

Estudos de Impacto Eléctrico da Integração de Produção Eólica Adicional nas Redes Eléctricas da República de Cabo Verde – Caso de Santiago

J. A. Peças Lopes^{1,2}
jpl@riff.fe.up.pt

Helena Vasconcelos²
hvasconcelos@inescn.pt

Ruy Lopes dos Santos³

João D. Fonseca³

[1] - DEEC da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Rua dos Bragas - 4000 Porto, PORTUGAL

[2] - INESC-Porto, Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Praça da República, 93-4000 Porto, PORTUGAL

[3] – Empresa de Electricidade e Água – ELECTRA, S.A.R.L., Avenida Dr. Baltasar Lopes da Silva Nº10 – 1º, C.P. 137, S. Vincente – Cabo Verde
Telef.: 238 324409, 324448
E-Mail: dq-electra@mail.cvtelecom.cv

Resumo

Neste artigo descreve-se de forma sintética a metodologia adoptada para a realização de um conjunto de estudos de comportamento estacionário e dinâmico com o objectivo de avaliar o impacto, nas redes eléctricas das ilhas de S. Vincente, Santiago e Sal decorrente do aumento da capacidade de produção eólica, para um cenário de exploração correspondente ao ano de 1998. O aumento considerado traduziu-se na expansão dos parques eólicos existentes em exploração desde 1994. O caso de estudo descrito corresponde ao da ilha de Santiago. Relativamente a esta rede, apresentam-se ainda os principais resultados obtidos.

1. Introdução

O sistema produtor das redes de Cabo Verde baseia-se essencialmente na exploração, em rede isolada, de centrais eléctricas equipadas com geradores síncronos, utilizando como combustível o gasóleo e recentemente o fuel. A ELECTRA, S.A.R.L. – Empresa de Electricidade e Água - opera os sistemas de produção, transporte e distribuição de energia, sendo também a entidade responsável pela dessalinização da água do mar. A escassez de água para consumo e os elevados custos de produção de energia eléctrica são condicionantes importantes para o desenvolvimento de Cabo Verde. Efectivamente, este país necessita de importar combustível para a produção de energia eléctrica, quer para a satisfação dos consumos convencionais, quer para a produção de água por dessalinização. A ELECTRA tem experimentado grandes dificuldades em acompanhar o elevado ritmo de crescimento das demandas de electricidade, principalmente devido aos já referidos custos de produção.

Devido à localização geográfica, Cabo Verde dispõe de recursos eólicos extremamente favoráveis, podendo estes ser utilizados para a produção de energia eléctrica e assim obter-se assinaláveis poupanças na importação de combustível. Foi neste sentido que, em 1994, a ELECTRA procedeu à instalação de três parques eólicos com capacidade de 2x300 kW na ilha do Sal e 3x300 kW nas ilhas de S. Vincente e Santiago. Estes parques são compostos por aerogeradores da Nordtank de 300 kW, com regulação “Stall”. Cada um dispõe de baterias de condensadores dimensionadas para compensar os consumos de potência reactiva dos aerogeradores quando estes se encontram em vazio. Actualmente encontra-se em fase de planeamento a expansão dos três parques eólicos, tendo já sido realizado, sob a responsabilidade da Risø National Laboratory e da ELECTRA, um estudo técnico-económico para aumento da penetração de energia eólica nos três sistemas, para um cenário de exploração correspondente ao ano de 1998. Desse estudo resultou um parecer para expansão da potência para 2x300 kW no Sal, 4x300 kW em S. Vincente e 6x300 kW em Santiago. Atendendo aos elevados níveis de penetração eólica previstos, por forma a garantir que a exploração dos parques não coloque em risco a continuidade e qualidade de serviço, tornou-se indispensável a realização de estudos de impacto na rede eléctrica. Estes estudos, realizados pelo INESC-Porto, envolveram uma componente de análise em regime estacionário e outra de comportamento dinâmico. Os cenários de potência instalada analisados, correspondem aos que se apresentam nas Figuras 1 e 2. Atendendo a questões de espaço não é possível descrever neste artigo os estudos realizados para os três sistemas, sendo apenas apresentada a metodologia adoptada e resultados obtidos para a rede de Santiago.

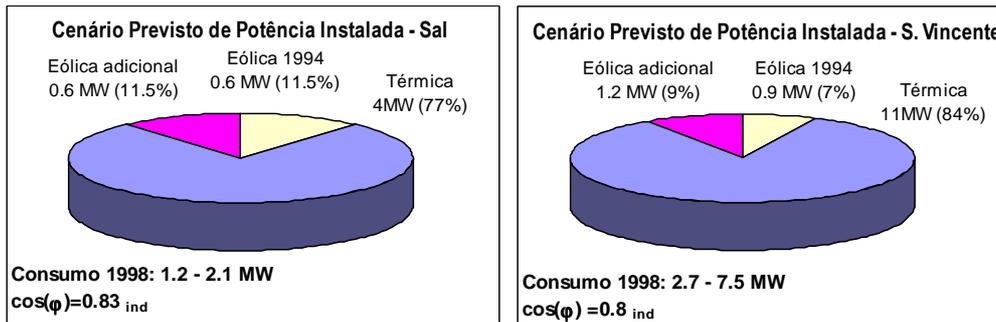


Figura 1 – Cenário de Potência Instalada Considerado para 1998 – Sal e S. Vicente

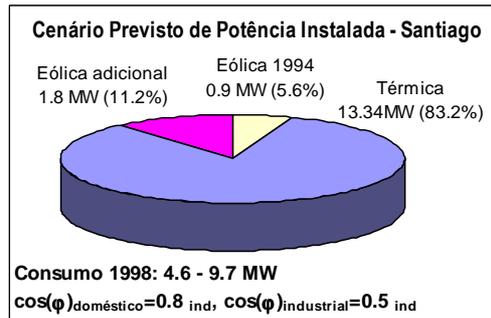


Figura 2 – Cenário de Potência Instalada Considerado para 1998 – Santiago

2. Rede Eléctrica da Ilha de Santiago

Neste caso de estudo considerou-se a topologia e os níveis de consumo previstos para a rede eléctrica da ilha de Santiago no ano de 1998. Esta rede apresenta como características principais uma rede de “transporte” a 15 kV, uma central térmica (em Chã de Areia) com grupos síncronos que totalizam uma potência instalada de 10,925MVA; uma nova central térmica (em Palmarejo) com grupos síncronos que totalizam uma potência instalada de 5,75 MVA; e um parque eólico de 0,9 MW que se encontra em exploração desde 1994. Foi assim analisado o impacto da expansão de 6x300 kW do parque eólico existente. Para essa expansão considerou-se a instalação de aerogeradores com características semelhantes aos dos já existentes em exploração desde 1994. O diagrama unifilar simplificado da rede sob análise, com as principais características do sistema pode ser observado na Figura 3.

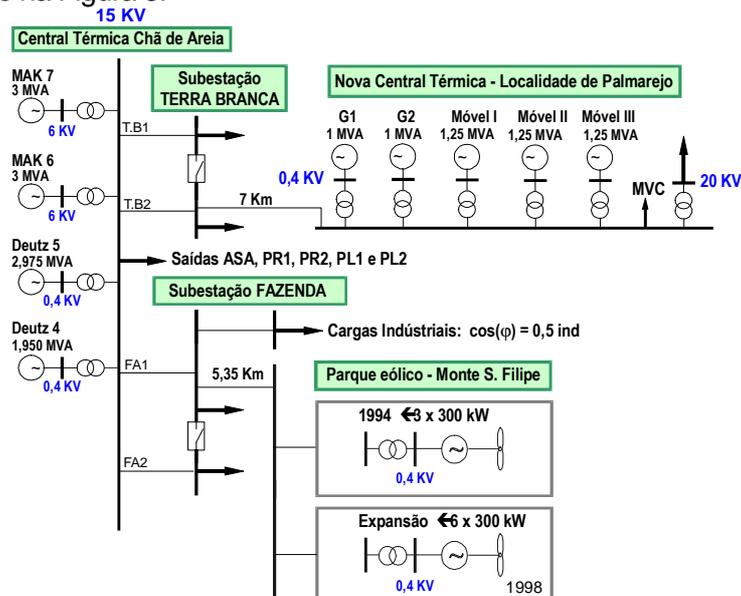


Figura 3 - Diagrama unifilar simplificado da rede eléctrica da ilha de Santiago

3. Metodologia de Análise

A análise de avaliação do impacto da expansão do parque eólico já existente em exploração, desenvolveu-se segundo duas vertentes:

- Análise em regime estacionário;
- Análise em regime dinâmico.

As análises realizadas permitiram verificar a existência ou não de restrições para a produção eólica máxima que pode ser acomodada pelo sistema no ano de 1998. Permitiram também identificar critérios de segurança e de robustez de exploração a aplicar, tendo em vista o aumento da penetração eólica na rede.

Definição dos Cenários de Exploração

Na definição dos cenários de carga houve a preocupação de estabelecer situações extremas de exploração, nomeadamente em termos de consumo e produção eólica. A análise de impacto foi efectuada numa perspectiva de comparar, para os mesmos cenários de carga da rede, as situações correspondentes à existência ou não em exploração dos novos aerogeradores a instalar. Os cenários de base analisados, caracterizados pelas potências consumidas, despachos de carga pelos centros produtores (centrais térmicas e parque eólico) e reserva girante disponível estão devidamente caracterizados nas Figuras 4 e 5. Estes cenários serviram de base para o estudo em regime estacionário e subsequentemente para os estudos de comportamento dinâmico.

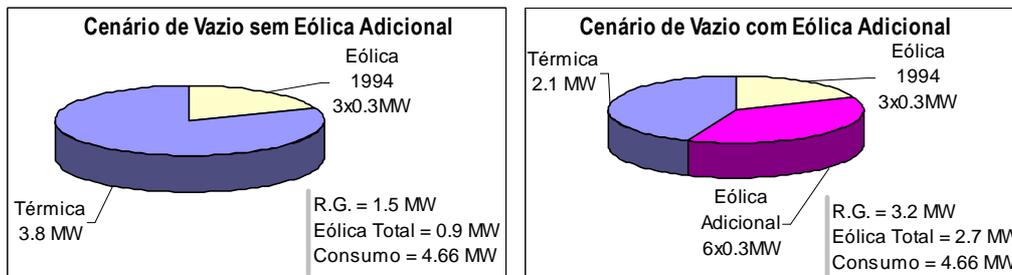


Figura 4 – Cenário de carga mínima sem e com exploração da produção eólica adicional

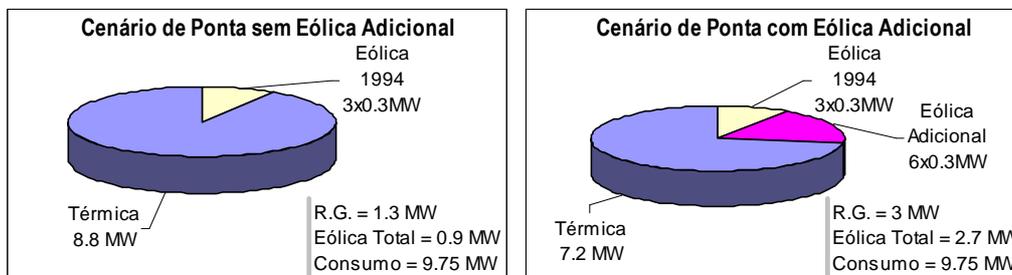


Figura 5 – Cenário de carga máxima sem e com exploração da produção eólica adicional

Na definição dos cenários procurou-se respeitar as restrições de operação do sistema, nomeadamente:

- os limites mínimo e máximo de produção activa dos geradores síncronos;
- o critério de reserva girante adoptado pela ELECTRA, para a fase da expansão do parque eólico, determinado pela condição:

$$0,95 \times PI_{\text{térmica}} \geq P_C - P_E + 0,3 \times PI_E \quad (\text{se } P_E \geq 0,3 \times PI_E); \text{ em que:}$$

$PI_{\text{térmica}}$ – soma das potências instaladas dos grupos síncronos em serviço;
 P_C – consumo + perdas;
 P_E – produção eólica;
 PI_E – potência eólica instalada.

- o valor normal de exploração da tensão no barramento principal de 15 kV (regulado para o valor nominal).

Análise em Regime Estacionário

Numa primeira fase, recorreu-se à resolução de diversos estudos de trânsito de potências, com o objectivo de avaliar o impacto da expansão do parque eólico existente no comportamento em regime estacionário da rede eléctrica. Estes estudos permitiram analisar o comportamento da rede, nomeadamente através da avaliação dos seguintes aspectos:

- distribuição do trânsito de potência activa e reactiva na rede;
- variação dos perfis de tensão nos nós;
- valor de perdas na rede;
- valor das potências activas e reactivas produzidas pelas centrais térmicas.

Análise em Regime Dinâmica

A análise do comportamento dinâmico do sistema foi orientada numa perspectiva pessimista em que se simularam condições de exploração adversas. As perturbações simuladas, que serviram de base para esta análise, foram definidas numa perspectiva de maior aproximação às reais condições de exploração da rede e do parque eólico. Nesta perspectiva, foi avaliado o comportamento dinâmico da rede para as seguintes perturbações:

1. curto-circuito franco junto do parque eólico seguido da sua desligação, como consequência da actuação das suas protecções;
2. ligação dos aerogeradores existentes na rede;
3. variações da velocidade do vento, modelizadas através da variação do binário mecânico das turbinas eólicas.

4 Ferramenta de Simulação

Todo o estudo foi realizado utilizando uma ferramenta de simulação de comportamento em regime estacionário e dinâmico de sistemas de potência, desenvolvida pelo INESC [1]. Esta ferramenta permite avaliar o comportamento dinâmico de redes eléctricas após a ocorrência de uma vasta lista de possíveis perturbações. Permite ainda avaliar a influência da actuação dos sistemas reguladores de tensão e de velocidade das máquinas síncronas instaladas no sistema. O “software” inclui um interface gráfico do tipo Windows, que possibilita a visualização da evolução temporal das grandezas eléctricas e mecânicas, resultantes da integração numérica das equações diferenciais associadas ao modelo de estado do sistema. Para o cálculo destas equações recorreu-se ao método de Runge-Kutta de quarta ordem com um passo de integração de 5 ms. O interface gráfico permite ainda a visualização dos resultados do trânsito de potências que determinam o estado estacionário, prévio ao regime dinâmico pretendido.

5 Análise em Regime Estacionário

Da análise dos resultados de trânsito de potências relativos aos cenários simulados, ressaltam as seguintes conclusões principais:

- a. O aumento de produção eólica considerada conduz a um aumento das perdas activas totais da rede (ver Quadro 1). Esta diferença deriva essencialmente do aumento dos trânsitos de potência activa e reactiva nas ligações do parque eólico ao barramento principal de 15 kV (ver Figura 6). Este aumento corresponde a uma situação típica que ocorre quando a maior concentração de cargas encontra-se afastada do parque eólico.

Aumento de	Cenário de Vazio	Cenário de Ponta
Perdas Activas	70 kW	62 kW

Quadro 1 – Aumento de Perdas Activas Resultante da Expansão do Parque Eólico



Figura 6 – Trânsitos de Potência nas Ligações do Parque Eólico ao Barramento Principal de 15 kV

- b. Em todos os cenários simulados, os perfis de tensão nas áreas de consumo não sofrem alterações significativas. Este facto resulta essencialmente dos grupos síncronos demonstrarem ter capacidade para manter, independentemente da penetração eólica existente, a tensão no barramento principal de 15 kV da rede no valor nominal.
- c. A rede tem capacidade para garantir uma reserva girante térmica superior à definida pela ELECTRA para a fase da expansão do parque eólico. Verificou-se ainda que a reserva girante térmica que é possível garantir, chega a ser, em todos os cenários simulados, superior à produção eólica existente em exploração.
- d. A integração de novos aerogeradores na rede exigirá a tomada de medidas de compensação do consumo de potência reactiva na rede. Efectivamente, verificou-se que a integração da produção eólica adicional, apesar de conduzir à redução da produção de potência activa térmica, dificulta a desligação de grupos térmicos. Nomeadamente, nas simulações realizadas observou-se que, na sequência da integração eólica adicional, a retirada de serviço de algum dos grupos térmicos provoca um aumento para valores demasiadamente elevados da carga aparente dos restantes grupos que ficam em serviço. Este facto resulta do acréscimo de consumo de potência reactiva solicitado pelo parque eólico. De modo a que seja possível realizar uma melhor gestão dos grupos Diesel (i.e. permitido retirar grupos de serviço quando aumenta a penetração eólica), deverá ser assegurada a compensação total de consumo de potência reactiva de todo o parque eólico. A tomada desta medida permite ainda minimizar o trânsito de potência reactiva no ramal de ligação ao parque eólico e assim contribuir para a diminuição de perdas na rede.
- e. A situação de exploração de 9X300 kW de potência eólica para um cenário de consumo que ronda os 4,66 MW (ou inferior) conduz à exploração dos grupos síncronos em regimes de carga muito baixos, e conseqüentemente com baixo rendimento de produção. Observou-se que, para evitar esta situação, a penetração eólica durante o cenário de carga considerado terá que se limitar a 7 aerogeradores de 300 kW.
- f. Independentemente da penetração eólica, o trânsito de potência no ramal que liga a nova central térmica à rede condiciona fortemente o valor das perdas totais da rede (cabo com comprimento \cong 7km). Para evitar elevados valores de perdas na rede, verificou-se que a produção na nova central térmica deverá ser controlada de forma a corresponder ao valor mínimo indispensável para a satisfação dos consumos locais.

6 Análise em Regime Dinâmico

Nesta componente do trabalho, procurou-se avaliar o comportamento temporal de algumas grandezas eléctricas do sistema e dos grupos Diesel, tendo a frequência da rede sido a variável que condicionou algumas das conclusões retiradas.

6.1 Perturbação 1: Curto-circuito Franco Junto do Parque Eólico Seguido da sua Desligação

Simulou-se um curto-circuito trifásico simétrico num barramento próximo da zona do parque eólico, auto-extinto de forma bem sucedida 0,2 s após o seu aparecimento. Deste modo, foi possível avaliar o comportamento dinâmico da rede na situação em que um defeito poderá conduzir a um abaixamento suficiente dos níveis de tensão no parque eólico, que levem à saída de serviço dos aerogeradores do parque por actuação das suas protecções. Na perturbação simulada considerou-se a actuação das protecções do parque 0,1 s após o aparecimento do c.c.. Notar que na definição dos cenários simulados, considerou-se uma reserva girante superior à potência eólica em exploração. Caso contrário, esta perturbação levaria à diminuição da frequência transitória do sistema para valores que certamente provocariam a perda parcial ou total da continuidade de serviço do sistema. Da simulação desta perturbação resultaram as seguintes curvas de evolução temporal do desvio de frequência do sistema:

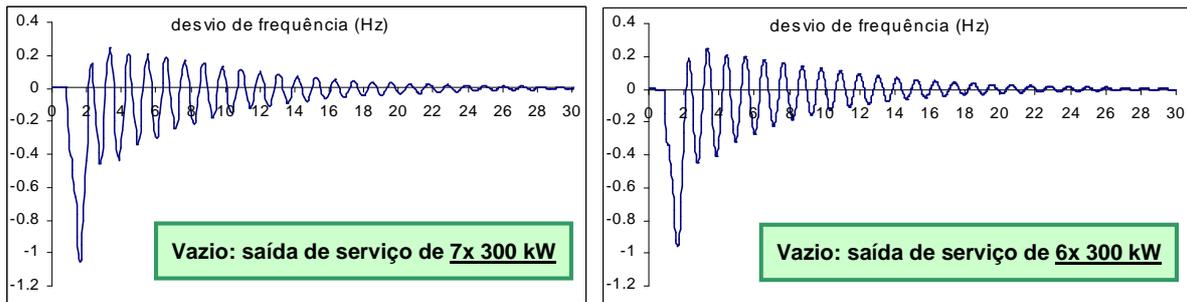


Figura 7 – Desvio de Frequência para Vazio com Penetração Eólica Adicional (Perturbação 1)

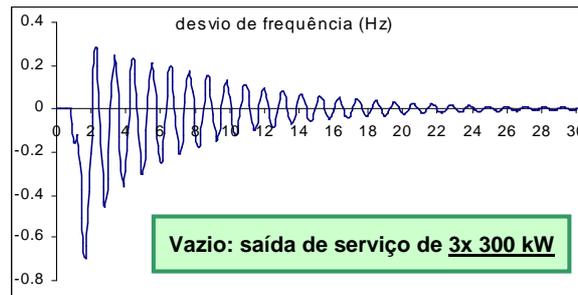


Figura 8 – Desvio de Frequência para Vazio sem Penetração Eólica Adicional (Perturbação 1)

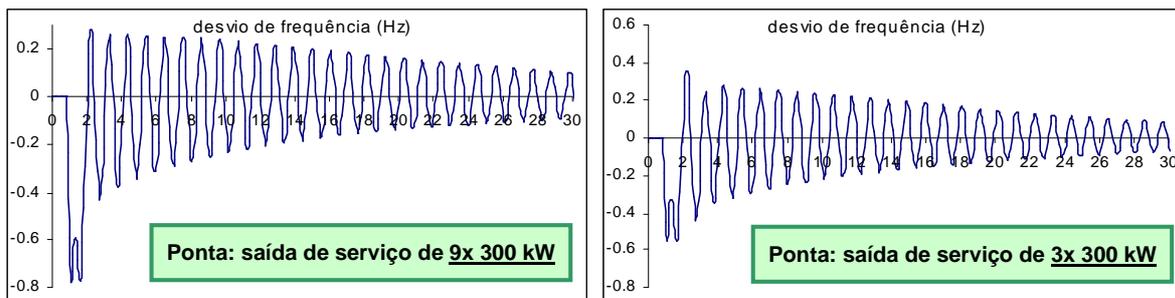


Figura 9 – Desvio de Frequência para Ponta com/sem Penetração Eólica Adicional (Perturbação 1)

Como se pode observar nas figuras atrás apresentadas, em todos os cenários verificou-se uma variação significativa da frequência da rede, que no entanto, acaba por desaparecer ao fim de cerca de 30 s para os cenários de vazio simulados, e de 70 s para os cenários de ponta simulados. Inicialmente, a diminuição de frequência resulta do aumento da potência eléctrica solicitada aos geradores, provocado pelas elevadas perdas por efeito de Joule que se verificam nos ramos do sistema durante a ocorrência do c.c.. No entanto, a razão principal pela qual a frequência da rede sofre os desvios negativos verificados, resulta da perda de produção de potência activa que ocorre devido à saída do parque eólico.

O maior tempo de estabelecimento que se observou nos períodos de ponta, deve-se ao facto do sistema eléctrico apresentar menor capacidade de amortecimento nesses períodos. Efectivamente, apesar de nos cenários de ponta os desvios de tensão e de frequência verificados serem de menor amplitude, as oscilações de potência activa e mecânica que se estabelecem apresentam uma maior dificuldade de amortecimento. Este comportamento resulta da existência de um maior número de grupos síncronos em serviço nas horas de maior consumo, o que conduz a que ocorram maiores trocas de energia entre eles. Tal situação é normal de ocorrer nestas ocasiões.

No cenário de vazio, a saída de serviço de 7x300 kW de produção eólica provoca desvios de frequência negativos que atingem valores da ordem de 1,2 Hz (ver Figura 7). Esta situação poderá colocar em risco a segurança de exploração da rede, uma vez que poderá levar à actuação dos sistemas de protecção dos geradores síncronos em serviço. Para assegurar desvios de frequência inferiores a 1Hz, no cenário de vazio considerado deverá ser considerado no máximo a exploração de 6 aerogeradores de 300 kW.

6.2 Perturbação 2: Ligação dos Aerogeradores Existentes na Rede

Na simulação desta perturbação, considerou-se que a ligação de cada aerogerador foi efectuada depois da respectiva turbina ter acelerado até uma velocidade correspondente a 98% da velocidade de sincronismo, tendo-se assim desprezado a actuação de dispositivos de “soft-starting”, o que nos conduz a resultados pessimistas e a uma análise segura do ponto de vista de engenharia. Para esta perturbação, foram realizadas as simulações que estão caracterizadas no Quadro 2.

	Parque eólico: 9x300 kW	Parque eólico: 3x300 kW
t	Vazio e Ponta	Vazio e Ponta
1 s	ligação de WG1	ligação de WG1
5 s	ligação de WG2	ligação de WG2
10 s	ligação de WG3	ligação de WG3
15 s	ligação de WG4	-
20 s	ligação de WG5	-
25 s	ligação de WG6	-
30 s	ligação de WG7	-
35 s	ligação de WG8	-
40 s	ligação de WG9	-

Quadro 2 – Sequência de Ocorrências (Perturbação 2)

Na prática o intervalo de tempo de ligação entre aerogeradores é bastante superior aos 5 segundos considerados. No entanto, optou-se pelos 5 segundos, apenas com o intuito de não tornar o tempo total da simulação demasiado elevado. Por outro lado, assim as análises efectuadas foram conduzidas mais uma vez numa perspectiva pessimista, o que permitiu extrair conclusões com bastante segurança relativamente ao comportamento esperado da rede. Algumas das evoluções temporais obtidas da simulação desta perturbação apresentam-se nas seguintes figuras:

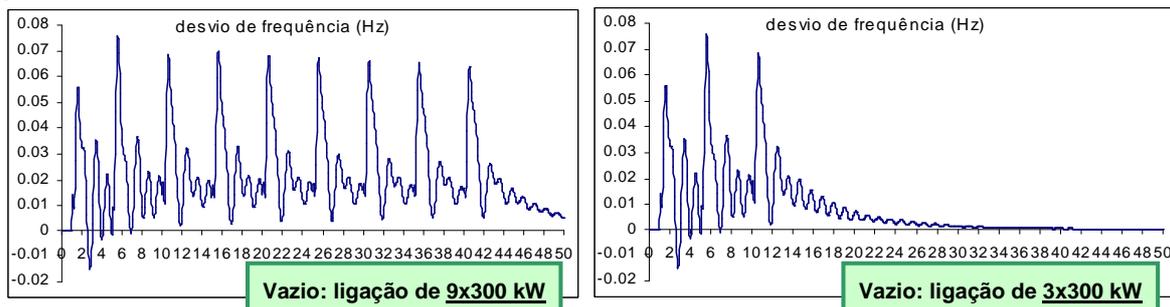


Figura 10 – Desvio de Frequência para Vazio com Ligação de 9x300kW/3x300kW (Pert. 2)

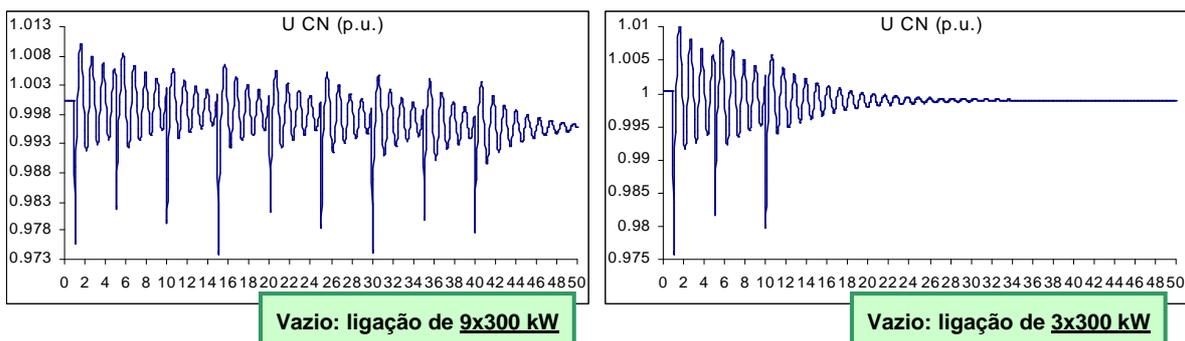


Figura 11 – Tensão na Central Chã de Areia para Vazio com Ligação de 9x300kW/3x300kW (Pert. 2)

As principais conclusões que se retiraram da simulação desta perturbação foram as seguintes:

- Na sequência da ligação de cada aerogerador, ocorre um pico de frequência positivo e um abaixamento de curta duração (cerca de 0,35 ms) dos níveis de tensão (cava de tensão), que se generaliza por toda a rede.
- O valor máximo dos desvios de frequência e de tensão resultantes da ligação dos aerogeradores do parque, com um intervalo de tempo razoável entre cada ligação, é muito pouco influenciados pelo número de aerogeradores que são ligados. Efectivamente, verificou-

se que cada vez que se procede à ligação de um aerogerador, a constante de inércia total do sistema aumenta, o que conduz a que o regime transitório resultante de cada ligação efectuada seja progressivamente mais amortecido. Este efeito encontra-se perfeitamente visível nos gráficos acima apresentados.

- No seguinte quadro apresentam-se os valores obtidos das simulações realizadas, para o abaixamento da tensão nos nós de consumo da rede (em percentagem relativamente à tensão existente antes de ocorrer a sequência de ligação), e para os valores mínimo e máximo atingidos pela frequência da rede.

Cenário de Carga	Abaixamento _{max} de tensão	f _{min} (Hz)	f _{max} (Hz)
Vazio	2.70%	49.99	50.08
Ponta	1.30%	49.99	50.04

Quadro 3 – Abaixamento de tensões e os valores mínimo e máximo atingidos pela frequência (Pert. 2)

Como seria de esperar, os desvios de tensão e de frequência verificados para o período de ponta são de menor amplitude quando comparados com os verificados para o período de vazio.

6.3 Perturbação 3: Variações da velocidade do vento

Simulou-se a existência de regimes de vento variáveis, que se traduzem em variações do binário mecânico dos aerogeradores. Esta situação introduz perturbações na rede, sendo essas perturbações tanto maiores quanto maior for a penetração eólica. Atendendo a este facto, simulou-se esta perturbação apenas para os cenários de vazio e de ponta em que a penetração eólica é máxima. Para a simulação da variação da velocidade do vento, considerámos dois tipos de modelização possíveis:

- turbulência de vento;
- oco de vento.

Turbulência de Vento:

Considerou-se uma variação aleatória da velocidade do vento entre 12 m/s e 15 m/s, pelo que, atendendo à curva característica de potência das máquinas 'Stall' (ver Figura 12), admitiu-se uma variação de carácter aleatório da potência mecânica desenvolvida nos aerogeradores em torno do valor nominal, cuja amplitude não ultrapassa os $\pm 15\%$ da potência nominal. Não se admitiu a existência de sistema de regulação 'Pitch' nos novos aerogeradores.

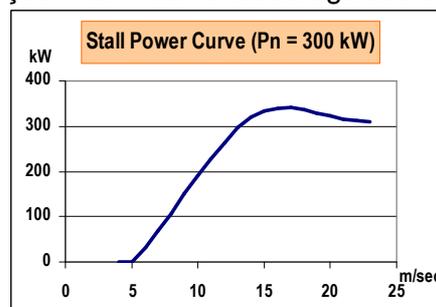


Figura 12 – Exemplo de curva de potência de aerogerador com sistema de regulação "Stall"

Oco de Vento:

Considerou-se a ocorrência de quedas temporárias da velocidade do vento (ocos de vento), que foram modelizadas como variações da potência mecânica fornecida ao aerogerador, apresentando uma evolução temporal do tipo da descrita na Figura 13. Para esta perturbação, foram realizadas as simulações caracterizadas no Quadro 4.

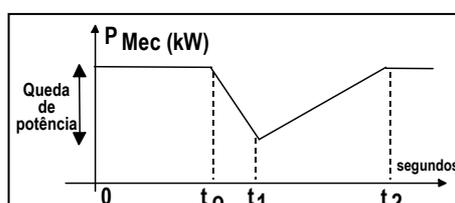


Figura 13 – Modelização da variação da potência eólica devido a ocorrência de oco de vento

Vazio e Ponta aerogerador	Oco de Vento			Turbulência de Vento	
	Queda de Pmec	t ₀ (s)	t ₁ (s)	t ₂ (s)	Amplitude máxima
WG1	50%	0	1	3	+/- 15 % da Pn
WG2	50%	3	4	6	+/- 15 % da Pn
WG3	50%	6	7	8	+/- 15 % da Pn
WG4	40%	9	10	11	+/- 15 % da Pn
WG5	40%	12	13	14	+/- 15 % da Pn
WG6	40%	15	16	17	+/- 15 % da Pn
WG7	35%	18	19	20	+/- 15 % da Pn
WG8	30%	18	19	20	+/- 15 % da Pn
WG9	30%	21	22	23	+/- 15 % da Pn

Quadro 4 – Sequência de Ocorrências (Perturbação 3)

Algumas das evoluções temporais obtidas da simulação desta perturbação apresentam-se na Figura 14.

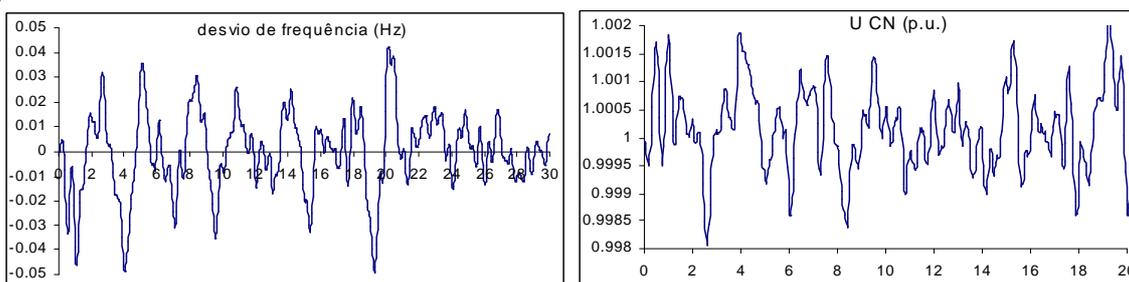


Figura 14 – Desvio de Frequência e Tensão na Central Chã de Areia para Cenário de Vazio (Pert. 3)

Da análise dos resultados obtidos verificou-se que o sistema apresenta um bom comportamento relativamente às perturbações introduzidas pela existência de regimes de vento variáveis, nomeadamente quando o parque eólico se encontra a produzir 2,7 MW (9×300 kW). Em todos os cenários simulados relativos a esta perturbação, os desvios máximos de frequência e de tensão verificados foram inferiores aos apresentados no Quadro 5, com excepção da variação de tensão nos terminais dos aerogeradores que atingiram valores máximos da ordem dos 0,56 %.

Valores Máximos Observados	Desvios de tensão
	+/- 0.3 %
Desvios de frequência	+/- 0.05 Hz

Quadro 5 – Valores de Desvio de Tensão e de Frequência Máximos Observados (Pert. 3)

7 Conclusões Gerais

A partir do cenário de exploração considerado e perturbações simuladas, os estudos efectuados permitiram avaliar os impactos previsíveis, decorrentes da integração dos 6 novos aerogeradores (6x300 kW) na rede de Santiago, para o ano de 1998. Da análise dos resultados obtidos das simulações em regime estacionário e dinâmico, foram extraídas as seguintes principais conclusões:

1. A integração de novos aerogeradores na rede exigirá a tomada de medidas de compensação do consumo de potência reactiva da rede. Sugere-se que se proceda à instalação de baterias de condensadores no parque eólico, dotando-as de escalões, de forma a assegurar uma total compensação dos consumos de reactiva dos aerogeradores e a minimização do trânsito de reactiva no ramal de ligação ao parque eólico. Esta medida, para além de contribuir para a diminuição de perdas na rede, permitirá uma melhor gestão dos grupos Diesel na sequência do aumento de penetração eólica, nomeadamente, retirar de serviço grupos Diesel continuando-se a respeitar os critérios de reserva girante.

2. Apenas nas horas de menor consumo haverá necessidade de se adoptarem regras que limitem a existência de valores elevados de penetração eólica, caso se pretenda evitar a exploração dos grupos síncronos com baixo rendimento e assegurar elevados níveis de segurança de exploração. De facto, para as perturbações em que não se simulou a saída de serviço do parque eólico, a rede

mostrou ter um comportamento estável em todos os cenários simulados, nomeadamente no de vazio com penetração eólica máxima.

3. O critério de R.G. adoptado pela ELECTRA demonstrou ser adequado para garantir robustez de exploração em regime dinâmico, desde que não se considere a possibilidade de desligação da totalidade do parque eólico.

4. A crescente complexidade detectada na exploração da rede de Santiago, justifica a instalação de um pequeno sistema SCADA, nomeadamente para a monitorização e controlo remoto das instalações de produção. Devendo integrar funções de controlo de apoio à gestão das duas centrais térmicas e do parque eólico, nomeadamente no que diz respeito às soluções de pré-despacho e despacho das unidades térmicas, atendendo à produção eólica prevista. A instalação de um sistema SCADA está desde já prevista para a ilha de Santiago.

5. Sugere-se ainda que deverá ser feita a ligação directa do ramal do parque eólico à central Diesel de Chã-de-Areia, de forma a evitar a saída de serviço do parque eólico, decorrente da realização de acções de deslastre de cargas.

A ELECTRA equaciona actualmente um maior aumento da produção eólica nos seus sistemas. Assim, são de prever:

- em Santiago, a instalação de mais um aerogerador de 300 kW em 1999 e de 3000 kW a 4800 kW em 2000;
- em S. Vicente, um aumento de mais 600 kW relativamente ao considerado neste estudo;
- no Sal, um aumento de mais 600 kW face ao considerado neste artigo.

Devido ao elevado crescimento dos consumos previstos para rede de Santiago (previsão de uma ponta de 11 421 MW em 1999 e de 16 400 MW em 2003), no início do ano 2000 a ELECTRA arrancará com a construção de uma nova central térmica na cidade da Praia, com uma potência de 3-4 MW, numa primeira fase, e mais 3 grupos de 4 MW posteriormente.

Referências

- [1] Vincent Van Acker, "Steady State and Dynamic Behaviour Analysis of Isolated Power Systems with Wind Power Production", Master Theses, July 1995.
- [1] J.A. Peças Lopes, "Operation of Isolated Systems with a Large Penetration of Wind Power Generation", V SEPOPE, May 1996.
- [2] Jansénio Delgado, "Energia Eólica em Cabo Verde: Experiências e Perspectivas", A Corrente - Revista da Empresa Pública da Electricidade e Água de Cabo Verde (ELECTRA), Abril 1996.
- [3] J.A. Peças Lopes, M. Helena Vasconcelos e J.L. Pereira da Silva, "Relatório Preliminar dos Estudos de Análise da Rede Eléctrica da Ilha de S. Vicente da República de Cabo Verde", Relatório do projecto de consultoria desenvolvido para a ELECTRA, Março 1997.
- [4] M. Helena Vasconcelos, J.A. Peças Lopes e Cláudio Monteiro, "Estudos de Análise da Rede Eléctrica da Ilha de Santiago da República de Cabo Verde", Relatório final do projecto de consultoria desenvolvido para a ELECTRA, Fevereiro 1998.
- [5] M. Helena Vasconcelos e J.A. Peças Lopes, "Estudos de Análise da Rede Eléctrica da Ilha do Sal da República de Cabo Verde", Relatório final do projecto de consultoria desenvolvido para a ELECTRA, Dezembro 1998.