

PROJECTO E EXPLORAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS COM GERADORES ASSÍNCRONOS NA SEQUÊNCIA DA APLICAÇÃO DA NOVA LEGISLAÇÃO

M. Helena Vasconcelos¹, J.A. Peças Lopes² e J. Pereira da Silva³
INESC, Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores
Praça da República, 93 - 4000 Porto, PORTUGAL

Sumário

Neste artigo descreve-se sucintamente o tipo de problemas de exploração que os parques eólicos, dotados de geradores assíncronos, passam a enfrentar na sequência da aplicação da nova legislação relativa aos produtores independentes. Tal situação implica a adopção de uma cuidada metodologia de análise e projecto para proceder ao dimensionamento de baterias de condensadores suplementares, a colocar em serviço na instalação de produção. Este dimensionamento deve ser acompanhado de um conjunto de medidas de carácter técnico que se descrevem neste artigo.

1. INTRODUÇÃO

Nos próximos anos assistir-se-á a um aumento significativo do valor da potência eólica instalada em Portugal, através da ligação à rede pública de novos parques eólicos, continuando a verificar-se uma acentuada preferência pela utilização dos geradores assíncronos [1].

O *Decreto-Lei 189/88* estipulava em relação ao factor de potência das Instalações de Produção Independente (IPI) que:

- o factor de potência dos geradores assíncronos durante as horas cheias e de ponta (horas fora de vazio) não deveria ser inferior a 0,85 indutivo ($\tan\phi < 0,62 \text{ ind}$), pelo que o produtor teria de instalar as baterias de condensadores que fossem necessárias;
- durante as horas de vazio não era permitido o fornecimento de energia reactiva à rede.

Posteriormente, e de acordo com o sistema tarifário em vigor, foi assumido na prática um factor de potência nas

horas fora de vazio correspondente a $\tan\phi < 0,4 \text{ ind}$.

A situação veio a alterar-se radicalmente com a publicação do *Decreto-Lei 313/95* que prevê condições muito diferentes daquelas, nomeadamente para o factor de potência fora das horas do vazio das Instalações de Produção Independente daquele tipo.

Com efeito, estipula este Decreto-Lei que:

- os produtores devem, nos períodos fora do vazio, fazer acompanhar o fornecimento de energia activa de uma quantidade de energia reactiva correspondente, no mínimo, a 40% da energia activa fornecida ($\tan\phi \geq 0,4 \text{ cap}$);
- os produtores não devem, nos períodos de vazio, fornecer energia reactiva à rede;
- a energia reactiva em défice nas horas fora de vazio e a fornecida nas horas de vazio são pagas pelo produtor aos preços de energia reactiva indutiva e de energia reactiva capacitiva, respectivamente, fixados no tarifário da rede pública para o nível de tensão da interligação [2].

Assim, a nova Legislação conduz à necessidade da realização de uma análise bastante aprofundada do problema, nomeadamente para as IPI equipadas com geradores assíncronos, visando os seguintes objectivos:

- definição de soluções técnicas de exploração a adoptar para os diversos regimes de exploração quer da IPI, quer da rede receptora, tendentes a:
 - evitar o pagamento de energia reactiva;
 - manter o valor da tensão nos terminais dos aerogeradores assíncronos dentro dos limites dos relés de máximo e de mínimo de tensão (normalmente, $U_n \pm 5\%$);
 - manter o valor da $\tan\phi$ à saída da instalação dentro de limites aceitáveis.

¹ Investigadora do INESC

² Professor Auxiliar da FEUP com Agregação e Investigador do INESC

³ Professor Associado da FEUP e Investigador do INESC

- análise do impacto da IPI na rede receptora para os diversos regimes de exploração do sistema, atendendo nomeadamente às condições de regulação de tensão da rede receptora [3].

Para esse efeito é necessário efectuar um elevado conjunto de simulações baseadas na análise do funcionamento em regime permanente [4] da IPI e da rede receptora, para vários cenários de exploração, visando testar diversas soluções técnicas a adoptar no projecto da IPI [3].

Estas soluções técnicas estão ligadas, entre outros, aos seguintes aspectos:

- número e potência dos escalões de baterias dos condensadores dos grupos produtores e seu controlo;
- número e potência dos escalões suplementares de baterias de condensadores da IPI e seu controlo;
- valores das tomadas de regulação em vazio dos transformadores dos grupos;
- existência ou não de regulação automática de tensão em carga do transformador da subestação elevadora da IPI; ou valor da tomada de regulação em vazio deste transformador, quando é este o tipo de regulação.

Nesta comunicação descreve-se sucintamente a metodologia adoptada e os estudos a efectuar tendo em vista os objectivos atrás referidos, bem como resultados obtidos relativamente às medidas técnicas a adoptar para um caso-tipo de estudo.

2. IMPACTO NA CONFIGURAÇÃO DA INSTALAÇÃO

Uma configuração típica de uma IPI com aproveitamento de recursos eólicos corresponde ao esquema unifilar simplificado apresentado na Figura 1. Um parque eólico compreende, em geral, n grupos aerogeradores de baixa tensão (BT) e de potência nominal P_n . Os grupos são ligados a 2 ou mais ramais subterrâneos de MT através de transformadores de grupo BT/MT, normalmente com tomadas de regulação em vazio. Os ramais em cabo subterrâneo são ligados a uma subestação elevadora de MT com as tensões MT1/MT2, cujo transformador pode possuir tomadas de regulação em vazio ou em carga.

Na sequência da aplicação da nova legislação, passará a haver uma demarcada diferença da situação de exploração da IPI entre as horas de vazio e fora de vazio, nomeadamente ao nível dos valores de tensão nos terminais dos aerogeradores. Assim, torna-se necessário equacionar a possibilidade de o transformador da subestação elevadora do parque possuir regulação automática de tensão.

O sistema de compensação de potência reactiva individual de cada aerogerador (correspondente à bateria de condensadores de grupo, dotada de escalões,

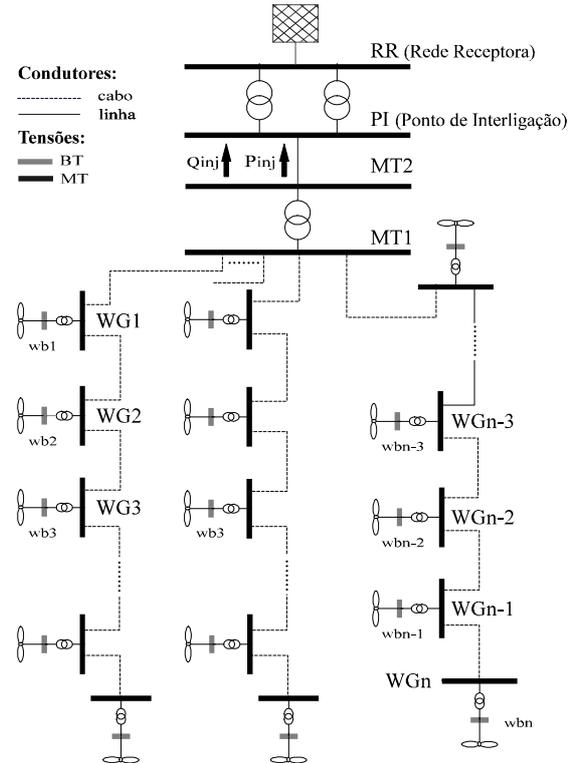


Figura 1 - Configuração típica de um parque eólico (IPI)

conforme se representa na Figura 2) é, em geral, dimensionado de modo a compensar a quase totalidade do consumo de potência reactiva dos aerogeradores (normalmente para cerca de $\cos\phi=0,99$ ind).

Tal solução garante a minimização de perdas na rede interna do parque eólico, por evitar o trânsito de potência reactiva nos cabos, e conduz, pela mesma razão, à redução da potência do transformador de grupo. Por outro lado, assegura um valor de $\cos\phi$ indutivo o que garante o não pagamento de energia reactiva durante as horas de vazio.

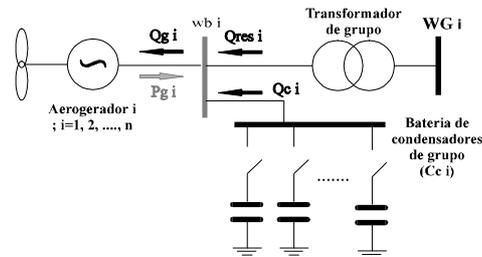


Figura 2 - Compensação do $\cos\phi$ individual dos aerogeradores (aerogerador i)

Face ao novo Decreto-Lei, para evitar o pagamento da energia reactiva, referente às horas fora do vazio, torna-

se necessária a instalação de um maior número de baterias de condensadores na instalação. A solução a adoptar deve, contudo, acautelar os seguintes aspectos:

- evitar perdas por efeito de Joule e quedas de tensão suplementares na rede interna do parque;
- minimizar riscos de auto excitação dos aerogeradores (tendo em conta que as sobretensões nos terminais dos geradores de indução são agravadas com o aumento do valor nominal das baterias de condensadores);
- evitar o sobredimensionamento dos transformadores de grupo e do transformador de interligação com a rede receptora.

Assim, a solução a implementar passará pela instalação de uma bateria de condensadores suplementar no barramento de MT à saída da subestação do parque (identificado na Figura 1 como MT2), evitando assim o trânsito pelo transformador elevador da IPI da potência reactiva suplementar a fornecer nas horas fora de vazio.

É de notar que no caso apresentado na Figura 1, a IPI é ligada à rede receptora (RR) através de uma linha dedicada, sendo o ponto de interligação (PI) o barramento de MT da subestação da rede receptora. No entanto, desde que a potência de c.c. o permita, pode ser adoptada outro tipo de interligação, nomeadamente a ligação em partes intermédias de ramais de MT.

3. ESTUDOS DE ANÁLISE DE REDES A EFECTUAR

Para efeitos de análise deste tipo de casos considerou-se a situação particular da IPI da Figura 1, caracterizada por apresentar transformadores dotados de tomadas fixas, o que corresponde ao caso que maiores problemas trás à exploração da instalação.

Os estudos a efectuar passam inicialmente pela definição das condições de exploração da rede receptora (RR) relativamente aos níveis de tensão normalmente existentes. Assim, mediante a actuação do sistema de regulação em carga das tomadas dos transformadores AT/MT que ligam o ponto de interligação (identificado na Figura 1 como PI) à rede receptora, são definidos dois cenários extremos de exploração da RR:

- cenário de U_{max} : o valor da tensão em PI corresponde ao valor máximo definido pelas regras normais de exploração;
- cenário de U_{min} : o valor da tensão em PI corresponde ao valor mínimo definido pelas regras normais de exploração.

Posteriormente, torna-se necessário encontrar todos os parâmetros eléctricos dos componentes da IPI (cabos eléctricos, geradores, transformadores) para representar correctamente a instalação e proceder a estudos de trânsito de potências para analisar o comportamento em regime estacionário da instalação.

Em particular, é necessário conhecer a curva do consumo de potência reactiva de cada aerogerador (grandeza identificada na Figura 2 como Q_{g_i}) em função do regime de carga (identificado na Figura 2 como P_{g_i}), para um certo valor de tensão nos seus terminais. Esta curva pode ser obtida a partir de um conjunto de simulações de trânsito de potências considerando vários regimes de carga do aerogerador, obtendo-se uma curva $Q_{g_i}(P_{g_i})$ semelhante à apresentada no gráfico da Figura 3.

Dimensionamento do sistema de compensação do cosφ individual dos aerogeradores

Como já foi referido, o sistema de compensação por escalões do cosφ individual dos aerogeradores é definido de modo a evitar o trânsito de potência reactiva na rede interna do parque e a aplicação da penalização do tarifário de energia reactiva nos períodos de vazio.

De referir, que caso não se adopte uma solução baseada em escalões para a bateria de grupo é impossível evitar a injeção de potência reactiva na rede para os regimes de carga mais baixos, a menos que o sistema de compensação seja dimensionado com um só escalão para compensar os consumos em vazio dos geradores de indução. Tal solução tem, no entanto, o inconveniente de aumentar as perdas na rede interna do parque e poder conduzir a um transformador de grupo de maior potência.

Assim nos períodos de vazio e pela mesma razão (evitar o pagamento de energia reactiva) a bateria de condensadores de MT do parque tem que estar desligada.

De modo a garantir as duas condições referidas são definidos limites máximo e mínimo, Q_{max} e Q_{min} , para a potência reactiva resultante consumida por cada grupo aerogerador/bateria (identificada na Figura 2 como $Q_{res_i} = Q_{g_i} - Q_{c_i}$).

Entrando em consideração com os limites fixados, é definido o número de escalões da bateria e dimensionados os valores dos escalões, de modo a ser encontrado um compromisso entre os valores de tensão mínimos atingidos nos terminais do aerogerador para cada escalão e o desgaste do equipamento de corte dos escalões das baterias.

Supondo que são definidos 3 escalões, a adopção deste método resulta numa evolução de $Q_{res_i}(P_{g_i})$ do tipo apresentada no gráfico da Figura 3. As grandezas envolvidas no gráfico correspondem às que estão definidas no esquema unifilar do grupo aerogerador/bateria de condensadores, apresentado na Figura 2.

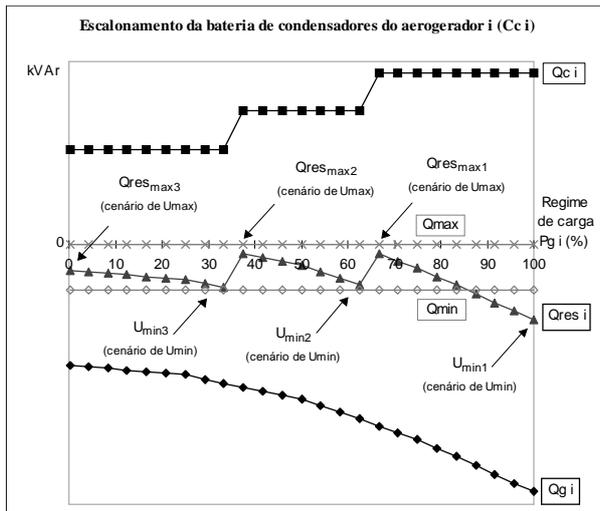


Figura 3 - Escalonamento da bateria de condensadores de grupo dos aerogeradores, C_{ci} do aerogerador i , considerando três escalões

Finalmente, tem que ser executado um conjunto de simulações do funcionamento da instalação utilizando a solução de escalonamento das baterias de condensadores de grupo a adoptar, de modo a verificar que não haja nomeadamente lugar à actuação dos relés de mínimo de tensão dos geradores assíncronos, para as condições extremas de funcionamento da IPI e da RR. Considerando que todos os aerogeradores apresentam níveis de produção aproximadamente iguais, o que não estará muito longe da realidade, a curva de $Q_{inj}(P_{inj})$ à saída do parque terá uma evolução semelhante à da curva $Q_{res}_i(P_{g_i})$ acima referida. Então, para a definição da solução de escalonamento das baterias de grupo, terão que ser verificadas as situações extremas de exploração descritas no Quadro 1.

Dimensionamento da Bateria de Condensadores de MT (C_{MT})

O valor total mínimo da bateria de condensadores de MT a colocar no barramento MT2, C_{MT} , é dimensionado tendo em conta a verificação da condição $\tan\phi_{inj} > 0,4 \text{ cap}$ durante as horas fora de vazio, para o cenário de consumo máximo de potência reactiva do parque eólico.

Será então necessário realizar a simulação do trânsito de potências, para a situação de consumo máximo de potência reactiva do parque, caracterizada no Quadro 2.

Atendendo ao sistema de compensação individual de cada aerogerador, o valor da bateria de condensadores a colocar atingirá um valor bastante elevado, sendo da ordem dos 50% da potência nominal do parque. Tal corresponderá a um investimento considerável, bem como ao aumento significativo dos níveis de tensão nas horas fora de vazio quer no parque, quer na rede receptora.

Situação extrema	Condições de exploração a simular	Condição a verificar
tensão mínima nos terminais dos aerogeradores (correspondente aos pontos de funcionamento U_{min1} , U_{min2} e U_{min3} da Fig. 3)	- cenário de U_{min} da RR - máximo regime de carga do parque para cada escalão das baterias de grupo	U nos terminais dos aerogeradores $> U$ de actuação dos relés de mínimo de tensão
consumo mínimo de potência reactiva do parque (correspondente aos pontos de funcionamento Q_{res1} , Q_{res2} e Q_{res3} da Fig. 3)	- cenário de U_{max} da RR - mínimo regime de carga do parque para cada escalão das baterias de grupo	$\tan\phi$ à saída do parque ($\tan\phi_{inj} = Q_{inj}/P_{inj}$) indutiva

Quadro 1 - Estudos de trânsitos de potências para definição da solução de escalonamento das baterias de grupo.

Condições de exploração a simular	Condição a verificar
- cenário de U_{min} da RR - funcionamento do parque à plena carga	$\tan\phi$ à saída do parque ($\tan\phi_{inj}) > 0,4 \text{ capacitiva}$

Quadro 2 - Estudos do trânsito de potências para dimensionar a bateria de condensadores de MT, C_{MT}

Escalonamento da Bateria de Condensadores de MT (C_{MT})

Adoptando-se uma solução de escalonamento das baterias de condensadores de grupo e a colocação no barramento MT2, à saída da IPI, de uma bateria com um único escalão, passarão a verificar-se problemas de exploração do parque durante as horas fora de vazio. Efectivamente, aquando da redução do regime de carga dos aerogeradores a $\tan\phi$ à saída do parque e os níveis de tensão no interior da instalação tomam valores que se podem tornar excessivamente elevados.

Para limitar estes valores, e em particular para evitar a actuação dos relés de máximo de tensão da instalação, deve ser adoptada uma filosofia de escalonamento da bateria de condensadores suplementar C_{MT} .

Antes da definição do número e valores dos escalões da bateria é necessário garantir a condição $\tan\phi_{inj} > 0,4 \text{ cap}$ para os vários regimes de carga existentes no parque eólico. Tendo em conta esta restrição, é definido o valor mínimo da bateria C_{MT} em função do regime de carga do parque para condições de $\tan\phi_{min}$ capacitiva.

Assim, a curva Q_{MTmin} em função do regime de carga do parque, $Pinj$, é obtida recorrendo-se à realização das simulações de trânsito de potências, caracterizadas no Quadro 3, na situação de consumo máximo de potência reactiva do conjunto dos aerogeradores para os vários regimes de carga do parque.

Condições de exploração a simular	Condição a verificar
- cenário de U_{min} da RR	$\tan\phi$ à saída do parque ($\tan\phi_{inj}$) > 0,4 capacitiva

Quadro 3 - Estudos de trânsitos de potências para obtenção da curva $Q_{MTmin}(Pinj)$

Supondo o exemplo que temos vindo a seguir e considerando que todos os aerogeradores apresentam níveis de produção aproximadamente iguais, a curva $Q_{MTmin}(Pinj)$ obtida terá uma evolução semelhante à apresentada nas Figuras 4 e 5.

A curva $Q'_{inj}(Pinj)$ apresentada corresponde à potência reactiva injectada pelo parque, para os vários regimes de carga, não considerando a colocação em serviço da bateria de condensadores C_{MT} .

Como se pode verificar pela observação da curva $Q_{MTmin}(Pinj)$, os regimes de carga dos aerogeradores em que ocorre a mudança de escalão das baterias de grupo condicionam o valor de C_{MTmin} relativamente a regimes de carga superiores.

Posteriormente, são geradas uma série de hipóteses de escalonamento possíveis. O número de escalões de C_{MT} é definido no sentido de determinar um ponto de compromisso entre os valores de $\tan\phi_{max}$ à saída do parque e de U_{max} no interior da instalação e o eventual desgaste do sistema de ligação e corte das baterias de condensadores.

As Figuras 4 e 5 apresentam alguns exemplos de hipóteses de escalonamento possíveis – hipóteses H1 (sub-hipóteses H1.1, H1.2 e H1.3) e hipóteses H2 (sub-hipóteses H2.1, H2.2 e H2.3) – para o caso de adopção de 3 escalões da bateria C_{MT} – escalões A, B e C.

Ao escalão A corresponde o valor C_{MTmin} anteriormente dimensionado, que representa o valor máximo da potência da bateria de condensadores, correspondendo os escalões B e C aos valores médio e mínimo desta potência, respectivamente.

A hipótese de escalonamento H1 favorece, em termos de $\tan\phi_{max}$ e U_{max} , os regimes de carga mais elevados do parque. Em contrapartida, a hipótese de escalonamento H2 favorece os menores regimes de carga. Ainda em relação aos mesmos objectivos as sub-hipóteses representadas nas figuras constituem soluções de escalonamento alternativas entre os regimes de carga média e mínima do parque.

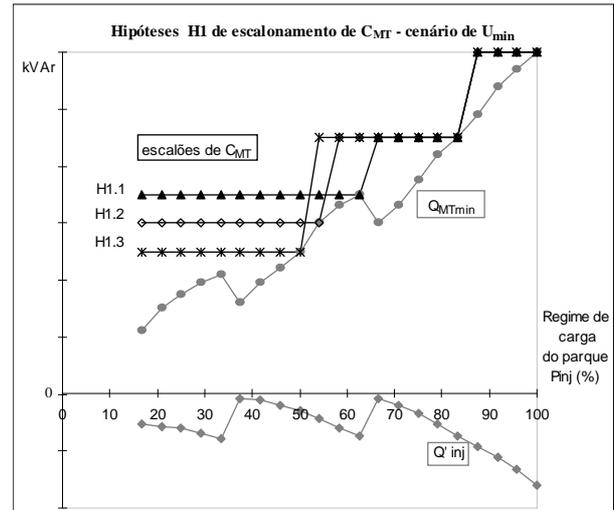


Figura 4 - Hipóteses H1 de escalonamento da bateria C_{MT}

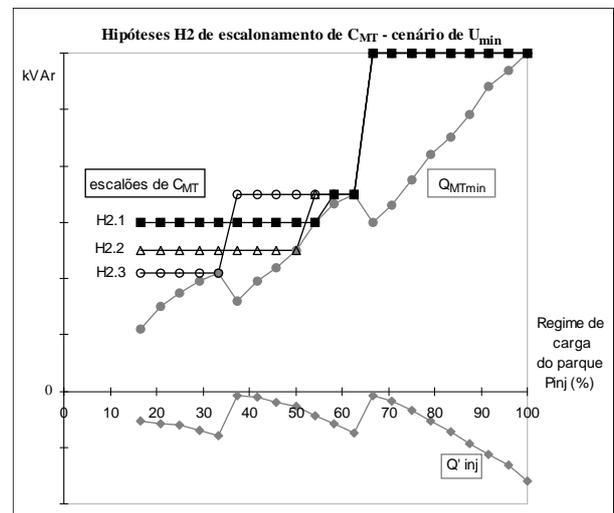


Figura 5 - Hipóteses H2 de escalonamento da bateria C_{MT}

Para o estudo do impacto das várias hipóteses de escalonamento definidas, é necessário realizar-se um conjunto de simulações, para cada uma das hipóteses, das situações de $\tan\phi_{max}$ à saída do parque e de U_{max} nos terminais dos aerogeradores.

Recorrendo à realização das simulações definidas no Quadro 4, obtêm-se as curvas da $\tan\phi_{max}$ à saída do parque e da U_{max} nos terminais dos aerogeradores para cada regime de carga do parque.

No seguimento do exemplo que temos vindo a descrever, as curvas que se obtêm para a $\tan\phi_{max}$ à saída do parque, em função do regime de carga e para as várias hipóteses de escalonamento – H1 (H1.1, H1.2 e H1.3) e H2 (H2.1, H2.2 e H2.3) –, correspondem às que se apresentam nas Figuras 6 e 7.

Situação extrema	Condições de exploração a simular	Valores a medir
- $\tan\phi$ máxima, $\tan\phi_{max}$ à saída do parque	- cenário de U_{max} da RR para os vários regimes de carga do parque	- $\tan\phi$ à saída do parque
- tensão máxima, U_{max} , nos terminais dos aerogeradores		- tensão nos terminais dos aerogeradores

Quadro 4 - Estudos de trânsitos de potências para obtenção das curvas $\tan\phi_{max}(P_{inj})$ e $U_{max}(P_{inj})$ no parque

É de notar que, apesar de não serem apresentadas nesta comunicação, as curvas da evolução da U_{max} nos terminais dos aerogeradores, estas têm um andamento semelhante ao apresentado nas curvas das figuras 6 e 7.

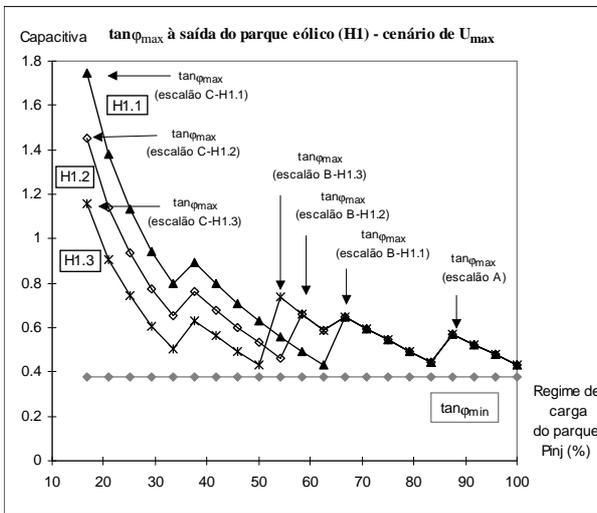


Figura 6 - Evolução da $\tan\phi_{max}$ à saída do parque em função do regime de carga – hipóteses de escalonamento H1

Finalmente é adoptada a solução de escalonamento da bateria C_{MT} tendo em conta a verificação das seguintes condições:

- $\tan\phi$ à saída do parque < limite a definir;
- U nos terminais dos aerogeradores < U de actuação dos relés de máximo de tensão da instalação.

É de sublinhar que, com esta solução, a condição $\tan\phi_{inj} > 0,4 \text{ cap}$ nas horas fora de vazio está assegurada, uma vez que se teve o cuidado, na definição das hipóteses de escalonamento, de não se ultrapassar os valores de C_{MTmin} .

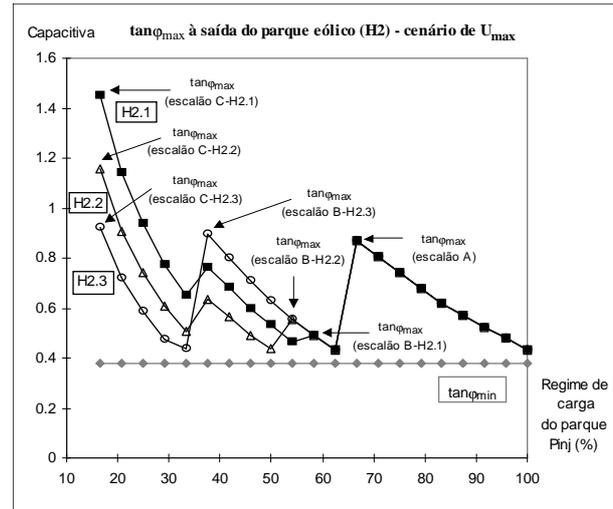


Figura 7 - Evolução da $\tan\phi_{max}$ à saída do parque em função do regime de carga – hipóteses de escalonamento H2

Assim, adoptando uma solução de escalonamento de C_{MT} comandada através da vigilância simultânea da $\tan\phi$ à saída do parque, das tensões no interior da instalação e do regime de carga dos aerogeradores é possível assegurar o não pagamento de energia reactiva e garantir um perfil de tensão que não envolva problemas para exploração da instalação.

A definição de um algoritmo de controlo deste sistema em que se procure também minimizar o número de manobras do equipamento de corte das baterias exige um conhecimento estatístico do regime de ventos locais. Este problema exige um tratamento complexo que não é abordado neste artigo por exceder o seu âmbito. De referir, que os investigadores envolvidos neste trabalho estão actualmente a desenvolver estudos neste domínio.

Regulação das Tomadas dos Transformadores

Continuamos a admitir a hipótese mais desfavorável em que quer os transformadores de grupo, quer o transformador elevador de saída do parque têm apenas tomadas de regulação em vazio. Sendo esta a situação habitual para os transformadores de grupo, note-se no entanto que a existência de regulação automática em carga no transformador elevador do parque facilitará a resolução dos problemas em análise.

A definição do valor das tomadas a seleccionar para os transformadores de grupo e elevador do parque, deverá ter em atenção os níveis de tensão nos períodos de vazio e fora de vazio. Nomeadamente, o valor das tomadas a seleccionar terá que verificar as seguintes condições:

- Nas situações de U_{max} nos terminais dos aerogeradores, já determinadas na definição da solução de escalonamento de C_{MT} para as horas fora de vazio, não haverá actuação dos relés de máximo de tensão;

- Nas situações de U_{min} nos terminais dos aerogeradores, já determinadas na definição da solução de escalonamento das baterias de grupo para as horas de vazio, não haverá actuação dos relés de mínimo de tensão.

Contudo, pode verificar-se não ser possível garantir no interior do parque eólico um perfil de tensões adequado sem recorrer a sistemas de regulação em carga das tomadas do transformador elevador de saída do parque. Tal resulta da dificuldade em assegurar níveis de tensão não demasiado baixos nas horas de vazio, dado as baterias de condensadores de MT estarem desligadas, e simultaneamente níveis de tensão não demasiado elevados durante as horas fora de vazio. Este tipo de conclusões é obtido a partir da simulação do funcionamento da instalação para os regimes extremos de produção e de tensão na rede receptora já referidos.

4. IMPACTO NA REDE RECEPTORA

A implementação do disposto no Decreto-Lei 313/95 vem ainda trazer dificuldades acrescidas à exploração da rede receptora, nomeadamente em termos do seu perfil de tensão e no que diz respeito à actuação do sistema de regulação de tensão dos transformadores AT/MT.

Assim, as condições de exploração da rede tornam-se particularmente complexas e difíceis quando na rede de MT estão ligadas ao longo de um mesmo ramal várias IPIs. Durante as horas fora de vazio podem verificar-se as seguintes situações:

- tensões muito elevadas nesse ramal;
- impossibilidade de regulação de tensão na subestação AT/MT por se atingir a tomada mínima;
- saturação do ramal MT por trânsito de reactiva;
- aumento de perdas na rede de MT dado o exagerado trânsito de potência reactiva pelos ramos desta rede.

Por outro lado, caso a IPI não faça o controlo da $\tan\phi$ capacitiva máxima, o que não foi previsto regulamentarmente, a situação será ainda mais complexa para a rede.

A exigência às IPIs de produção de potência reactiva durante as horas fora de vazio, foi definida de uma forma em que não foram acauteladas as dificuldades de exploração quer das instalações de produção independente, quer da própria rede.

Os autores deste artigo são pois da opinião que deve ser introduzida na legislação alguma regulamentação complementar que permita maior “flexibilidade” no valor da $\tan\phi_{cap}$ a considerar, atendendo à especificidade da rede onde vier a ter lugar a interligação de IPIs.

5. CONCLUSÕES

Em face dos estudos realizados, concluímos que, a aplicação do *Decreto-Lei 313/95* a instalações de produção independente com geradores assíncronos, exige que sejam feitos investimentos suplementares e implementadas várias medidas técnicas para efectuar a exploração da IPI.

Nomeadamente, de modo a que sejam asseguradas condições de exploração adequadas, quer nas horas fora de vazio quer nas de vazio, haverá necessidade de:

- a) fazer investimentos significativos na aquisição de baterias de condensadores de MT, sendo estas dotadas de escalões;
- b) instalar um sistema de ligação/corte temporizado da bateria de MT, de modo a retirar de serviço estes condensadores nas horas de vazio;
- c) instalar um sistema de controlo dos escalões da bateria de MT nas horas fora de vazio, sendo necessário definir uma filosofia de escalonamento da bateria em função do regime de carga da IPI, limitando os valores da $\tan\phi$ à saída da instalação e da tensão nos terminais dos aerogeradores;
- d) instalar, em cada aerogerador, um sistema de controlo que realize um programa de ligação/corte dos escalões das baterias de condensadores individuais em função da produção deste, seguindo uma filosofia de operação que esteja coordenada com o automatismo da bateria de MT;
- e) eventualmente dotar o transformador da subestação elevadora da IPI de tomadas com regulação em carga.

Para o correcto projecto e dimensionamento destes equipamentos, bem como para a definição da sua filosofia de exploração, terá que ser feito um estudo exaustivo, em termos do funcionamento em regime permanente, para condições extremas de exploração da IPI e da rede receptora.

Por outro lado, refira-se que a ligação da bateria de MT irá provocar o aumento da tensão na subestação de interligação durante as horas cheias. Assim, tendo em conta os limites técnicos dos reguladores de tensão dos transformadores da subestação, é necessário verificar se a tensão no lado da RR se irá manter dentro do intervalo normal de operação.

Por fim refira-se que as medidas apontadas acima vêm colocar dificuldades acrescidas de exploração da IPI, sendo necessário um programa de manutenção adequado dos aparelhos de corte dos escalões das baterias de condensadores.

Agradecimentos

Os autores agradecem o financiamento parcial que este trabalho obteve do Projecto PRAXIS/3/3.1/TIT/43/94.

6. BIBLIOGRAFIA

[1] - J. A. Peças Lopes, Vincent Van Acker, J. Pereira da Silva “Estudos de Análise do Impacto da Ligação do Parque Eólico da Fonte da Mesa”, 3º Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planeamento e Exploração de Redes de Distribuição de Energia, Porto, Portugal, 16-18 out 97.

[2] - Diário da República, série I-A do número 272/95, 24 nov 95.

[3] - J. A. Peças Lopes, M. Helena Vasconcelos, J. Pereira da Silva “Relatório dos Estudos Complementares sobre a Exploração do Parque Eólico da Fonte da Mesa”, Porto, Portugal, 1996.

[4] - Vincent Van Acker, “*Steady state and Dynamic behavior analysis of isolated power systems with wind power production*”, Tese de Mestrado, FEUP, 1996.