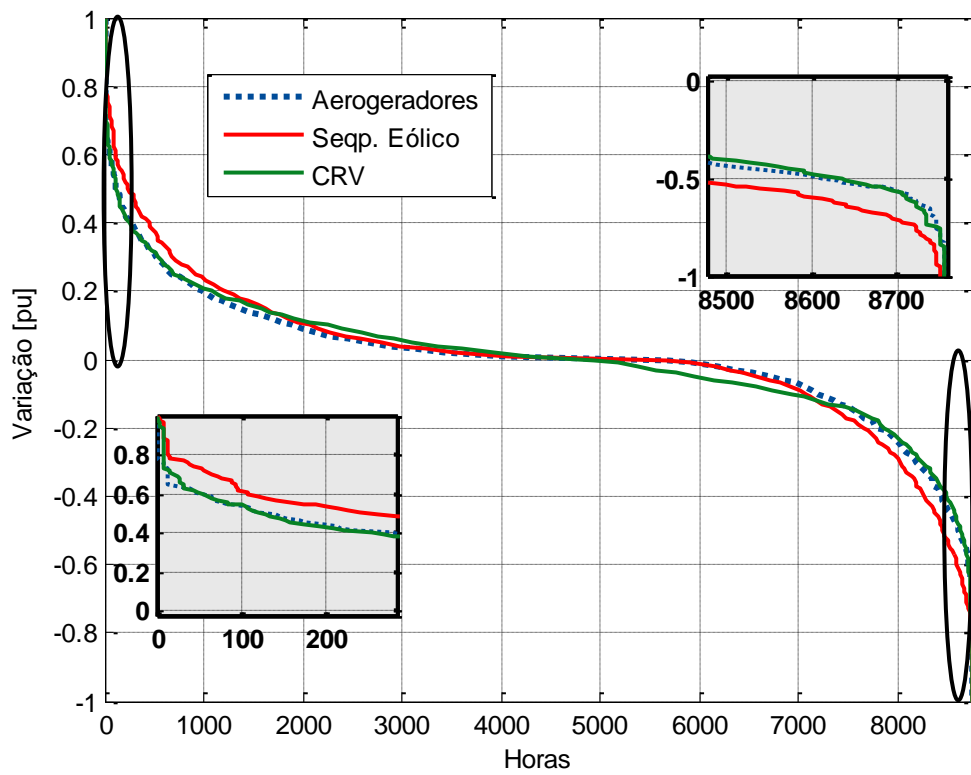


Fig. 49 – Curva de duração das variações de potência em intervalos de 4 horas para todo o ano simulado

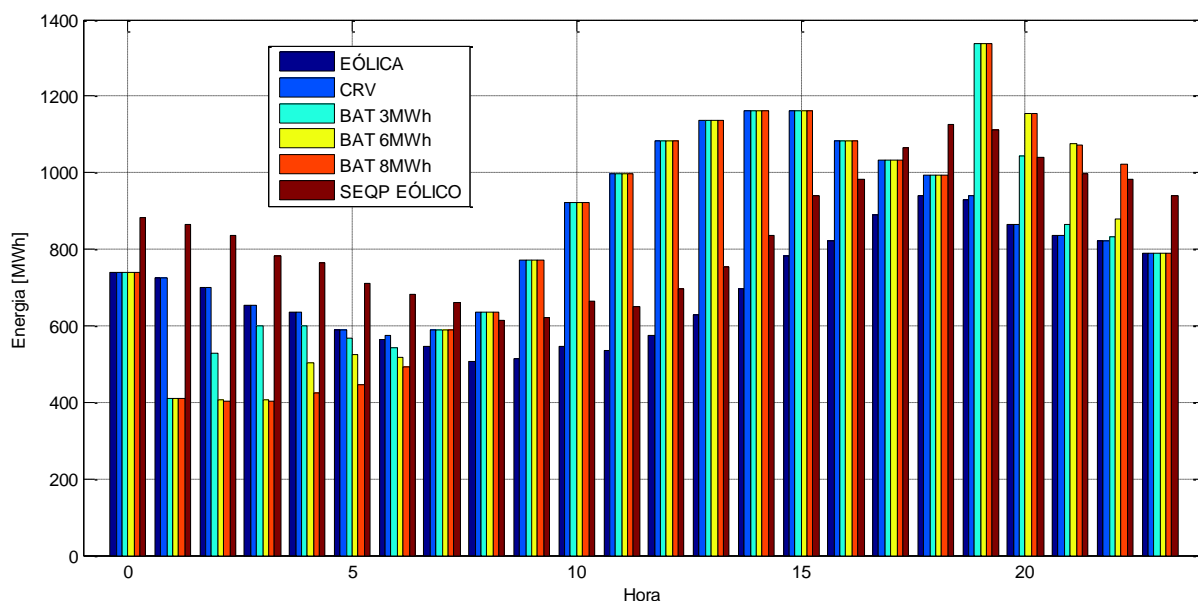


Fig. 50 - Energia total produzida para cada hora

Considerando o perfil tarifário diário (explicitado na secção 4.5), foi obtida a valorização da energia para os cenários simulados e para a adição de soluções de armazenamento, conforme resultados na Tabela 11. É importante ressaltar o facto de que os benefícios calculados para a adição de um sistema de armazenamento de energia levam em conta apenas a melhora do perfil energético diário, não reflectindo todo o potencial que estes sistemas oferecem (i.e. fornecimento de serviços de sistema por parte das Centrais Renováveis Virtuais juntamente com capacidade adicional de compensação de flutuações de potência).

Tabela 11 – Energia total produzida e facturação esperada

Cenário	Energia [MWh]	Facturação [€]	Benefício Potencial [€]	Benefício Potencial
Aerogeradores	16 827	1 582 617	-	-
Sobreequipamento eólico	20 206	1 899 858	317 241	20%
CRV	20 445	1 930 426	347 810	22%
CRV + Bateria 3MWh	20 429	1 940 713	358 096	23%
CRV + Bateria 6MWh	20 313	1 946 558	363 941	23%
CRV + Bateria 8MWh	20 272	1 950 806	368 189	23%

É de notar que apesar de a facturação ser maior nos cenários em que a CRV possui um sistema de armazenamento, estas não são as situações em que mais energia é entregue à rede. Isto deve-se ao facto de serem consideradas perdas no ciclo de carga/descarga das baterias.

5.2. Caso 2

À semelhança do realizado no caso 1, obtiveram-se séries anuais de potência e tensão para cada um dos cenários. A Fig. 51 apresenta um intervalo de um mês das séries de potência.

Resultados

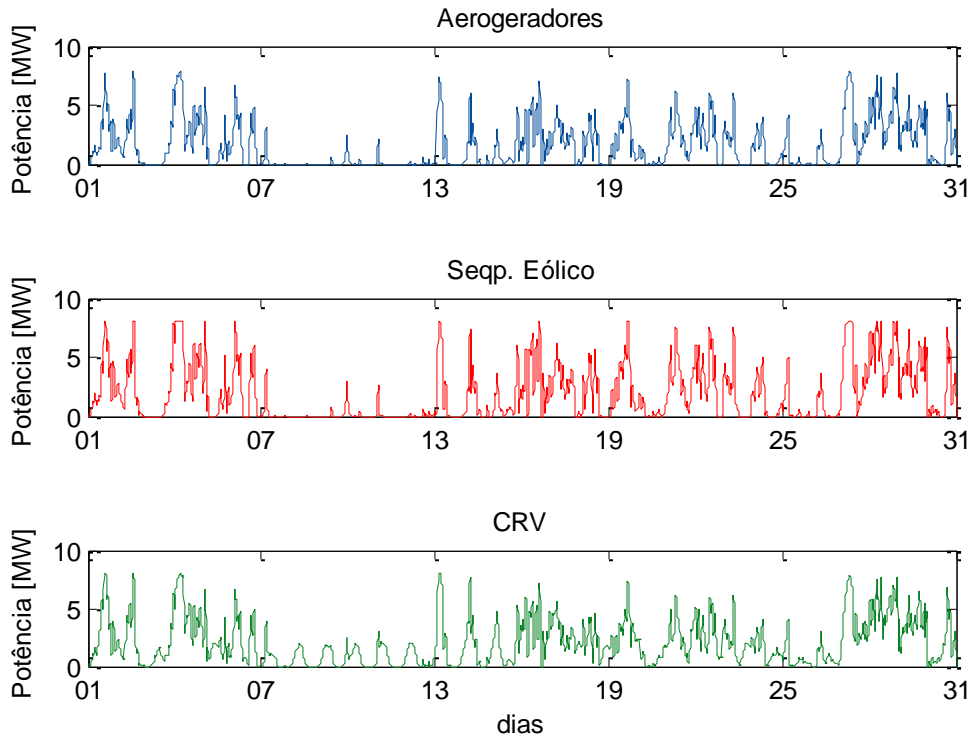


Fig. 51 - Séries de potência ao longo de um mês para os três cenários simulados no caso 2

Após a categorização horária das potências, foi obtido o perfil anual médio apresentado na Fig. 52. A única diferença entre este e o primeiro caso é o conjunto de dados utilizado, uma vez que diferentes localidades apresentam diferentes regimes de circulação dos ventos. Neste caso de estudo, os perfis eólico e fotovoltaico apresentam uma excelente complementaridade, com uma correlação de $-0,87$. Mais uma vez, são apresentadas de maneira ilustrativa curvas da carga e tarifa. A potência escolhida como base para adimensionalização é a potência licenciada, ou seja, 8MW.

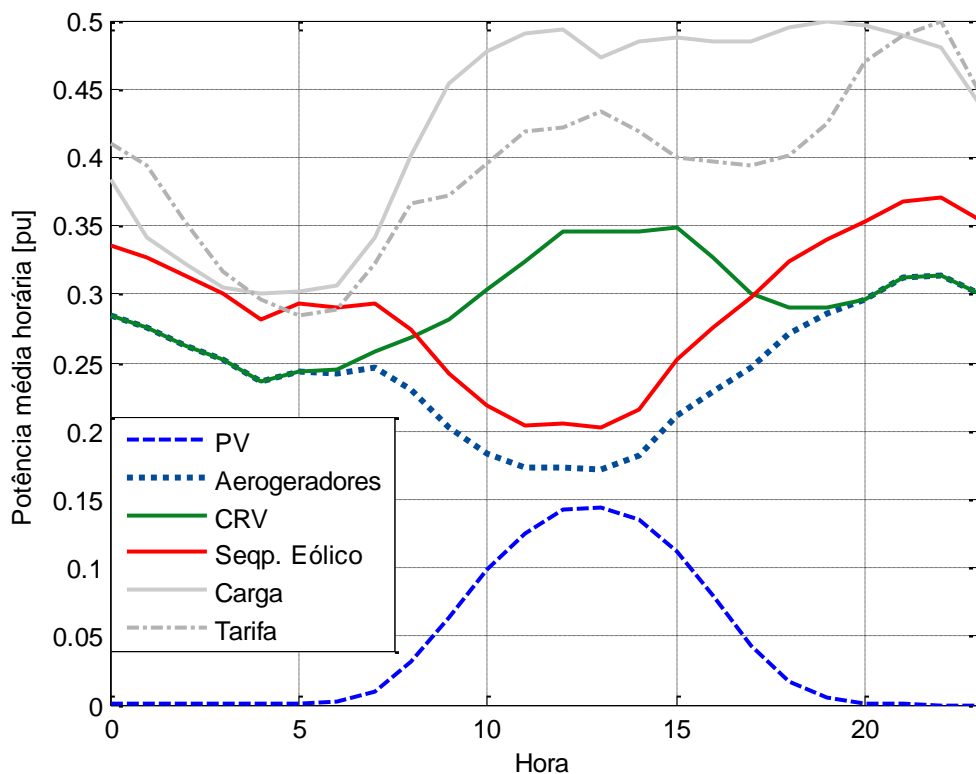


Fig. 52 - Perfis diários médios do caso 2

A Tabela 12 apresenta as correlações dos perfis diários dos cenários em estudo com a carga e com a tarifa. O perfil agregado da CRV apresenta uma melhor correlação com a carga e com a tarifa que os perfis eólico e fotovoltaico individualmente.

Tabela 12 - Correlação dos perfis de geração com as curvas de carga e tarifa

	Carga	Tarifa
Aerogeradores	-0,15	0,25
PV	0,54	0,21
Sobreequipamento Eólico	-0,15	0,24
CRV (combinação Eólica com PV)	0,84	0,72

Na análise do factor de capacidade das infra estruturas de ligação à rede (Tabela 13), a CRV apresenta resultados ligeiramente superiores aos do sobreequipamento eólico (29,5% e 29,3% respectivamente).

Tabela 13 – Factor de capacidade das infra estruturas

	%	NEP'S
Aerogeradores	24,3	2 125
Sobreequipamento Eólico	29,3	2 568
CRV (combinação Eólica com PV)	29,5	2 581

A Fig. 53 mostra a evolução da potência instantânea em um dia típico para cada um dos cenários simulados neste segundo caso de estudo. Mais uma vez é possível observar que a central com sobreequipamento eólico submete o sistema eléctrico a flutuações de potência mais abruptas que a CRV.

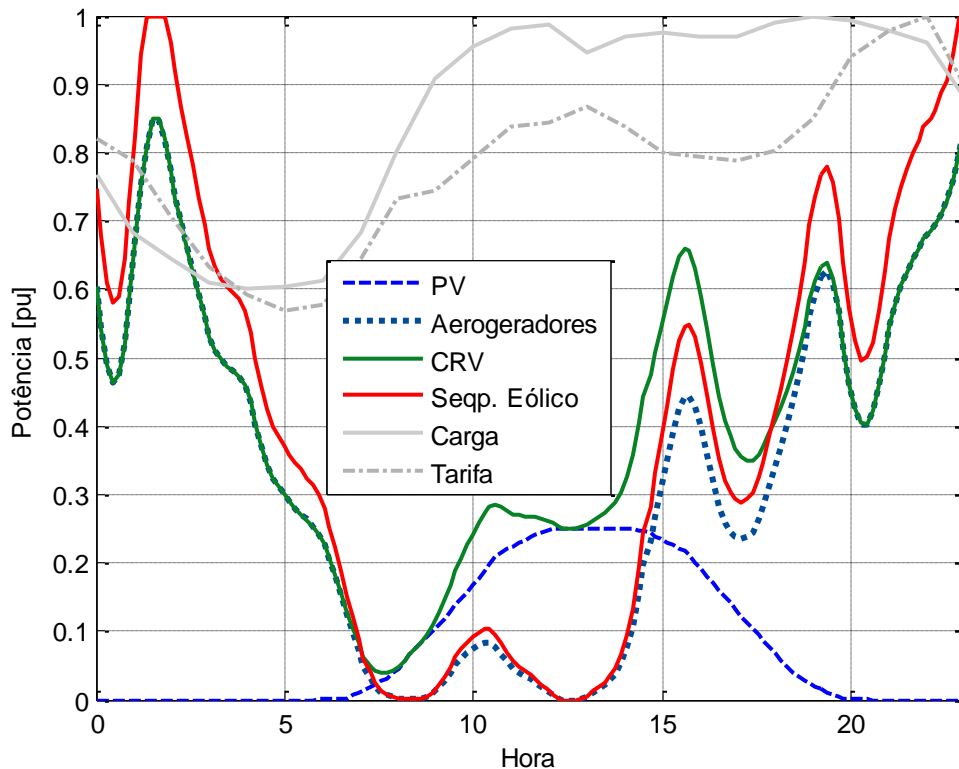


Fig. 53 - Potência instantânea e perfil da carga num dia típico

Na Fig. 54 são apresentados os perfis de tensão no ponto de ligação para o mesmo dia típico para os três cenários simulados. Enquanto o cenário com sobreequipamento eólico apresenta as flutuações de tensão mais extremas, o cenário da CRV apresenta o perfil de tensão mais regular no dia apresentado.

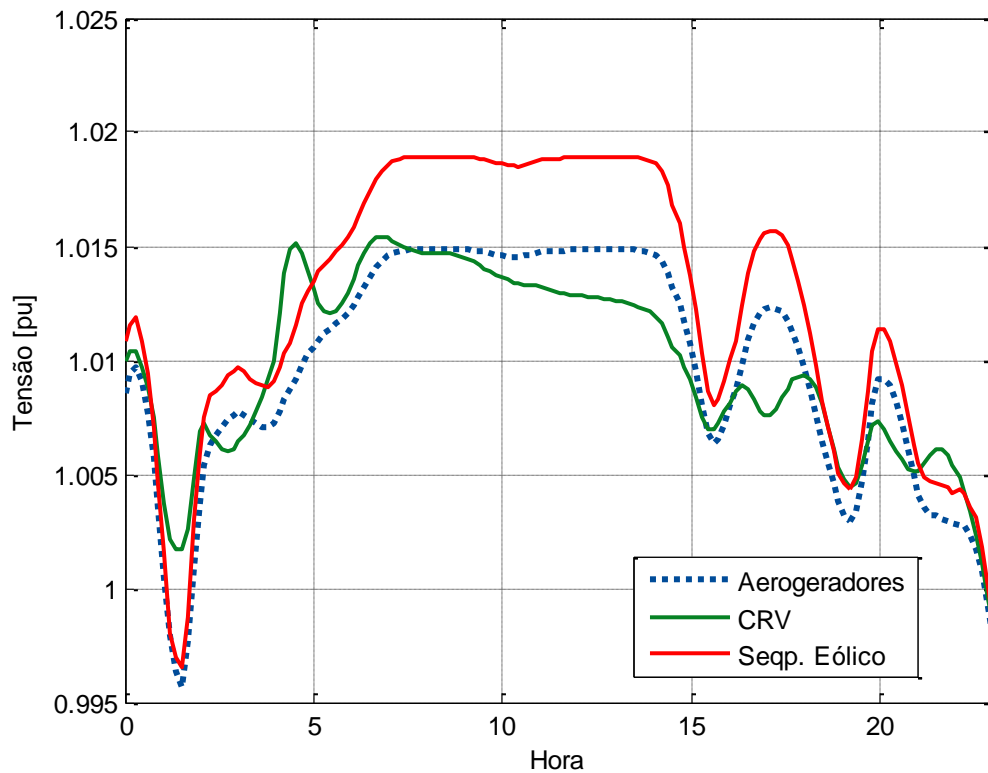


Fig. 54 - Perfil das tensões no PL num dia típico

Os valores médios de tensão e o seu desvio padrão para todo o período simulado neste segundo caso de estudo, são apresentados na Tabela 14. A CRV mostra um melhor perfil de tensões tanto em termos da tensão média (mais próxima de 1,000) quanto em termo das suas flutuações (menor desvio padrão).

Tabela 14 – Estatísticas do perfil de tensão no PL

	Tensão média [pu]	$\sigma_{\text{tensão}}$ [pu]
Aerogeradores	1,011	0,0055
Sobreequipamento eólico	1,014	0,0066
CRV	1,007	0,0034

As variações em degrau da potência para os três cenários simulados neste caso de estudo são apresentadas nas Fig. 55, Fig. 56 e Fig. 57. De maneira semelhante ao primeiro caso de estudo, os cenários onde há somente eólicas apresentam uma maior frequência de variações em degrau nulas, enquanto no caso da CRV, as variações em degrau encontram-se distribuídas em sua maioria, em valores próximos de zero. Pode-se observar que variações em degrau de 1 hora inferiores à $\pm 10\%$ da capacidade licenciada representam 71% dos casos para o cenário dos aerogeradores, 67% para o cenário de sobreequipamento eólico e 72% para o cenário da CRV.

Na Tabela 15 são apresentadas as médias e os desvios padrão das variações em degrau para os diferentes cenários e horizontes de tempo. Observa-se neste caso um único padrão em todos os horizontes de tempo: a média das variações em degrau da CRV é ligeiramente superior à média do caso de base, apresentando no entanto um desvio padrão ligeiramente menor. Tanto a média quanto o desvio padrão das variações em degrau da central eólica com sobreequipamento são mais elevados, reflectindo-se em maiores flutuações de potência com uma distribuição mais dispersa.

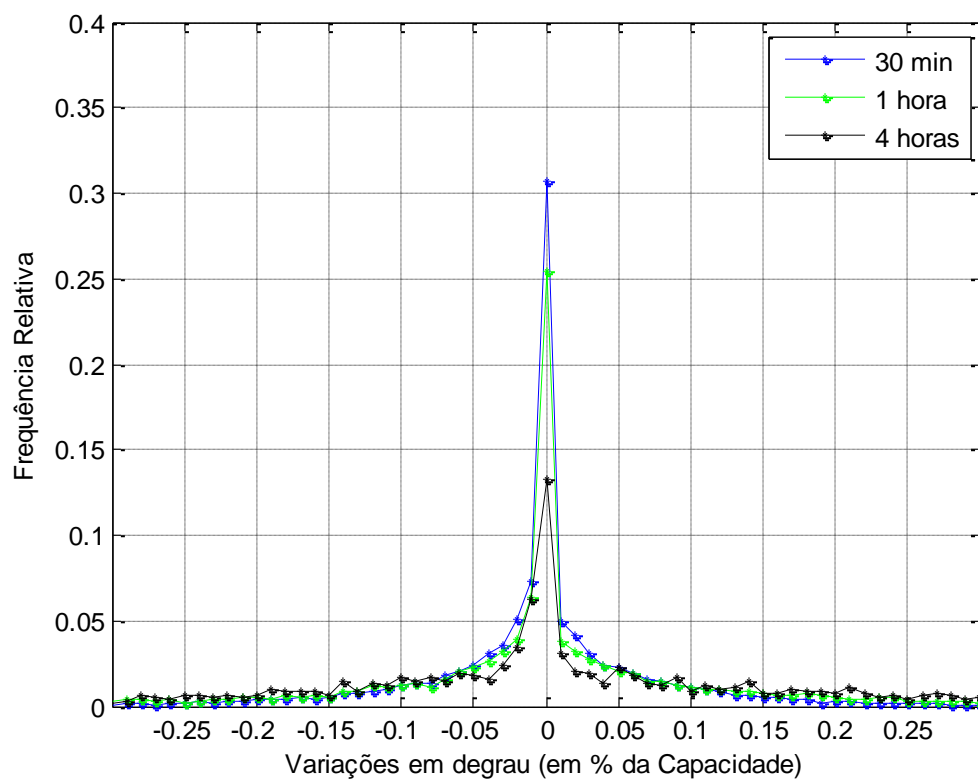


Fig. 55 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário dos aerogeradores

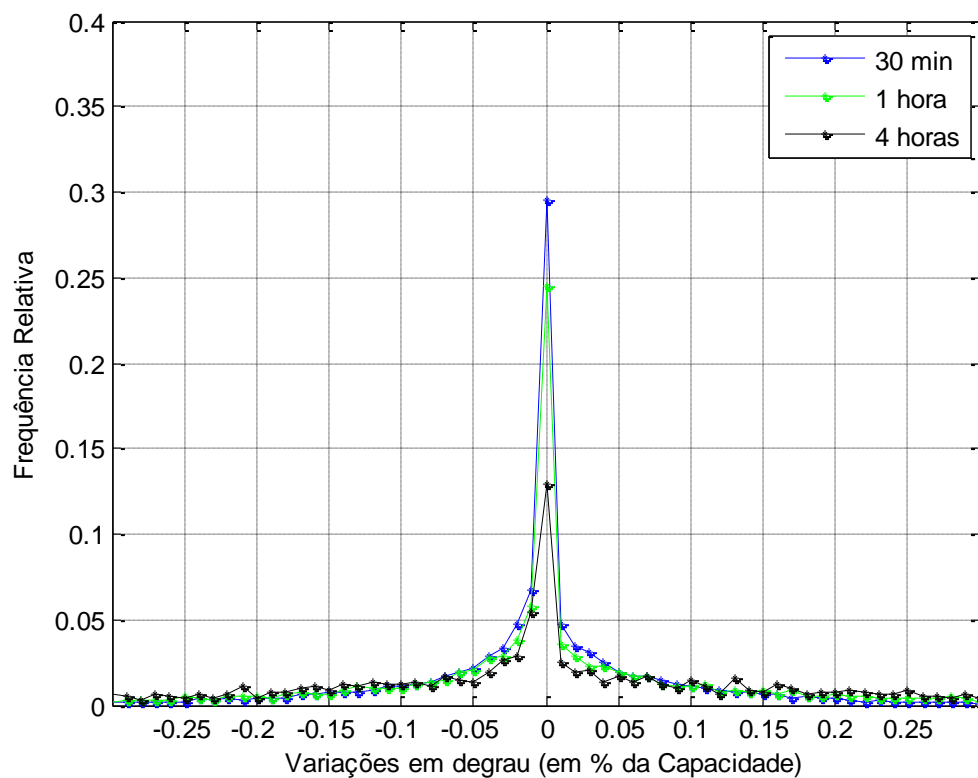


Fig. 56 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário de sobreequipamento eólico

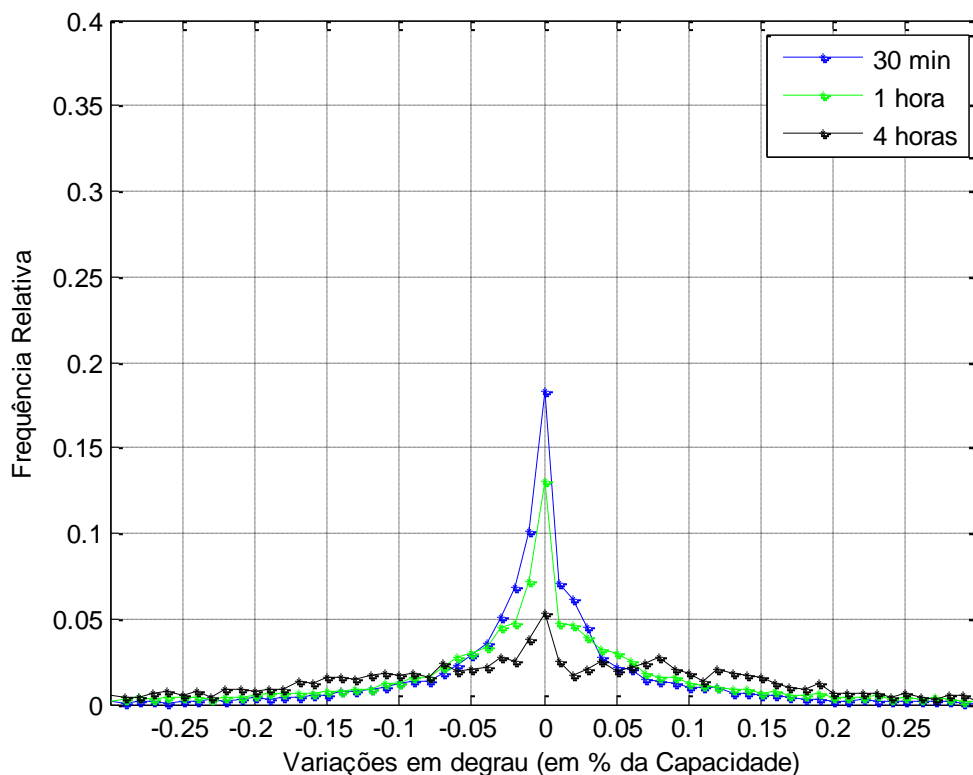


Fig. 57 - Variações em degrau da potência em 3 intervalos de tempo no cenário da CRV

Tabela 15 – Média e desvio padrão (σ) das variações em degrau [pu]

Intervalo	Aerogeradores		Sobreequipamento eólico		CRV	
	Média	σ	Média	σ	Média	σ
30 minutos	0,0505	0,0866	0,0611	0,1058	0,0521	0,0854
1 hora	0,0813	0,1361	0,0984	0,1662	0,0844	0,1342
4 horas	0,1379	0,2031	0,1663	0,2469	0,1443	0,1989

Quando se avaliam as máximas variações em degrau ocorridas nos cenários estudados (Tabela 16) mais uma vez não se notam diferenças significativas entre o cenário base e a CRV. Estes dois cenários diferenciam-se no entanto do cenário com sobreequipamento eólico. A correlação negativa entre o recurso eólico e o fotovoltaico favorece novamente a CRV, impedindo maiores variações de potência em todos os intervalos de tempo estudados.

Tabela 16 – Variações em degrau máximas absolutas [pu]

Intervalo	Aerogeradores	Sobreequipamento eólico	CRV
30 minutos	0,5464	0,6926	0,5602
1 hora	0,7957	0,9807	0,7847
4 horas	0,8312	1,0000	0,8404

As curvas de duração das variações em degrau de potência para todos os cenários e intervalos de tempo são apresentadas nas Fig. 58, Fig. 59 e Fig. 60. É possível mais uma vez através da análise destas curvas constatar a similaridade das variações em degrau do cenário de base com as variações em degrau do cenário da CRV, enquanto o cenário do sobreequipamento eólico apresenta variações em degrau mais gravosas, principalmente em situações mais próximas das variações em degrau extremas.

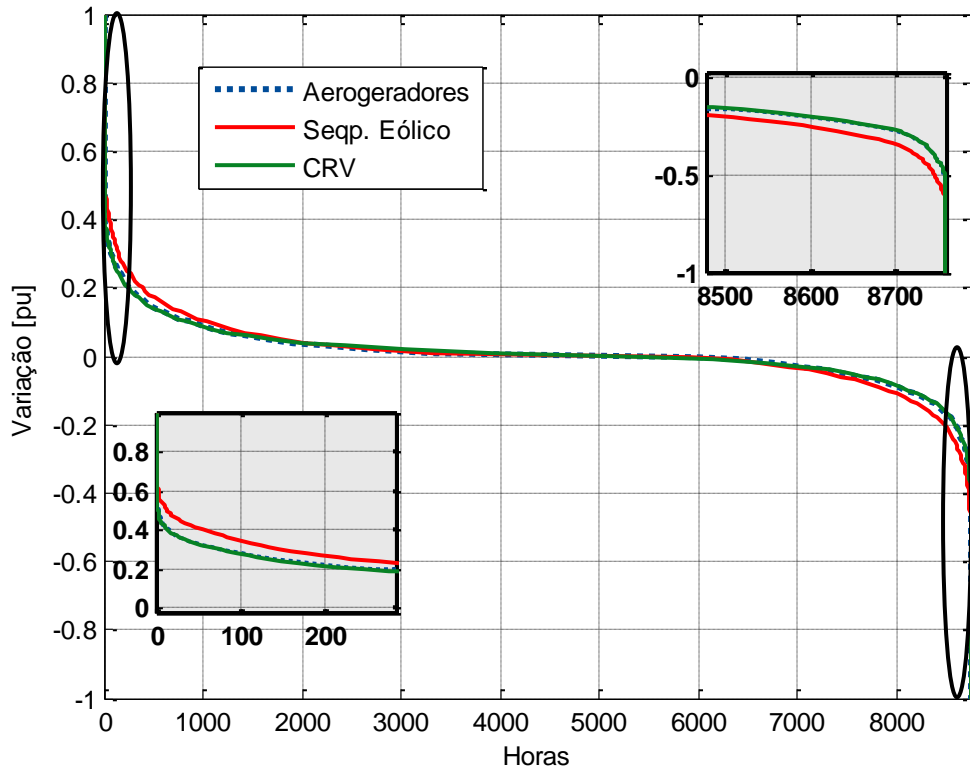


Fig. 58 - Curva de duração das variações de potência em intervalos de 30 minutos para todo o ano simulado

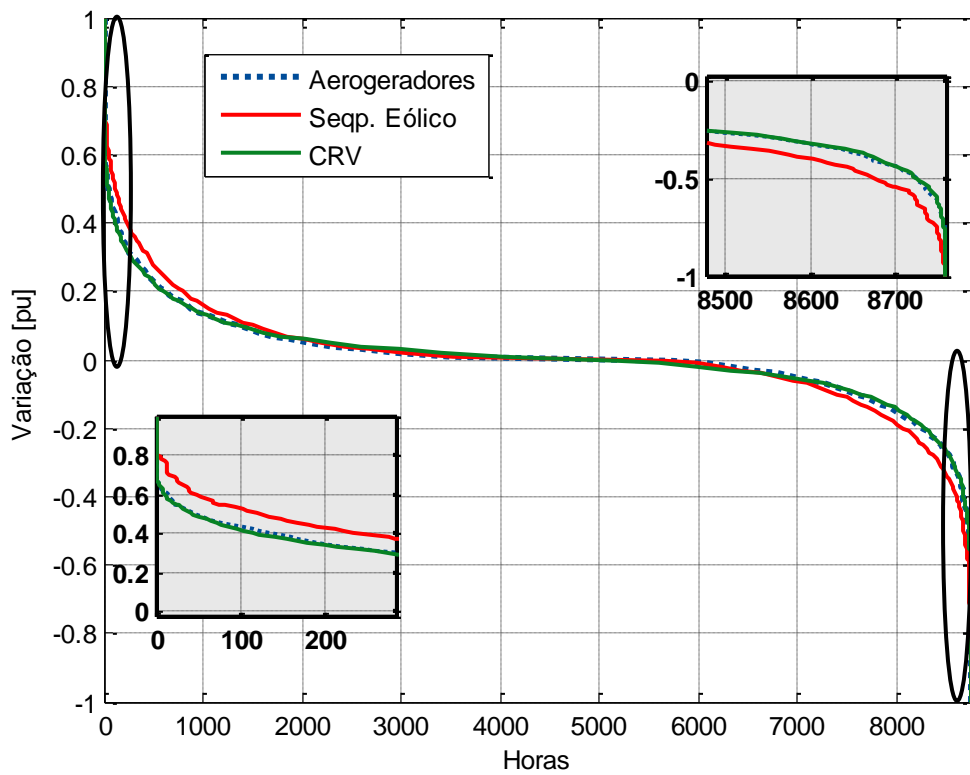


Fig. 59 - Curva de duração das variações de potência em intervalos de 1 hora para todo o ano simulado

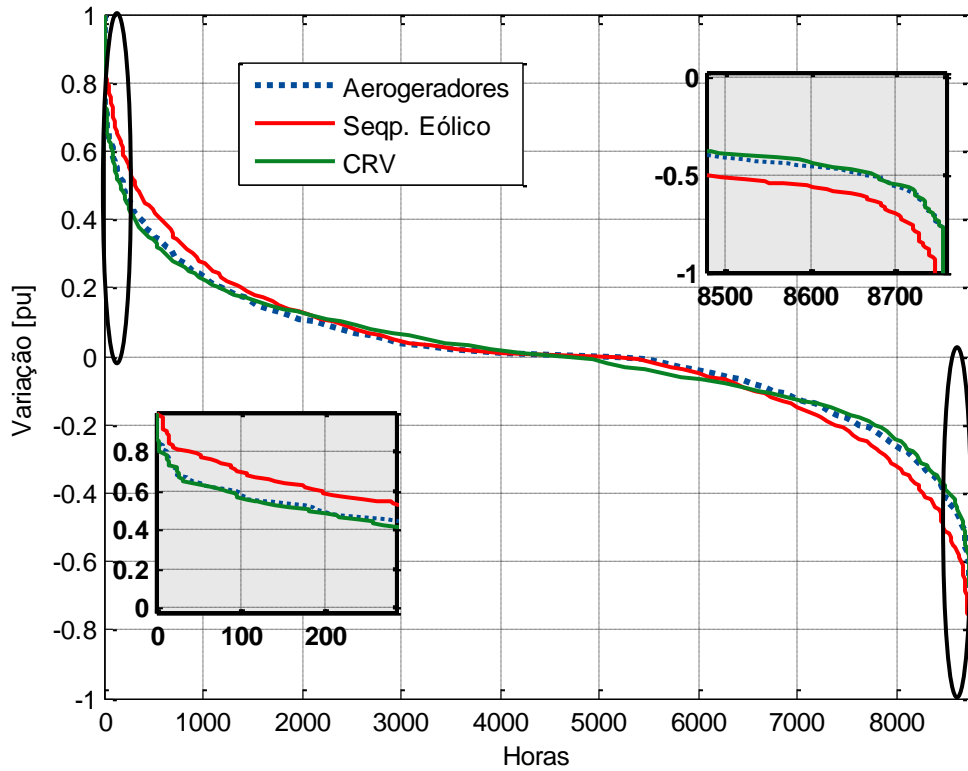


Fig. 60 – Curva de duração das variações de potência em intervalos 4 horas para todo o ano simulado

Foi feita uma análise, explorando a adição de um sistema de armazenamento de energia com as mesmas características daqueles considerados no primeiro caso de estudo (secção 5.1). A Fig. 61, apresenta os totais de energia entregue à rede para cada hora do dia ao longo do período de simulação.

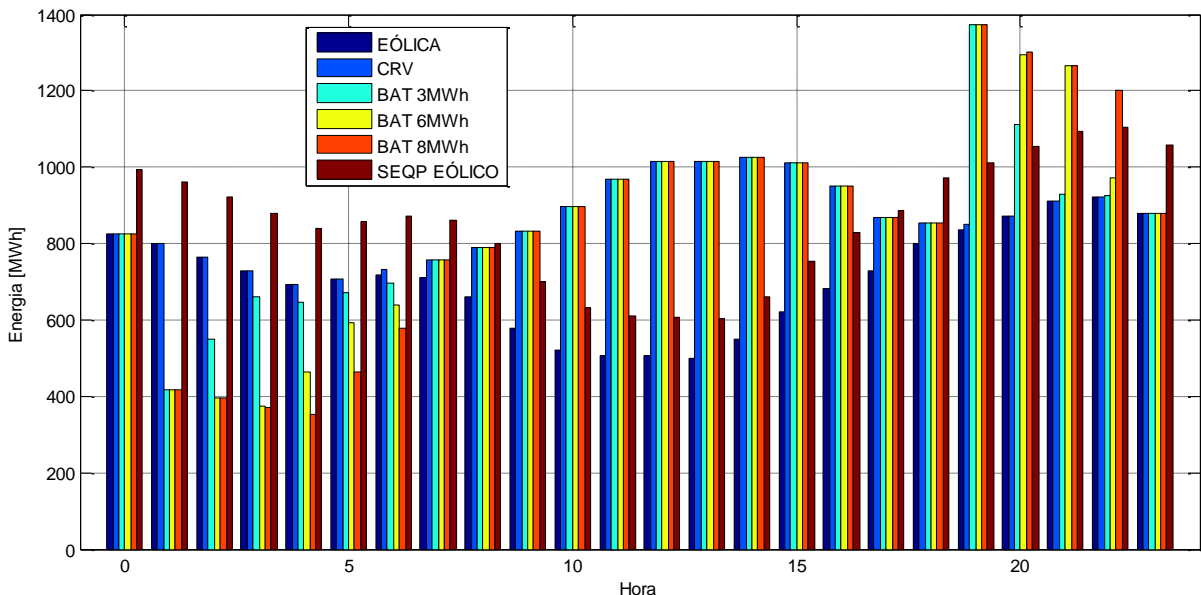


Fig. 61 - Energia total produzida para cada hora

Considerando o perfil tarifário diário (explicitado no Capítulo 4.5), foi obtida a valorização da energia para os cenários simulados e para a adição de soluções de armazenamento, conforme resultados na Tabela 17.

Tabela 17 – Energia total produzida e facturação esperada

Cenário	Energia [MWh]	Facturação [€]	Benefício Potencial [€]	Benefício Potencial
Aerogeradores	17 021	1 588 128	-	-
Sobreequipamento eólico	20 559	1 917 519	329 391	17%
CRV	20 667	1 938 686	350 558	18%
CRV + Bateria 3MWh	20 511	1 953 573	365 445	19%
CRV + Bateria 6MWh	20 479	1 962 404	374 276	19%
CRV + Bateria 8MWh	20 411	1 969 543	381 415	19%

6. Conclusão

Foi avaliada uma configuração de CRV que aproveita as instalações de centrais eólicas já existentes para integração de centrais solares fotovoltaicas na rede eléctrica. Tomou-se como ponto de partida uma pequena alteração na legislação Portuguesa, que permite que centrais eólicas tenham 20% de sobreequipamento, considerando um cenário em que fosse permitida a instalação de FER de diferente natureza.

Dois casos de estudo, utilizando uma ferramenta comercial de simulação de sistemas de energia, foram realizados para averiguar a viabilidade de tal medida. Foram utilizados modelos que consideraram o recurso eólico e solar de duas localidades distintas de Portugal, bem como as características típicas da rede eléctrica. Em cada caso de estudo, foram avaliados 3 diferentes cenários: (1) uma central eólica constituindo o 'cenário base', (2) a instalação de sobreequipamento eólico, e (3), instalação de sobreequipamento solar fotovoltaico, constituindo uma CRV.

Em ambos os casos de estudo foi constatada a complementaridade do recurso eólico e solar, no que diz respeito ao perfil diário médio (correlações de -0,41 e -0,87), sendo que o perfil agregado tem melhor correlação com a carga (0,82 e 0,84) e com a tarifa (0,57 e 0,72) do que os recursos eólico e solar PV individualmente.

A correlação negativa dos recursos eólico e solar reflecte-se em um maior factor de diversidade da geração, fazendo melhor uso das infra estruturas de ligação da central e também da rede eléctrica à qual se liga. A correlação negativa dos recursos também resulta numa menor quantidade de energia desperdiçada, seja pelo controlo dinâmico da central (para manter a potência dentro do limite máximo licenciado), seja pela energia desperdiçada na resolução de congestionamentos de energia.

O factor de capacidade da central eólica foi substancialmente aumentado quando geração fotovoltaica foi adicionada, passando de 2 104 NEP'S (24,0%) para 2 558 NEP'S (29,2%) no primeiro caso de estudo e de 2 125 NEP'S (24,3%) para 2 581 NEP'S (29,5%) no segundo caso de estudo. Adicionalmente, a instalação de sobreequipamento eólico também aumentou o factor de capacidade da central para 2 523 NEP'S (28,8%) no primeiro caso de estudo e 2 568 NEP'S (29,3%) no segundo caso de estudo.

Além da vantagem óbvia da CRV neste ponto, é importante lembrar que o valor de mercado da energia é intimamente relacionado com o perfil diário de carga. Assim, a adopção das CRVs pode facilitar a integração de centrais renováveis em mecanismos de remuneração de mercado, diminuindo a necessidade de subsídios para as FER, pois aumenta o factor de capacidade das centrais e proporciona a geração de energia com maior valor de mercado.

Com relação ao perfil de tensão, a CRV teve o comportamento esperado, apresentando o perfil mais estável e mais próximo do valor desejado (1 pu) em ambos os casos de estudo. Este resultado é devido à incapacidade do gerador de indução regular a tensão nos seus terminais e às insuficiências do controlo simples de potência reactiva instalado nos terminais dos aerogeradores. São esperados resultados tão positivos quanto os obtidos caso a CRV fosse composta somente de aerogeradores ligados à rede por meio de inversores (tipos 3 e 4). Adicionalmente, as capacidades de controlo de potência reactiva, devidas à agregação de geração PV, podem facilitar a adequação de centrais eólicas de tecnologia antiga aos novos requerimentos dos operadores de rede quanto à operação durante cavas de tensão e na manutenção da estabilidade da rede.

Foram estudadas as flutuações de potência em três horizontes de tempo distintos: 30 minutos, 1 e 4 horas. As todas as estatísticas das variações em degrau de potência (média, desvios padrão e valores máximos absolutos) da CRV são muito próximas àquelas do cenário de base. Por outro lado, ao se analisar as mesmas estatísticas de uma central com sobreequipamento eólico, são encontrados piores resultados qualquer que seja o horizonte de tempo, significando maiores flutuações lentas de potência. Esta má performance (comparativamente) das centrais com sobreequipamento eólico está claramente ligada à falta de diversidade e complementaridade do recurso energético primário.

Conclusão

Por outro lado, a CRV pode oferecer resultados ainda melhores no que respeita às flutuações de potência caso sejam utilizadas as tecnologias disponíveis para suavização das oscilações de potência, tais como controlo da geração, combinação com FER com boa capacidade de regulação de potência e a utilização de sistemas de armazenamento de energia. Ao se utilizarem de tais recursos, as CRV podem até mesmo colaborar com o desempenho dinâmico dos sistemas electroprodutores, fornecendo serviços de sistema aos operadores de rede. Além da renda advinda destes serviços, haveria ainda o potencial de redução dos custos associados aos erros de previsão dos recursos renováveis.

Foi realizada uma análise económica simples em cada um dos casos de estudo, considerando uma valorização horária da energia. A proposta da CRV mostrou um potencial aumento de facturação de 22% em relação ao cenário de base no primeiro caso de estudo e de 18 % no segundo caso de estudo, enquanto a instalação de sobreequipamento eólico apresenta um potencial de aumento de facturação de 20% e de 17% no primeiro e segundo casos de estudo respectivamente.

Adicionalmente foi explorada a utilização de um sistema local de armazenamento de energia para reforçar a oferta de nos horários de maior tarifa. Os cálculos realizados apontam benefício potencial de 22,63%, 23,00% e 23,26% no primeiro caso de estudo e de 18,71%, 19,07% e 19,37% no segundo caso de estudo, considerando sistemas de armazenamento com capacidades de 3 MWh, 6MWh e 8MWh respectivamente. No entanto, é importante realçar que os benefícios conseguidos com sistemas de armazenamento de energia são muito maiores quando se consideram os serviços de sistema que podem ser oferecidos com o auxílio destas tecnologias. O deslocamento da energia dos horários de menor consumo para os horários onde a procura é maior traz ainda benefícios para as redes de distribuição e transporte, uma vez que são evitados, diminuídos ou postergados investimentos para atender o consumo de ponta do sistema.

Apesar das questões abordadas neste trabalho serem de cariz quase-estacionário, a opção por uma ferramenta dinâmica para simulação e desenvolvimento do conceito de CRV é justificada pela sua possível utilização futura. Os modelos desenvolvidos e utilizados além de permitirem a estimativa de energia produzida, são capazes de representar com grande fidelidade as variáveis eléctricas das redes e dos geradores renováveis.

Trabalhos futuros, desenvolvendo melhor o conceito das CRV, devem envolver FER com alguma capacidade de regulação de potência (tal como centrais de biomassa, centrais solares térmicas e mini-hídricas), simulações detalhadas envolvendo sistemas de armazenamento de energia, análise de outros tópicos de qualidade de energia (melhor funcionamento das protecções para eliminação de curto-circuitos e distorção harmónica) e uma análise financeira mais detalhada envolvendo os custos dos investimentos adicionais necessários.

Os resultados obtidos apresentam vantagens económicas (aumento do factor de capacidade e da facturação) e técnicas (redução das flutuações de tensão e potência) para a CRV, sendo esperado que tais resultados se repitam sempre nas situações em que haja complementaridade entre as fontes de energia renováveis. Os conceitos e soluções relacionados com as CRV são de extrema importância para garantir a segurança e a eficiência do sistema electroprodutor, atendendo aos anseios da sociedade por energia limpa.

7. Referências

- Ackermann, T., Ancell, G., Borup, L.D., Eriksen, P.B., Ernst, B., Groome, F., Lange, M., Möhrlein, C., Orths, A.G., O' Sullivan, J. & de la Torre, M., 2009. Where the Wind Blows. *IEEE Power & Energy Magazine*, 7 (6), pp.63-75.
- Andersen, P.B., Poulsen, B., Decker, M., Træholt, C. & Østergaard, J., 2008. Evaluation of a Generic Virtual Power Plant Framework Using Service Oriented Architecture. Em *2nd IEEE International Conference on Power and Energy*. Johor Baharu, Malaysia, 2008.
- Anderson, P.M. & Bose, A., 1983. Stability simulation of wind turbine systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(12), pp.3791-95.
- Asmus, P., 2010. Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future. *The Electricity Journal*, 23(10), pp.72-82.
- Asmus, P. & Wheelock, C., 2011. *Virtual Power Plants - Smart Grid Platforms for Aggregating Distributed Renewables, Demand Response, and Energy Storage Technologies*. Executive Summary. Pike Research.
- Bakari, K.E. & Kling, W.L., 2010. Virtual power plants: An answer to increasing distributed generation. Em *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*., 2010.
- Baptista, V., 2010. *Perspectiva da Gestão Técnica do Sistema Eléctrico*. [Online] REN. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/imprensa/noticias/2010/Documents/Debate%20Energia%20e%20C3%B3lica%20Apresenta%20C3%A7%20C3%B5es/Eng%20Vitor%20Batista.pdf> [Consultado em 15 de Novembro 2011].
- Castro, R., 2011. *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica Fotovoltaica e Mini-Hídrica*. Lisboa, Portugal: IST Press.
- Cell Project, 2008. *Celleprojektet intelligent mobilisering af distribueret elproduktion*. [Online] Energinet.DK. Disponível em: <http://www.energinet.dk/EN/FORSKNING/Energinet-dks-forskning-og-udvikling/Celleprojektet-intelligent-mobilisering-af-distribueret-elproduktion/Sider/default.aspx> [Consultado em 03 de Dezembro 2011].
- Chapman, S.J., 1991. *Electric Machinery Fundamentals*. 2nd ed. McGraw-Hill.
- Clark, K., Miller, N.W. & Sanches-Gasca, J.J., 2009. *Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies*. Schenectady, USA: General Electric International, Inc.
- Davenport, A.G., 1961. The spectrum of horizontal gustiness near the ground in high winds. *Quarterly Journal Royal Meteorological Society*, (87), pp.194-211.
- de Haan, J.E.S., Frunt, J. & Kling, W.L., 2010. Mitigation of Wind Power Fluctuations in Smart Grids. Em *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*., 2010.
- Despacho 122, 2011. *Diário da República 2/2011 Série II de 2011-01-04*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 21 de Novembro 2011].
- DGEG, 2011. *Renováveis - Estatísticas Rápidas, Julho de 2011, nº77*. [Online] Direção Geral de Energia e Geologia. Disponível em: www.dgge.pt [Consultado em 08 de Novembro 2011].
- DL 189, 1988. *Diário da República 123/1988, Série I-A de 1988-05-27*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 13 de Novembro 2011].
- DL 225, 2007. *Diário da República 105/2007 Série I de 2007-05-31*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 11 de Novembro 2011].
- DL 313, 1995. *Diário da República 272/1995 Série I-A de 1995-11-24*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 11 de Novembro 2011].
- DL 51, 2010. *Diário da República 98/2010 Série I de 2010-05-20*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 30 de Maio 2011].
- ERSE, 2009. *Portal ERSE - Serviços de Sistema*. [Online] Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte/Paginas/Servicosdesistema.aspx> [Consultado em 10 de Outubro 2011].
- Estanqueiro, A.I., 2001. *INPark Model Development: Theoretical Approach and Numerical Implementation*. Mistral Sfs Final Report. Lisbon, Portugal: NATO PO, INETI.
- Estanqueiro, A., 2008. Impact of Wind Generation Fluctuation in the Design and Operation of Power Systems. Em *7th international Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms*. Madrid, Spain, 2008.
- Estanqueiro, A., 2010. The future energy mix paradigm: How to embed large amounts of wind generation while preserving the robustness and quality of the power systems. Em S.M. Mueeen, ed. *Wind Power*. pp.499-521.
- Estanqueiro, A.I., Castro, R., Flores, P., Ricardo, J., Medeiros Pinto, Reis Rodrigues & Peças Lopes, J., 2007. How to prepare a power system for 15% wind energy penetration: the Portuguese case study. *Wind Energy*, 11(1), pp.75-84.
- Estanqueiro, A., Mateus, C.B. & Pestana, R., 2010. Operational Experience of Extreme Wind Penetrations. Em *9th International Workshop on Large-Scalle Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*. Quebec, 2010.

Referências

- Estanqueiro, A., t.b.p. Wind Integration in Portugal. Em T. Ackerman, ed. *Wind Power in Power Systems*. 2nd ed. John Wiley & Sons. p.19.
- EWIS, 2010. *Towards a Successful Integration of Large Scale Wind Power into European Electricity Grids*. [Online] ENTSO-E Disponível em: <http://www.wind.integration.eu> [Consultado em 23 de Novembro 2011].
- Fenix Project, 2009. *Fenix Project Final Report*. [Online] Disponível em: <http://www.fenix-project.org/> [Consultado em 27 de Abril 2011].
- Hagstrøm, E., Norheim, I. & Uhlen, K., 2005. Large-scale Wind Power Integration in Norway and Impact on Damping in the Nordic Grid. *Wind Energy*, (8), pp.375-84.
- Heide, D., von Bremen, L., Greiner, M., Hoffman, C., Speckmann, M. & Bofinger, S., 2010. Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future, highly renewable Europe. *Renewable Energy*, pp.2483-89.
- Heier, S., 2006. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. 2nd ed. Kassel, Germany: John Wiley & Sons Ltd.
- Holtinen, H., Meibom, P., Orths, A., Hulle, F.v., B.Lange, O'Malley, M., Pierik, J., Ummels, B., Tande, J.O., Estanqueiro, A., Matos, M., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Shakoore, A., J.Ricardo, Smith, J.C., M.Milligan & Ela, E., 2009. *Designs and Operation of power systems with large amounts of wind power*. Task 25 final report of phase one (2006 - 2008). Helsinki, Finland: VTT Tiedotteita IEA Wind.
- Holtinen, H., Meibom, P., Orths, A., Lange, B., O'Malley, M., Tande, O., J., Estanqueiro, A., Gomez, E., Söder, L., Strbac, G., Smith, J.C. & van Hulle, F., 2011. Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration. *Wind Energy*, 14(2), pp.179-92.
- Holtinen, H., Milligan, M., Kirby, B., Acker, T., Neimane, V. & Molinski, T., 2008. Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirement for Wind Power. *Wind Engineering*, 32(4), pp.355-78.
- IEA Wind Energy, 2010. *2009 Annual Report*.
- IEA Wind Energy, 2011. *2010 Annual Report*.
- IEA, 2005. *Variability of Wind Power and Other Renewables - Management options and strategies*. Paris, France: OECD.
- IEC 61400-21, 2008. *Wind turbine - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*. IEC Standard.
- Jeffries, W.Q., Infield, D.G. & Manwell, J., 1991. Limitations and Recommendations Regarding the Shinozuka Method for Simulating Wind Data. *Wind engineering*, 15(3), pp.147-54.
- Jensen, K., 1990. *Grid-connection of wind turbines and windfarms*. Research Association of Danish Electric Utilities (Ed.), Publ. DEFU-kkj/bin/e339, p. 18.
- KEMA, 2010. *KEMA white paper: The Virtual Power Plant*. [Online] Disponível em: <http://www.kema.com/news/articles/2010/Virtual-Power-Plant-KEMA-Energy-Innovation-Forum.aspx> [Consultado em 07 de Outubro 2011].
- King, J., Kirby, B., Milligan, M. & Beuning, S., 2011. *Flexibility Reserve Reductions from an Energy Imbalance Market with High Levels of Wind Energy in the Western Interconnection*. Technical Report. NREL.
- Klessmann, C., Nabe, C. & Burges, K., 2008. Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks - A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain and the UK. *Energy Policy*, 36, pp.3646-61.
- Knudsen, H. & Akhmatov, V., 1999. Induction Generator Models in Dynamic Simulation Tools. Em *International Conference on Power Systems Transients*. Budapest, Hungary, 1999.
- Kombikraftwerk, 2008. *Background Paper: The Combined Power Plant*. [Online] Disponível em: <http://www.kombikraftwerk.de> [Consultado em 01 de Dezembro 2011].
- Kristoffersen, J.R., 2005. The Horns Rev Wind Farm and the Operational Experience with the Wind Farm Mains Controller. Em *Copenhagen Offshore Wind 2005*. Copenhagen, Denmark, 2005.
- Lipman, N.H., Bossanyi, E.A., Dunn, P.D., Musgrove, P.J., Whittle, G.E. & Maclean, C., 1980. Fluctuations in the output from wind turbine clusters. *Wind Engineering*, 4(1), pp.1-7.
- Lund, H., 2006. Large-scale integration of optimal combinations of PV, wind and wave power into the electricity supply. *Renewable Energy*, Apr. pp.503-15.
- Madina, C., 2009. Results of the Cost-Benefit Analysis for the Southern Scenario. Em *FENIX Seminar*. Kassel, Germany, 2009.
- Masiello, R., Vu, K. & Atanacio, M., 2010. *Wind Energy Resources Integration - KERMIT Dynamic Simulation Tool & Case Studies*. [Online] Kema. Disponível em: http://www.kema.com/papers/Renewables_integration.aspx [Consultado em 07 de Outubro 2011].
- Matos, M. & Bessa, R.J., 2011. Setting the Operating Reserve using Probabilistic Wind Power Forecasts. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2), pp.594-603.
- Milligan, M., Ela, E., Hodge, B.M., Kirby, B., Lew, D., Clarck, C., DeCesaro, J. & Lynn, K., 2011. *Cost-Causation and Integration Cost Analysis for Variable Generation*. Technical Report. Golden, USA: NREL.

- Milligan, M. & Porter, K., 2008. Determining the Capacity Value of Wind: An Updated Survey of Methods and Implementation. Em *Wind Power*. Houston, USA, 2008.
- Mills, A., Ahlstrom, M., Brower, M., Ellis, A., George, R., Hoff, T., Kroposki, B., Lenox, C., Miller, N., Stein, J. & Wan, Y., 2011. Dark Shadows - Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System. *IEEE Power & Energy Magazine*, 9(3), pp.33-41.
- Morais, H., Cardoso, M., Castanheira, L., Vale, Z.A. & Praça, I., 2007. Reserve Management for Virtual Power Producers. *International Journal of Energy Technology and Policy*, 5(2), p.17.
- OMEL, 2009-2010. *Resultados do Mercado*. [Online] Disponível em: <http://www.omel.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> [Consultado em 29 de Setembro 2011].
- Otani, K., Minowa, J. & Kurokawa, K., 1997. Study on areal solar irradiance for analysing areally-totalized PV systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Oct. pp.281-88.
- Portaria 592, 2010. *Diário da República 146/2010 Série I de 2011-07-29*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 21 de Novembro 2011].
- Portaria 596, 2010. *Diário da República 147/2010 Série-I de 2010-07-30*. [Online] Disponível em: <http://dre.pt> [Consultado em 2011 de Novembro 14].
- Poumadère, M., Bertoldo, R. & Jaleh, S., 2011. Public perceptions and governance of controversial technologies to tackle climate change: nuclear power, carbon capture and storage, wind, and geoengineering. *WIREs Clim Change*, 2, pp.712-27.
- REN, 2005. *Plano de Investimentos da Rede Nacional de Transporte 2006 - 2011*. [Online] Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt> [Consultado em 17 de Novembro 2011].
- REN, 2006. *Potencial Hidroeléctrico Nacional*. [Online] Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/> [Consultado em 17 de Novembro 2011].
- REN, 2008. *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte 2009-2014 (2019) - Consulta Pública*. [Online] Disponível em: <http://www.ren.pt> [Consultado em 21 de Novembro 2011].
- REN, 2011. *Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2010*. [Online] Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/CaracterizacaoRNT%2031122010.pdf> [Consultado em 10 de Dezembro 2011].
- Ricardo, J.S., 2011. *Caminhos e desafios para uma elevada integração de renováveis em Portugal e na Europa: O presente e o futuro*. [Online] REN Disponível em: <http://www.ciee.org/pt/eventos/27-ciclo-de-seminarios-em-energia-2011> [Consultado em 15 de Julho 2011].
- Rodrigues, L.C. & Estanqueiro, A., 2011a. Integration of Renewable Sources in the Electric System using Virtual Renewable Power Plants. Em *11th International Conference of Electrical Power Quality and Utilization*. Lisbon, Portugal, IEEE.
- Rodrigues, L.C. & Estanqueiro, A., 2011b. Optimizing the Performance of Renewable Sources using Virtual Renewable Power Plants. Em Ackermann, T., ed. *10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*. Aarhus, Denmark.
- Senjyu, T., Sakamoto, R., Urasaki, N., Funabashi, T., Fujita, H. & Sekine, , 2006. Output Power Leveling of Wind Turbine Generator for All Operating Regions by Pitch Angle Control. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, June. pp.467-75.
- Shinozuka, M. & Jan, C.M., 1972. Digital Simulation of Random Processes and Its Applications. *Journal of Sound and Vibration*, 25(1).
- Siemens Energy, Inc, 2010. *PSS/E 32.0.5 Manual*. Siemens Power Technologies International.
- Simões Costa, A., 2007. *Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência*. [Online] Disponível em: <http://www.labspot.ufsc.br/~simoes/dincont/index.html> [Consultado em 20 de Novembro 2011].
- Slootweg, J.G., de Haan, S.W.H., Polinder, H. & Kling, W.L., 2003. General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1), pp.144-51.
- Smith, J.C., Osborn, D., Zavadil, R., Lasher, W., Gómez-Lázaro, E., Trötscher, T., Tande, J., Korpas, M., Van Hulle, F., Estanqueiro, A., Dale, L. & Holttinen, H., 2010. Transmission Planning for Wind Energy: Status and Prospects. Em *9th International Workshop on Large-Scale Integration of Windpower into Power Systems as well as Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*. Québec, Canada, 2010.
- Söder, L., Abilgaard, H., Estanqueiro, A., Hamon, C., Lannoye, E., Lázaro, E.G., Zimmermann, U. & O'Malley, M., t.b.p. Experience and challenges with short term balancing in systems with large penetration of wind power.
- Sourkounis, C. & Wenske, J., 2011. Cascaded State Control for Dynamic Power Conditioning in Wind Parks. Em *11th International Conference of Electrical Power Quality and Utilization*. Lisbon, Portugal, 2011. IEEE.
- Sucena Paiva, J.P., Ferreira de Jesus, J.M., Castro, R., Correia, P., Ricardo, J., Rodrigues, A.R., Moreira, J. & Nunes, B., 2005. Transient stability study of the Portuguese transmission network with a high share of wind

Referências

- power. Em *XI ERIAC CIGRÉ - Encuentro Regional Iberoamericano del Cigré*. Ciudad del Este, Paraguay, 2005.
- TradeWind, 2009. *Integrating Wind - Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power*. [Online] EWEA Disponível em: <http://www.trade-wind.eu> [Consultado em 23 de Novembro 2011].
- Vermeyen, P., 2008. *Effect of Distributed Generation on Fault Detection and Ripple Control*. PhD Thesis. Leuven, Belgium: Katholieke Universiteit Leuven.
- Wasynczuk, O., Man, D.T. & Sullivan, J.P., 1981. Dynamic Behavior of a Class of Wind Turbine Generators during Random Wind Fluctuations. *IEEE Power Engineering Review*, PER-1(6), pp.47-48.
- Werner, T.G. & Remberg, R., 2008. Technical, economical and regulatory aspects of Virtual Power Plants. Em *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. Nanjuing, China, 2008.
- Widén, J., 2011. Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, April. pp.177-84.
- Wiemken, E., Beyer, H.G., Heydenreich, W. & Kiefer, K., 2001. Power characteristics of PV ensembles: Experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany. *Solar Energy*, pp.513-28.
- Wilson, R.E., 1994. Aerodynamic Behavior of Wind Turbines. Em D.A. Spera, ed. *Wind Turbine Technology - Fundamental concepts of wind turbine engineering*. New York, USA: ASME. Ch. 5. pp.215-82.
- YU Qi Zhi & Zhao, P., 2010. Modeling of WTG in Power System Studies. Em *The 2010 International Power Electronics Conference*. Singapore, 2010. IEEE.

Anexos

Anexo I Impacto das FER nos serviços de regulação

Uma vez que as flutuações de potência das centrais renováveis são suportadas pelas outras unidades geradoras do sistema eléctrico, os planeadores do sistema estão sobre uma grande pressão para conseguir determinar as características técnicas (e dimensão) das centrais convencionais requeridas para garantir uma operação segura e adequada na presença destas renováveis (Estanqueiro, t.b.p.). Para uma melhor compreensão dos impactos nos diferentes serviços de regulação do sistema eléctrico, é importante definir primeiramente quais são estes serviços e qual o espectro de actuação de cada um deles.

Desde o arranque do MIBEL, em Julho de 2007, o Sistema Eléctrico Português vive uma nova realidade, onde os agentes de mercado participam não apenas nos mercados a prazo, diário e intradiário, como também em outros mercados e processos ligados à operação do sistema eléctrico. O mercado de produção organizado engloba um conjunto de mecanismos que visam conciliar a livre concorrência na produção de energia eléctrica com a necessidade de dispor de um abastecimento que cumpra os critérios de segurança e qualidade definidos. Este conjunto de mecanismos centra-se em dois aspectos fundamentais: a resolução de restrições técnicas e a gestão dos serviços de sistema.

De entre os serviços de sistema mais requisitados às unidades convencionais em situações de penetração em larga escala de energias renováveis (especialmente a eólica) destacam-se: a regulação primária de frequência, a regulação secundária de frequência e a reserva de regulação (ou regulação terciária). Na seção seguinte estes serviços serão abordados em maior detalhe e posteriormente será feita uma revisão do impacto causado principalmente pelas eólicas na utilização destes serviços.

1.a) Os serviços de regulação

Como os sistemas eléctricos em corrente alternada funcionam com frequência constante é necessário que existam mecanismos que regulem esta grandeza. A regulação primária de frequência tem uma natureza descentralizada, baseando-se na actuação dos reguladores de velocidade dos grupos geradores. No essencial, um regulador de velocidade mede a velocidade de rotação do grupo gerador respectivo, compara-a com o valor de referência e actua sobre o sistema de admissão do fluido (água ou vapor) à máquina de accionamento, permitindo variar a respectiva potência mecânica e, assim, a potência activa fornecida pelo gerador.

Deste modo, a regulação primária de frequência consiste no ajustamento automático do nível de produção da central de modo a que qualquer aumento (ou diminuição) da carga do grupo seja equilibrado por um aumento (ou diminuição) da produção. Para atingir o equilíbrio, os grupos recorrem inicialmente à energia cinética proveniente das suas massas girantes, o que se traduz numa diminuição (ou aumento) da velocidade de rotação do grupo turbina-alternador, directamente associada à frequência. Após uma variação de frequência, o regulador de velocidade do grupo actua no controlo da turbina de modo a estabilizar essa variação, regido por um parâmetro constante denominado estatismo (R). O estatismo é traduzido pelo declive de uma recta que relaciona valores de frequência, f , com valores de potência activa do grupo, P_g , de acordo com a Fig. 62.

Conforme a Fig. 62, antes do aumento de carga, o grupo gerador funcionava à frequência nominal, e uma potência igual à potência para a qual o grupo estava mobilizado para funcionar. Após a subida da carga, o grupo aumenta a sua produção (primeiro à custa da sua energia cinética e posteriormente devido à acção do regulador de velocidade), a que corresponde uma diminuição da frequência, a qual estabilizará num valor inferior ao da frequência inicial, em função do estatismo (ERSE, 2009).

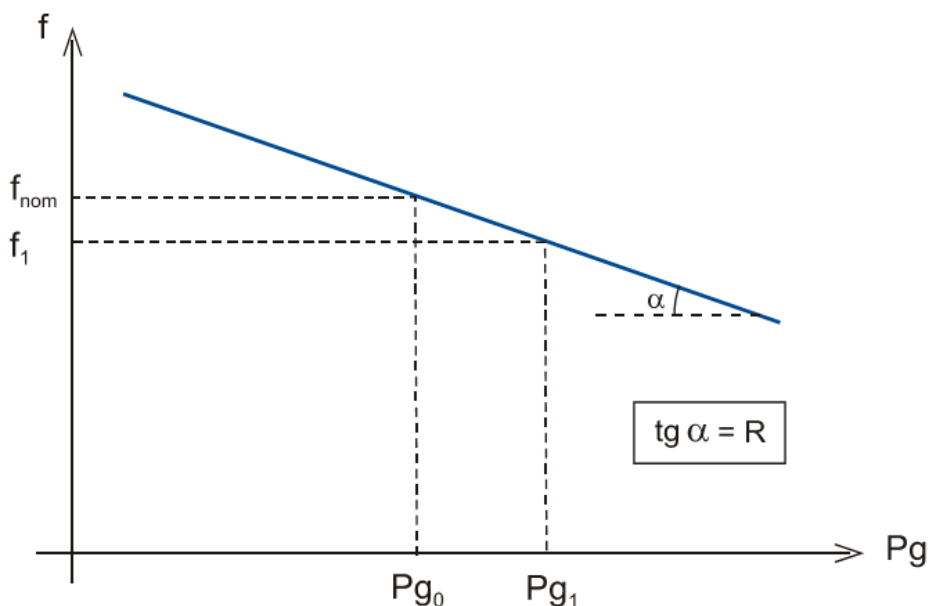


Fig. 62 - Activação do serviço de regulação primária de frequência (Simões Costa, 2007)

Apesar de evitar grandes variações de frequência no sistema, o controlo primário de frequência é incapaz, por si só, de repor a frequência no seu valor nominal. A estabilização da frequência do sistema no seu valor inicial é função dos sistemas de controlo de frequência que actuam fora da unidade de geração, sob responsabilidade do operador da área de controlo, com tempos de actuação superiores, nomeadamente o Controlo Automático de Geração (CAG), (Fig. 63). A regulação secundária de frequência consiste no estabelecimento de uma banda de regulação e no acréscimo ou decréscimo do fornecimento de energia, conforme solicitado pelo Gestor do Sistema.

A regulação secundária de frequência atua no deslocamento da referência dos reguladores de velocidade dos geradores que participam do CAG. A sua actuação é complementar à regulação primária, de forma a garantir o valor estável da frequência em regime. Adicionalmente, a regulação secundária mantém as trocas de energia eléctrica na interligação de áreas de controlo dentro dos valores programados. O cálculo dos erros de controlo de área e as acções de controlo são definidos no centro de operações do sistema.

A reserva de regulação, ou regulação terciária, no sistema Português, é baseada na adaptação dos programas de funcionamento das unidades de produção e de consumo de bombagem que estejam ou não em serviço, tendo em vista, a restituição da reserva de regulação secundária. A regulação terciária é contratada e retribuída por mecanismos de mercado, sendo valorizada ao preço marginal das ofertas de reserva de regulação mobilizadas pelo Gestor do Sistema, em cada sentido de regulação. À semelhança da energia de regulação secundária, a parcela da energia de reserva de regulação utilizada em cada hora é paga por todos os agentes de mercado que se desviarem nessa hora (ERSE, 2009).

I.a)O impacto

Pelas características temporais das flutuações de potência produzidas pelas eólicas, e por estas já serem responsáveis por uma grande parcela da produção no portefólio energético, os requerimentos adicionais e custos de regulação do sistema na escala de tempo operacional (de alguns minutos até algumas horas) são primariamente movidos pelas flutuações das eólicas (Holttinen *et al.*, 2008). O impacto que a energia eólica tem nos serviços de regulação do sistema de energia depende também de vários outros factores, incluindo a parcela de variabilidade devida às eólicas na variabilidade total do balanço sistema e a habilidade do ORT em prever o comportamento do sistema na escala de tempo dos diferentes serviços de regulação. Isto pode resultar em necessidades distintas de regulação, já que em alguns períodos não há necessidade de regulação adicional devido a presença das eólicas: ou porque há pouca injeção de potência eólica ou porque as variações da potência eólica somadas as variações da carga podem ser geridas pelos geradores já despachados.

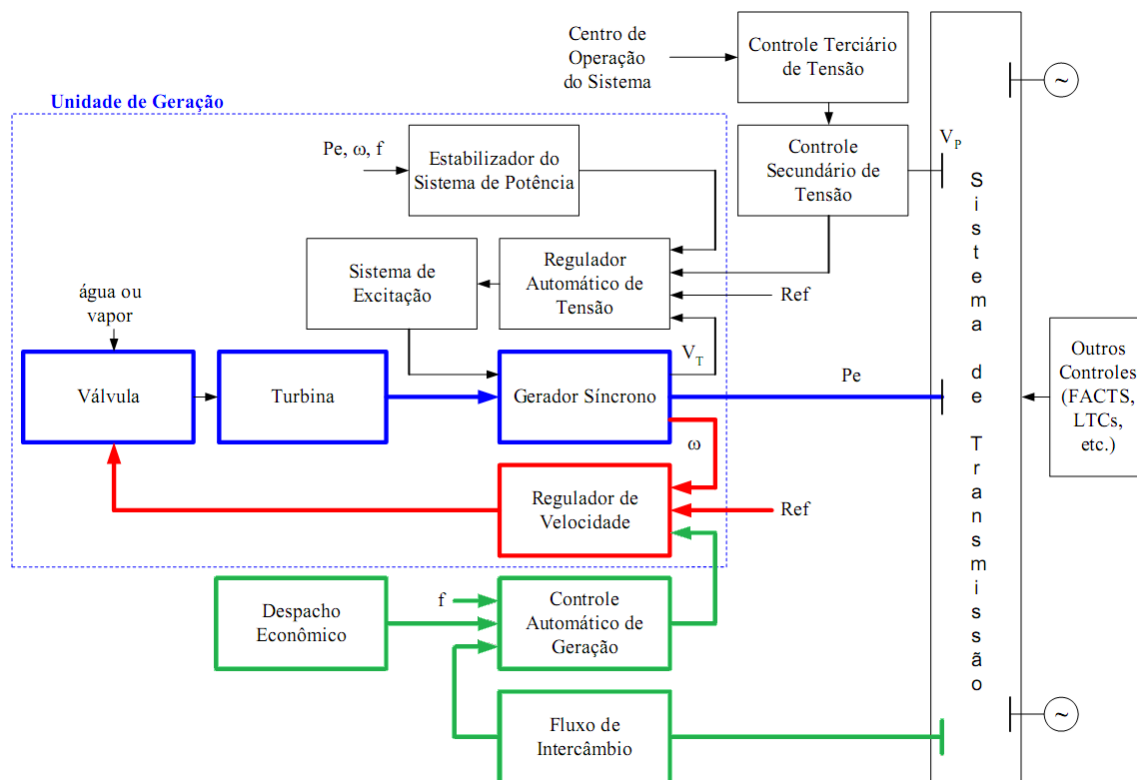


Fig. 63 - Regulação primária ou de velocidade (em vermelho) e regulação secundária ou Controle Automático de Geração (em verde), (Simões Costa, 2007)

Uma vez que a flexibilidade do sistema em cada hora depende da decisão tomada anteriormente no despacho das unidades, uma das ferramentas mais importantes para o aumento da penetração da eólica no sistema eléctrico é a disponibilidade de previsões de potência eólica a ser entregue ao sistema. O ORT necessita destas previsões para calcular as necessidades de serviços de sistema, para antecipar possíveis congestionamentos locais na rede, e para outros procedimentos gerais de planeamento. Os sistemas de previsão de energia eólica modernos utilizam modelos meteorológicos numéricos capazes de realizarem previsões até dez dias à frente. Um dos pontos-chave na previsão de potência eólica é a transformação dos dados meteorológicos numéricos em potência entregue pelos aerogeradores. Diferentes abordagens foram desenvolvidas e aplicadas recentemente para esta etapa: métodos estatísticos, métodos físicos e abordagens híbridas das duas anteriores (Ackermann *et al.*, 2009).

O padrão variável de produção das eólicas muda o agendamento e o comprometimento das outras unidades de produção e o uso da rede de transporte entre regiões, sendo computadas tanto perdas, quanto benefícios introduzidos no sistema ao se comparar com a situação onde as eólicas estão ausentes. Estas devem ser compensadas pelos serviços de sistema de regulação ou negociadas em um mercado de balanço.

Conforme os erros das previsões são mais reduzidos quando estas são realizadas mais próximas da hora de produção, há a possibilidade de as centrais eólicas ajustarem suas posições, negociando os desvios de previsões anteriores em um mercado de balanço (intradiaários ou até intrahorário). Além de corrigir os erros das previsões, há requerimentos de rampa a serem seguidos nos intervalos sub-horários. É portanto comum separar os impactos das eólicas em duas categorias: os impactos causados pela variabilidade natural do recurso (no curto prazo, dentro de uma hora), e os impactos causados pela incerteza do vento (erros de previsão). Mesmo no caso em que hajam mercados de balanço, ainda é necessário que haja capacidade o bastante nos mercados e já despachada no sistema para cobrir o uso adicional de regulação. Em Portugal, as unidades hídricas são responsáveis pela produção de 65% de toda a energia de regulação produzida (ERSE, 2009).

Actualmente, a computação das reservas para operação segura do sistema se baseia em critérios determinísticos, sendo o critério mais comum o N-1. Este critério determina a capacidade adicional

necessária para garantir que o sistema deve resistir à perda de qualquer unidade de geração em operação ou da linha de transporte mais crítica sem recorrer ao deslastre de carga. Há uma variação deste critério, que visa garantia adicional de segurança, conhecida por critério N-2, onde o sistema deve suportar a perda consecutiva de duas unidades de geração ou linhas de transporte, possuindo entretanto algum tempo para se recuperar do primeiro evento.

Os métodos determinísticos não levam em conta factores com grande influência na margem de segurança do sistema: probabilidade de ocorrência de cada evento N-1 e as consequências de cada ocorrência e incertezas envolvidas nas previsões da carga e da geração renovável (Estanqueiro, t.b.p.). Os métodos estatísticos para determinação das reservas de regulação são capazes de incorporar estas variáveis ao cálculo, garantindo a margem de segurança na operação do sistema. O ORT Português REN possui a sua disposição a ferramenta Anemos Plus (Matos & Bessa, 2011), ainda em fase de testes e calibração, para apoio nas decisões dos níveis de reserva necessários para nos panoramas diários e intradiários.

Para o controlo de frequência, a porção do sistema síncrono que não possua restrições de transporte, forma uma área relevante. A área relevante para alocação de reservas pode ser uma grande área interligada, entretanto, dever ser tomados em conta que os benefícios de agregação existem quando não há restrições de transporte (congestionamentos) entre áreas. Quanto maior for a área de controlo, maior será a diversidade de cargas e também maior é a pilha de recursos que podem ser mobilizados e despachados para atender à carga. Uma área de controlo pequena e isolada tem uma capacidade limitada de responder a eventos rápidos de rampa devido à sua pilha limitada de recursos.

O tamanho da área de controlo tem um impacto significativo na habilidade de absorver grandes penetrações eólicas e reduzir os requisitos físicos para o balanço do sistema. Em escalas de tempo curtas, as cargas são geralmente não correlacionadas, o que implica em benefícios para os requisitos de reserva de regulação ao se agregarem muitas cargas individuais em uma grande área. Para escalas de tempo mais longa (uma hora ou mais), há mais correlação nos movimentos das cargas, vide o grande pico de carga da manhã e o desligamento das cargas no período da noite, que são significantes uma vez que muitas cargas operam ao mesmo tempo. Conforme apresentado no capítulo 2.1, o recurso eólico exhibe características similares. Em um período de segundos a minutos, os aerogeradores vêem velocidades do vento diferentes, e portanto as flutuações de potência entregue por estes tende a ser não correlacionada. Em períodos mais longos, pode haver mais correlação entre as produções e flutuações das centrais, podendo se notar por exemplo a influência da passagem de sistemas meteorológicos por uma área com diversas centrais eólicas. Com o crescimento da área coberta por cargas e centrais eólicas, as correlações “curtas” se mantêm pequenas, o que resulta em benefícios de diversidade em grandes áreas de controlo. Os requerimentos de rampa podem ser reduzidos drasticamente em grandes áreas de controlo, comparado com áreas pequenas (Holtinen *et al.*, 2008).

Em resumo, as FER com grande componente variável podem causar impactos negativos nos serviços de regulação (Masiello *et al.*, 2010):

- Regulação primária de frequência: devido a ausência de estabilizadores e reguladores de velocidade nas FER, os restantes geradores que amortecem as oscilações de frequência terão limites mais apertados de zona neutra e de estatismo. Em sistemas de energia de menor dimensão ou com poucas interligações, as margens de segurança na operação do sistema poderão ser comprometidas.
- Regulação secundária de frequência: Para além de não cooperarem com a regulação secundária, as unidades renováveis exigem esforço adicional do CAG das unidades convencionais. Além disso, a substituição indiscriminada de unidades convencionais por FER pode resultar em um menor número de unidades com capacidade de CAG. Como resultado, as unidades convencionais que fornecem este serviço podem ter um maior custo de O&M.
- Reserva de regulação: a previsão da potência à ser entregue pelas fontes de energia renovável ainda apresenta erros consideráveis, problemáticos no agendamento horário das reservas. Em horizontes de tempo mais curtos (intra-horário), as dificuldades existentes na previsão de rampas de potência das FER influenciam negativamente no despacho das reservas. Não sendo possível operar um sistema de energia através de somente previsões médias, reservas adicionais são necessárias, impactando negativamente nos custos de produção do sistema.

Não obstante, uma série de estudos realizados em sistemas de energia europeus (Holtinen *et al.*, 2011), considerando níveis de penetração eólica de até 20%, estimam aumentos de custo de regulação devidos à variabilidade dos ventos entre 1 e 4 € por MWh de energia eólica produzida. Este valor representa menos de 10% do valor pago à esta energia. Ainda assim, a coordenação da produção das unidades geradoras descentralizadas a fim de diminuir a utilização de energia de regulação representaria uma vantagem interessante.

Uma abordagem para diminuir o impacto das eólicas e outras renováveis nos serviços de regulação passa pela criação de Mercados de Desequilíbrio de Energia (*energy imbalance market*) (King *et al.*, 2011). Tais mercados reduziriam a variabilidade e aumentariam o acesso a recursos com capacidade de resposta as flutuações através duma maior cooperação entre os operadores de determinadas zonas e do despacho sub-horário das unidades convencionais. Os operadores poderiam levar ao mercado a sua variabilidade e incerteza de previsões, bem como recursos de geração e cargas com capacidade de resposta, e tirarem proveito da diversidade espacial e temporal dos recursos renováveis para melhorar a sua eficiência operacional. Ao despachar a geração em intervalos mais curtos (e.g. a cada 5 minutos) para manter o equilíbrio entre esta e a carga, o mercado acaba por suprir os desvios causados pela imprevisibilidade inerente tanto aos geradores como às cargas. A alocação adequada dos despachos deve considerar as restrições da rede eléctrica, de modo a aliviar os nós que estejam sobrecarregados.

Anexo II Crédito de capacidade da energia eólica

O sistema electroprodutor deve possuir reservas para que os seus recursos sejam adequados para atender a procura de electricidade por parte dos consumidores. Como há alguma incerteza atribuída ao consumo de electricidade, e porque as unidades produtoras de energia podem sofrer avarias mecânicas ou eléctricas que as retirem de serviço, é necessária uma reserva planeada que consiste de capacidade alocada excedente aos requerimentos da carga para manter a confiabilidade do sistema. Esta reserva é aplicada no horizonte de tempo do planeamento do sistema (um ano ou mais), e é um índice da adequação (suficiência) da geração para o cumprimento da obrigação de atendimento da carga. A contribuição da energia eólica para a adequação do sistema é o seu crédito de capacidade (Milligan & Porter, 2008).

A Capacidade Efectiva de Atendimento da Carga (*effective load carrying capability* – ELCC) é uma medida frequentemente utilizada para medir o crédito de capacidade, não apenas para as centrais renováveis, mas para qualquer central. Rigorosamente, o cálculo da ELCC deve ser feito através da determinação da probabilidade de perda de carga, para diferentes níveis de carga (Holttinen *et al.*, 2011), mas em muitos casos a ELCC pode ser aproximada pela capacidade “não forçada” (*unforced capacity*) $C(1-r)$ onde C é a capacidade e r é a taxa de falhas forçadas. Uma central convencional típica tem uma taxa de indisponibilidade relativamente baixa, o que implica em uma grande taxa de disponibilidade e uma grande ELCC.

Os geradores eólicos possuem tipicamente uma disponibilidade mecânica alta (acima de 95%), no entanto dependem da disponibilidade do recurso eólico para produzirem energia. Assim, a disponibilidade efectiva dos geradores eólicos pode ser muito menor que a dos geradores convencionais, variando tipicamente de 20% a 50% ao se considerar a disponibilidade do vento. Além disso, o valor da energia eólica para o sistema eléctrico também pode variar, uma vez que esta pode possuir diferentes graus de correlação com a demanda. Quanto maior a correlação entre a geração eólica e a demanda de energia maior será o seu crédito de capacidade. Outro factor importante é o nível de penetração eólica no sistema. Quando este tende a zero, o crédito de capacidade tende ao factor de capacidade da central eólica. Com o aumento da penetração, há uma tendência de degradação deste índice, conforme a dispersão do recurso na zona agregada para a realização de um estudo.

As estimativas do crédito de capacidade da energia eólica são bastante variadas, podendo ir dos 5% aos 40% da capacidade eólica instalada (Holttinen *et al.*, 2011). A correlação temporal entre a energia eólica produzida e a carga é apontada como o factor mais benéfico ao aumento do crédito de capacidade, conferindo uma grande importância às medidas que aumentem esta correlação.

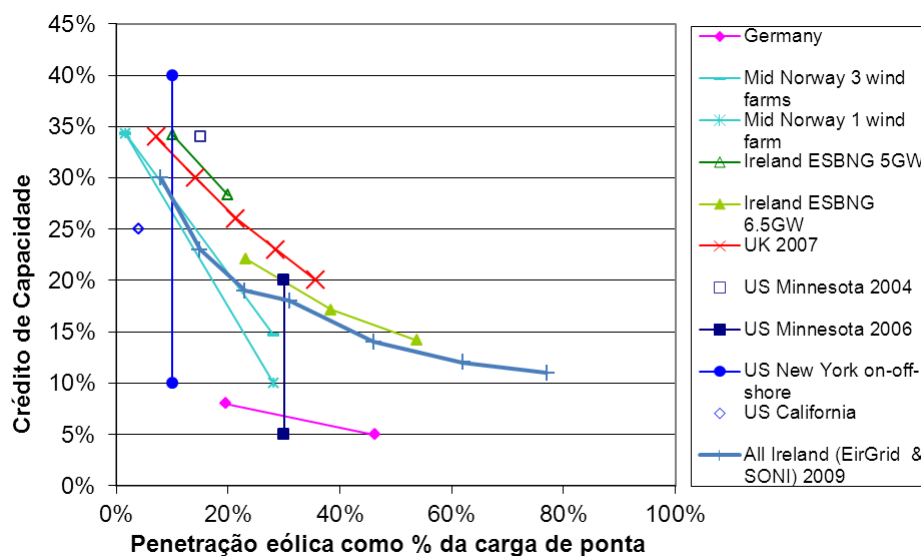


Fig. 64 – Resultados de oito estudos do crédito de capacidade da energia eólica. (Holttinen *et al.*, 2009)

Anexo III Protecções de curto-circuito

Enquanto os sistemas de energia tradicionais estão projectados para a injeção unidireccional de corrente nas redes de distribuição, a crescente parcela de FER ligada nestas redes leva a uma situação de abastecimento bidireccional. Os sistemas de protecção que não levem estas características em conta podem ser ineficazes na detecção e isolamento de falhas nas redes, podendo causar perturbações ainda maiores no sistema.

Os dispositivos de protecção instalados nas configurações das redes atuais podem não ser capazes de detectar sobrecorrentes e curto-circuitos. Isto pode ocorrer quando geradores estão instalados a jusante de dispositivos de protecção e uma falha ocorre a jusante dos geradores (Fig. 65). A corrente total de curto-circuito consiste da corrente fornecida pela rede a montante do dispositivo de protecção e da corrente fornecida pelos geradores a jusante. Na configuração de rede da Fig. 65, somente a primeira contribuição a corrente de curto-circuito é detectada pela protecção, podendo não ser suficiente para activá-la.

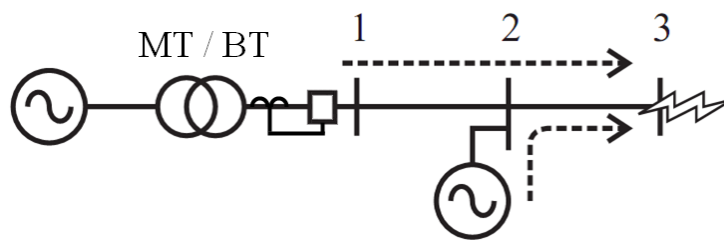


Fig. 65 – Contribuição da geração distribuída para uma corrente de curto-circuito num ramo em série (adaptado de Vermeyen, 2008)

Outro possível efeito da geração distribuída é a perda de selectividade dos sistemas de protecção das redes de distribuição. Em uma rede de distribuição de topologia radial, a selectividade é conseguida por meio da coordenação das constantes de tempo dos dispositivos de protecção: conforme o equipamento de protecção se situa mais distante do uso final, maior será a sua constante de tempo e a corrente de defeito que fará desarmar a protecção. Dispositivos mais a jusante e mais a montante são coordenados para funcionarem como protecção primária e de resguardo (secundária) respectivamente.

Quando uma sobrecorrente é detectada por um relé de sobrecorrente, o defeito (uma sobrecarga ou curto-circuito) está a jusante do relé. O desarme do disjuntor associado irá resultar no desligamento da porção defeituosa do sistema. No entanto, caso um defeito ocorra em um ramo paralelo da rede (Fig. 66) os geradores na rede de distribuição irão contribuir para a corrente total de defeito. Dependendo da magnitude em corrente desta contribuição, o disjuntor do ramo B poderá desarmar, interrompendo a conexão à rede da geração distribuída e dos consumidores ligados neste ramo antes que o ramo A seja desligado.

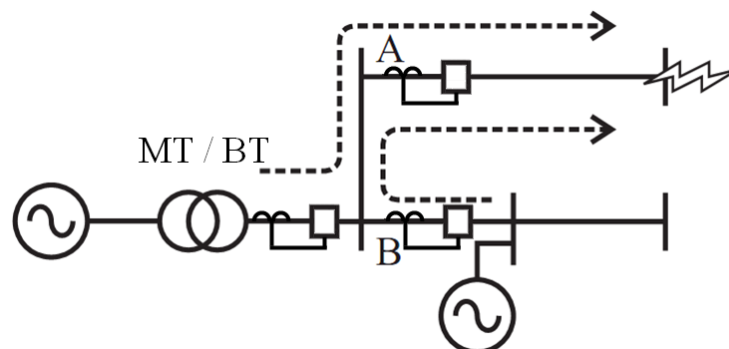


Fig. 66 – Contribuição da geração distribuída para uma corrente de curto-circuito num ramo em paralelo (adaptado de Vermeyen, 2008)

Variações de tensão causadas por defeitos ao longo da rede de distribuição podem causar o desarme das protecções das unidades geradoras distribuídas consoante os requerimentos de funcionamento destas unidades em situações de defeito na rede. Por outro lado, há falhas que podem não ser detectadas pelas protecções da geração distribuída (e.g. um curto-circuito monofásico por meio de uma impedância, em um alimentador MT). Se protecções a montante do alimentador MT desarmarem e caso o nível de produção da geração distribuída em BT seja grande o bastante neste instante, a rede BT irá operar de maneira isolada, levando a situações totalmente indesejáveis, onde nenhum controlo é possível (Bakari & Kling, 2010).

Anexo IV Parâmetros adicionais dos modelos

IV.a) Modelo do aerogerador

Tabela 18 - Características gerais

Potência nominal [MW]	2,0
Diâmetro do rotor [m]	75,0
Velocidade nominal do rotor [rpm]	18,0

Tabela 19 - Representação mecânica do aerogerador

Nome do modelo	WT12T1
H, Constante total de inércia [s]	3,46
DAMP, Factor de amortecimento da máquina [pu P/pu velocidade]	0,0
H _{frac} , Fracção de inércia do rotor	0,81
Freq1, Primeira frequência ressonante do veio [Hz]	1,5
D _{shaft} , Factor de amortecimento do veio [pu]	0,3

Tabela 20 - Gerador de indução

Nome do modelo	WT2G1
X _A , reactância do estator [pu]	0,1260
X _M , reactância de magnetização [pu]	6,840
X ₁ , reactância do rotor [pu]	0,180
R _{ROT_MACH} , resistência do rotor [pu]	0,0044
R _{ROT_MAX} , soma de R _{ROT_MACH} e da resistência externa total [pu]	0,10990
E1, primeira coordenada de saturação	1,0
SE1, primeiro factor de saturação	0,0
E2, segunda coordenada de saturação	1,2
SE2, segundo factor de saturação	0,0

Tabela 21 - Controlo da resistência externa do rotor

Nome do modelo	WT2E1
T _{sp} , Constante de tempo do filtro de velocidades do rotor [s]	0,05
T _{pe} , Constante de tempo do filtro de potências [s]	0,05
T _i , Constante de tempo do integrador do controlador PI [s]	1,0
K _p , ganho proporcional do controlador PI [pu]	1,0
ROTRV_MAX, Limite máximo da saída	0,99
ROTRV_MIN, Limite mínimo da saída	0,05

Tabela 22 - Compensação de potência reactiva

Nome do modelo	SWSHNT
V _{HI} [pu]	1,05
PT1, Temporização para alta tensão [s]	10
ST1, Tempo de comutação para abertura [s]	0,02
V _{LO} [pu]	0,95
PT2, Temporização para baixa tensão [s]	10
ST2, Tempo de comutação para fecho [s]	0,02

IV.b) Modelo da central PV

Tabela 23 - Características gerais

Potência nominal [MW]	2,0
-----------------------	-----

Tabela 24 - Conversor de potência/gerador

Nome do modelo	PVGU
TlqCmd, Constante de tempo do conversor para IQcmd [s]	0,02
TlpCmd, Constante de tempo do conversor para IPcmd [s]	0,02
VLVPL1, Tensão 1 da lógica de potência de baixa tensão(LVPL) [pu]	0,4
VLVPL2, Tensão 2 da LVPL [pu]	0,9
GLVPL, ganho	1,11
VHVRCR, Tensão lógica da corrente reactiva de alta tensão (HVRC) [pu]	1,2
CURHVRCR, máxima corrente reactiva em VHVRCR [pu]	2,0
Rip_LVPL, Taxa de mudança de corrente activa de LVACR	2,0
T_LVPL, Sensor de tensão para as constantes de tempo de LVACR	0,02

Tabela 25 - Controlo eléctrico

Nome do modelo	PVEU
Tw, Constante de tempo do filtro no regulador de tensão [s]	0,15
Kpv, Ganho proporcional no regulador de tensão [pu]	18,0
Kiv, Ganho do integrador no regulador de tensão [pu]	5,0
Kpp, Ganho proporcional no regulador de binário [pu]	0,05
Kip, Ganho do integrador no regulador de binário [pu]	0,1
Kf, Ganho da taxa de realimentação [pu]	0,0
Tf, Constante de tempo da taxa de realimentação [s]	0,08
Qmx, Limite máximo no regulador de tensão [pu]	0,47
Qmn, Limite mínimo no regulador de tensão [pu]	-0,47
IPmax, Limite máximo de corrente activa [pu]	1,1
Trv, Constante de tempo do sensor de tensão [s]	0,0
dPMX, Máxima taxa da ordem de potência [pu]	0,5
dPMN, Mínima taxa da ordem de potência [pu]	-0,5
Tpower, Constante de tempo do filtro da referência de potência [s]	0,05
KQi, Ganho volt/Mvar	0,1
Vmincl, Limite mínimo de tensão	0,9
Vmaxcl, Limite máximo de tensão	1,1
KVi, Ganho interno de tensão volt/Term	120,0
Tv, Atraso no controlador de potência reactiva <i>WindVar</i> [s]	0,05
Tp, Filtro de Pelec no controlador de PF rápido [s]	0,05
ImaxTD, Limite de corrente do conversor [pu]	1,7
Iphl, Limite duro de corrente activa [pu]	1,11
Iqhl, Limite duro de corrente reactiva [pu]	1,11
PMX, Potência máxima da central PV [MW]	2,0