Mercado de Ajustes e Determinação de Preços Marginais Nodais de Potência Activa e Reactiva

Mário H. R. Gomes[(1)], João Tomé Saraiva[(2)]
[(1)] Escola Superior de Tecnologia de Tomar, Instituto Politécnico de Tomar
Estrada da Serra, 2300-313 Tomar, Portugal
mgomes@ipt.pt
[(2)] Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e INESC Porto
Campus da FEUP, Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto, Portugal
jsaraiva@fe.up.pt

Resumo — Esta comunicação descreve uma formulação matemática do problema de despacho de potência activa e reactiva em mercados de electricidade. Os modelos em utilização em diversos países adoptam um conjunto de etapas organizadas de forma sequencial no tempo envolvendo nomeadamente o despacho de potência activa e, em seguida, o despacho de serviços auxiliares. No entanto, estes dois problemas são acoplados no sentido em que, por exemplo, o despacho de potência reactiva não é independente da potência activa alocada aos geradores. O modelo proposto nesta comunicação admite assim que é conhecido o despacho puramente económico preparado pelo Operador de Mercado e realiza o despacho da potência reactiva considerando restrições de trânsito de potência nos ramos, limites do módulo da tensão e o diagrama de capacidade dos geradores. Como sub-resultado, são ainda obtidos os preços marginais nodais de potência activa e reactiva. A metodologia proposta é ilustrada com um caso de estudo baseado no sistema teste de 30 nós/41 ramos do IEEE.
Palavras Chave — Propostas de ajuste, despacho integrado, preços marginais, programação linear sequencial.

1. Introdução

A implementação de mecanismos de mercado em diversos países apresenta alguns aspectos comuns tais como a desverticalização das empresas tradicionais e o aparecimento de diversos agentes dedicados a actividades reguladas ou não reguladas. Esta restruturação originou a criação de mecanismos de mercado nas extremidades do sistema, isto é, na produção e na comercialização. A relação física entre a produção e a carga é assegurada por empresas de rede que actuam em regime de monopólio regulado. A falta de competição nestes segmentos e a competição imperfeita noutros é uma das razões que levou ao desenvolvimento da regulação independente.

Por outro lado, quando se fala sobre mercados de electricidade referimo-nos usualmente a mercados de potência activa. No entanto, os serviços auxiliares (tais como reservas e controlo de tensão / potência reactiva) são cruciais para manter a exploração em condições de segurança. A coordenação técnica da operação do sistema é assegurada por Operadores Sistema. Na maior parte das implementações, o despacho de potência activa – pelo Operador de Mercado ou relativa a Contratos Bilaterais – e as actividades do Operador de Sistema são realizadas de forma sequencial. A adopção de uma sequência cronológica de acções para despachar a potência activa, a potência reactiva e alocar as reservas corresponde a uma estratégia desacoplada que poderá originar diversas ineficiências. Com efeito, a operação de diversos componentes é determinada por restrições dependentes, em simultâneo, das potências activa e reactiva, tais como o limite térmico dos ramos e o diagrama de capacidade dos geradores síncronos. Neste último caso, a aceitação uma proposta de venda pelo Operador de Mercado condiciona, de imediato, a gama de potências reactivas que esse gerador poderá produzir. Assim, o Operador de Sistema poderá requerer que um gerador assuma um certo nível de produção de potência reactiva que apenas poderá ser atingido se for alterado o despacho de potência activa determinado pelo Operador de Mercado. Este gerador poderá, então, incorrer em custos de oportunidade correspondentes à diminuição da sua remuneração face ao valor expectável dado o despacho do Operador de Mercado. Estes aspectos ilustram o carácter acoplado que o despacho das potências activa e reactiva deverão assumir.

Neste contexto, esta comunicação descreve uma metodologia de despacho integrado de potência activa e reactiva a ser utilizada pelo Operador de Sistema e que se baseia no despacho económico obtido pelo Operador de Mercado. Esta metodologia pode ser organizada em duas fases. Na primeira, é executado um mercado centralizado baseado em ofertas de compra e venda de energia eléctrica utilizando um leilão de preço uniforme, conforme se detalha na Secção 2.1. Em seguida, o Operador de Sistema interpreta este resultado como um despacho base que poderá ter de ser alterado se existirem violações de restrições de segurança do sistema. Neste segundo estudo são consideradas restrições acopladas relativas aos limites térmicos dos ramos e relativas ao diagrama de capacidade dos geradores e pretende-se calcular os ajustes de potência activa que o despacho base deverá sofrer, o despacho de potência reactiva bem como a alocação de potência activa pelos diversos geradores de modo a compensar a potência activa de perdas. Este modelo pretende minimizar o custo da potência activa de perdas adicionado ao custo associado à eventual

utilização de propostas de ajuste de produção ou de carga necessárias para ultrapassar situações de violação de restrições técnicas. O resultado final corresponde, portanto, a um despacho tecnicamente viável baseado no despacho inicial elaborado pelo Operador de Mercado bem como aos preços marginais nodais de potência activa e reactiva e à alocação da potência activa de perdas pelos geradores. Esta alocação é realizada de um modo mais transparente configurando uma forma consistente de remuneração deste serviço.

Após esta secção introdutória, a Secção 2 detalha a metodologia desenvolvida, a Secção 3 refere o algoritmo de solução adoptado, a Secção 4 apresenta um Caso de Estudo baseado no sistema teste de 30 nós / 41 ramos do IEEE e a Secção 5 refere as conclusões mais relevantes.

2. Despacho Integrado Utilizando Propostas de Ajuste

2.1 Despacho Inicial do Operador de Mercado

Tipicamente, os mercados de electricidade integram um conjunto de actividades sob a responsabilidade de diversas entidades. No dia n-1, o Operador de Mercado recebe propostas de compra e de venda de energia eléctrica que, na sua versão mais simples – Propostas Simples – correspondem a pares (quantidade; preço). O Operador de Mercado ordena as propostas de venda por ordem crescente dos preços propostos e as propostas de compra por ordem descrescente, construindo curvas agregadas de compra/venda. A interseção destas curvas determina a quantidade negociada e o preço de fecho do mercado – *clearing price* – interpretado como o preço marginal de curto prazo do sistema produtor. A identificação das propostas aceites e do preço de mercado pode ser realizada resolvendo o problema linear (1 - 4).

$$max\, Z = \sum_{j=1}^{N_D} Cd_j . Pd_j - \sum_{i=1}^{N_G} Cg_i . Pg_i \qquad (1)$$

$$subj \quad 0 \le Pd_j \le Pd_j^{bid} \qquad (2)$$

$$0 \le Pg_i \le Pg_i^{bid} \qquad (3)$$

$$\sum_{j=1}^{N_D} Pd_j = \sum_{i=1}^{N_G} Pg_i \qquad (4)$$

A função objectivo (1), Função de Bem Estar Social, corresponde à area entre as curvas agregadas de compra e de venda. Esta função é sujeita a restrições de limite da carga pretendida e da potência que se admite vender (2) e (3) e a uma restrição de equilíbrio (4). O preço de mercado corresponde à variável dual da restrição de equilíbrio e representa o impacto sentido pela função objectivo se a carga aumentar de uma unidade da carga.

Esta formulação pode ser completada sob diversas formas. Por exemplo, os geradores podem estruturar as suas propostas em blocos correspondendo cada um deles a um par (quantidade; preço). Assim, as propostas de venda poderão acompanhar melhor a curva de custo respectiva. Em segundo lugar, um gerador pode declarar que o seu primeiro bloco é indivisível, isto é, se for despachado esse despacho deverá contemplar a totalidade da potência desse bloco. Assim, será possível fornecer informação relativa a mínimos técnicos. Finalmente, os geradores podem fornecer informações relativas a rampas de elevação ou diminuição de potência. Se tal ocorrer, os 24 problemas (1 – 4) formulados para cada hora do dia seguinte serão acoplados e darão origem a um único problema de despacho de potência activa.

2.2 Diagrama de Capacidade

O Operador de Sistema deverá avaliar a viabilidade técnica do despacho obtido pelo Operador de Mercado. Um dos aspectos a analisar relaciona-se com o diagrama de capacidade dos geradores síncronos representado na Figura 1. Este diagrama resulta de diversas curvas limite que determinam a operação destas máquinas. Assim, a Curva 1, entre Qg_i^{max} e S_1, representa o limite da corrente de campo do rotor A Curva 2, entre S_1 e S_2, correspode ao limite de armadura e , finalmente, a Curva 3, o arco entre Qg_i^{min} e S_2, representa o limite de estabilidade.

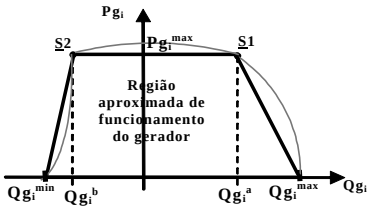

Figura 1 - Diagrama de capacidade de um gerador síncrono.

2.3 Propostas de Ajuste

De acordo com a Figura 1, a operação de um gerador é caracterizada por um ponto no plano PQ de tal modo que, logo que a potência activa se encontra fixada, a gama de produção de potência reactiva fica limitada. Assim, um gerador poderá ter de reduzir a potência activa para aumentar a potência reactiva para melhorar o perfil de tensão numa dada área. Esta redução será compensada por outros geradores ou por corte de carga. Em termos da remuneração do gerador, esta situação poderá originar um custo de oportunidade. Para contabilizar devidamente estes custos, esta formulação admite que os geradores comunicam pares (quantidade; preço) ao Operador de Mercado, e também propostas de ajuste ao Operador de Sistema que as utilizará se tal for necessário para ultrapassar violações de restrições de segurança. Estas propostas integram a variação máxima de potência que um gerador poderá aceitar, vg_i^{tol}, bem como o preço de ajuste, Cg_i^{adj}. Se um gerador não foi despachado pelo Operador de Mercado admite-se que a máxima variação corresponda a uma percentagem da sua capacidade. De uma forma análoga, as cargas podem

comunicar propostas de ajuste integrando o preço que pretendem receber se for necessário cortar carga. Este conceito decorre dos conhecidos contratos de interruptibilidade e permite conferir uma maior flexibilidade à operação do sistema e aumentar a liquidez do mercado de ajustes.

2.4. Formulação Matemática

O problema de optimização a ser resolvido para realizar o despacho integrado de potências activa e reactiva é dado por (5 - 18), para um sistema com Ng geradores, Nd cargas e Nb ramos. A função objectivo (5) corresponde à soma de três termos. O primeiro representa o custo da potência activa de perdas, dado pelo produto do preço de mercado , ρ^{MO}, pela soma das contribuições de cada gerador para compensar estas perdas, $?Pg_i^{loss}$. O segundo e o terceiro representam o custo de ajuste devido a variações das potências produzidas ou de carga em relação aos valores obtidos pelo Operador de Mercado.

$$Min\ Z = \sum_{i=1}^{Ng} DPg_i^{loss} r^{MO} + \sum_{i=1}^{Ng} \left| DPg_i^{adj} \right| Cg_i^{adj} + \sum_{j=1}^{Nd} \left| DPd_j^{adj} \right| Cd_j^{adj} \quad (5)$$

$$subj\ DV_i^{min} \le DV_i \le DV_i^{max} \quad (6)$$

$$0 \le DPg_i^{loss} \le DPg_i^{max} \quad (7)$$

$$-\frac{v_i^{tol}}{100}.Pg_i^{MO} \le DPg_i^{adj} \le \frac{v_i^{tol}}{100}.Pg_i^{MO} \quad (8)$$

$$0 \le DPg_i^{adj} \le \frac{v_i^{tol}}{100}.Pg_i^{max} \quad (9)$$

$$DPg_i^{min} \le DPg_i^{adj} + DPg_i^{loss} \le DPg_i^{max} \quad (10)$$

$$-Pd_j^{MO} \le DPg_i^{adj} \le 0 \quad (11)$$

$$Qg_i \le Qg_i^{max} - \frac{Qg_i^{max} - Qg_i^{a}}{Pg_i^{max}}(Pg_i^{MO} + DPg_i^{adj} + DPg_i^{loss}) \quad (12)$$

$$Qg_i \ge Qg_i^{min} + \frac{Qg_i^{b} - Qg_i^{min}}{Pg_i^{max}}(Pg_i^{MO} + DPg_i^{adj} + DPg_i^{loss}) \quad (13)$$

$$DS_{ij}^{min} \le DS_{ij}(DV, Dq) \le DS_{ij}^{max} \quad (14)$$

$$\sum_{k=1}^{Nb} DP_k^{loss}(DV, Dq) = \sum_{i=1}^{Ng} DPg_i^{loss} \quad (15)$$

$$DP_i^{inj}(DV, Dq) = (DPg_i^{loss} + DPg_i^{adj}) - DPd_i^{adj} \quad (16)$$

$$Q_i^{inj}(V, q) = Qg_i - Qd_i \quad (17)$$

Esta função objectivo é sujeita a restrições de limite do módulo da tensão (6) e, por outro lado, a potência activa produzida pelo gerador i pode ser alterada de $?Pg_i^{loss}$, para equilibrar as perdas activas, e de $?Pg_i^{adj}$, para ultrpassar violações de restrições de segurança. Assim, a restrição (7) impõe um limite à contribuição de cada gerador para equilibrar as perdas activas e as restrições (8) e (9) impõem limites aos ajustes dos geradores despachados ou ainda não despachados pelo Operador de Mercado. A restrição (10) impõe limites à soma destes dois tipos de ajustes enquanto que (11) especifica o valor máximo do corte de carga. As restrições (12) e (13) representam as curves limite superior e inferior do diagrama de capacidade referido em 2.2 e (14) traduz a gama admissível da potência aparente no ramo ij. A restrição (15) impõe que o valor total dos ajustes de potência activa dos geradores para compensar perdas seja igual à soma dos desvios da potência activa de perdas calculados utilizando expressões linearizadas em função dos desvios do módulo e da fase das tensões. Finalmente, (16) e (17) representam as equações das potências injectadas.

3. Algoritmo de Solução

Este problema foi resolvido utilizando SLP – *Sequential Linear Programming*. Esta algoritmo requer a obtenção de um ponto de funcionamento inicial baseado no despacho puramente económico obtido pelo Operador de Mercado através da resolução do problema (1 – 4). Em seguida, é executado um estudo AC de trânsito de potências para caracterizar o ponto de funcionamento do sistema. Este ponto de funcionamento é utilizado para linearizar expressões presentes no problema anterior, tais como a expressão da potência aparente no ramo ij (restrição 15), a expressão da potência activa de perdas em cada ramo (restrição 16) e as expressões das potências activa e reactiva injectadas (expressões 17 e 18). Após resolver este problema linear são actualizados os valores do módulo e da fase das tensões e das potências activa e reactiva produzidas permitindo, então, executar um novo estudo de trânsito de potências. A convergência deste processo é avaliada considerando os valores dos desvios do módulo e da fase das tensões e das potências activa e reactiva produzidas bem como das potências de carga se houver corte de carga.

4. Caso de Estudo

4.1. Dados do sistema

As simulações a descrever utilizam o sistema teste de 30 nós / 41 ramos do IEEE e nelas foram utilizadas 0.94 e 1.07 pu para limites do módulo da tensão, o nó 1 é a referência das fases e a potência de base é de 100 MVA.

As Tabelas I e II incluem as propostas de venda, aos pontos do diagrama de capacidade dos geradores de acordo com a Figura 1 e a Tabela III inclui os dados das cargas. Este sistema possui compensadores síncronos ligados aos nós 5 (–40 a 40 Mvar), 8 (– 10 a 40 Mvar) e aos nós 11 e 13 (–6 a 24 Mvar).

Tabela I – Propostas de venda dos geradores

bus i	$P_{gi}^{bid\ 1}$ (MW)	C_{gi}^{1} (€/MWh)	$P_{gi}^{bid\ 2}$ (MW)	C_{gi}^{2} (€/MWh)
1	260.2	22.5	300	32.8
2	40	26	70	35

Tabela II – Pontos do diagrama de capacidade dos geradores e propostas de ajuste

bus i	P_{gi}^{max} (MW)	Q_{gi}^{max} (Mvar)	Q_{gi}^{a} (Mvar)	Q_{gi}^{b} (Mvar)	Q_{gi}^{min} (Mvar)	v_{gi}^{tol} (%)	C_{gi}^{adj} (€/MWh)
1	300	85	45	-40	-80	50	45
2	70	50	50	-40	-40	52	48

Tabela III – Propostas de Compra – Potências activa e reactiva, preço e proposta de ajuste.

bus i	P_{dj}^{bid} (MW)	Q_{dj} (Mvar)	C_{dj} (€/MWh)	C_{dj}^{adj} (€/MWh)
2	21.7	12.88	30	70
3	2.4	1.23	28	75
4	7.6	1.54	27	80
5	94.2	19.13	31	73
7	22.8	11.04	29	74
8	30	29.76	27	69
10	5.8	1.91	26.5	80
12	11.2	7.53	27.3	75
14	6.2	1.55	28.2	82
15	8.2	2.39	27	86
16	3.5	1.79	26.4	75
17	9	5.81	29	77
18	3.2	0.93	31	79
19	9.5	3.45	32	74
20	2.2	0.72	34	72
21	17.5	11.30	28.1	81
23	3.2	1.64	30	83
24	8.7	6.75	33	74
26	3.5	2.26	27	76
29	2.4	0.87	29	77
30	10.6	1.51	28	80

4.2. Despacho do Operador de Mercado

Em primeiro lugar, o Operador de Mercado utilizou o modelo (1 – 4) para obter o despacho económico apresentado na Tabela IV. Esta tabela inclui para cada nó da rede as propostas de produção e de carga aceites pelo Operador de Mercado. O preço de mercado é 26.0 €/MW.h e este valor corresponde, como foi referido em 2.1 à variável dual da restrição de equilíbrio entre produção e carga (4).

Tabela IV – Resultados do leilão do Operador de Mercado.

bus i	P_{gi}^{MO} (MW)	P_{di}^{MO} (MW)	bus i	P_{di}^{MO} (MW)	bus i	P_{di}^{MO} (MW)
1	260.2	-	12	11,2	21	17.5
2	23.2	21.7	14	6.2	23	3.2
3	-	2.4	15	8.2	24	8.7
4	-	7.6	16	3.5	26	3.5
5	-	94.2	17	9.0	29	2.4
7	-	22.8	18	3.2	30	10.6
8	-	30,0	19	9.5	-	-
10	-	5.8	20	2.2	-	-

4.3. Caso 1 - Resultados

Na primeira simulação realizada, verifica-se não haver ramos congestionados nem corte de carga, isto é, as variáveis de ajuste associadas às cargas são nulas. Não há igualmente alterações das potências inicialmente alocadas aos geradores pelo Operador de Mercado. A Tabela V detalha o despacho final obtido.

O gerador ligado ao nó 2 compensa na totalidade a potência activa de perdas (16,817 MW) uma vez que esta corresponde à estratégia mais adequada para minimizar a potência de perdas. Recorde-se que a função objectivo do problema valoriza a potência activa de perdas ao preço de mercado não depedendo dos preços incluídos nas propostas de ajuste dos geradores.

Tabela V – Despacho final para o Caso 1.

bus i	Pg_i^{Final} (MW)	Qg_i^{Final} (Mvar)	Pd_i^{Final} (MW)	Qd_i^{Final} (Mvar)	bus i	Pd_i^{Final} (MW)	Qd_i^{Final} (Mvar)
1	260.201	-17.625	-	-	16	3.500	1.793
2	40.020	50.000	21.700	12.876	17	9.000	5.813
3	-	-	2.400	1.230	18	3.200	0.933
4	-	-	7.600	1.543	19	9.500	3.448
5	-	38.443	94.200	19.128	20	2.200	0.723
6	-	-	-	-	21	17.500	11.304
7	-	-	22.800	11.043	22	-	-
8	-	40.000	30.000	29.755	23	3.200	1.639
9	-	-	-	-	24	8.700	6.752
10	-	-	5.800	1.906	25	-	-
11	-	24.000	-	-	26	3.500	2.261
12	-	-	11.200	7.526	27	-	-
13	-	24.000	-	-	28	-	-
14	-	-	6.200	1.554	29	2.400	0.871
15	-	-	8.200	2.392	30	10.600	1.510

4.4. Caso 2 - Resultados

Na segunda simulação o limite térmico do ramo 1-2 foi reduzido de 200 para 150 MVA originando uma situação de congestionamento. O despacho final do Operador de Sistema é apresentado na Tabela IV.

A potência produzida pelo gerador 2 é ajustada para compensar perdas no valor de 16,197 MW. Por outro lado, há ainda diversos ajustes para eliminar o congestionamento no ramo 1-2. De acordo com a Tabela VI, há uma redução de 27,329 MW na potência do gerador 1, um aumento da potência do gerador 2 de 12,064 MW e um corte de carga no nó 2 de 15,265 MW. Assim, o valor final da produção do gerador 2 resulta do valor inicial alocado pelo Operador de Mercado (23,2 MW), aumentado de 12,064 MW resultante da proposta de ajuste e de 16,197 MW para compensar perdas.

4.5. Perfis de Tensão para os Casos 1 e 2

A Figura 2 apresenta o perfil do módulo da tensão obtido nos dois casos estudados. As duas curvas apresentam uma evolução semelhante notando-se que no Caso 2 os valores são inferiores. Esta situação resulta dos ajustes necessários para ultrapassar o congestionamento no ramo 1-2 e também dos valores diferentes de despacho final de potência reactiva.

Tabela VI – Despacho final para o Caso 2.

bus i	Pg_i^{Final} (MW)	Qg_i^{Final} (Mvar)	Pd_i^{Final} (MW)	Qd_i^{Final} (Mvar)	bus i	Pd_i^{Final} (MW)	Qd_i^{Final} (Mvar)
1	232.854	13.976	-	-	16	3.50	1.793
2	51.461	12.821	6.418	3.808	17	9.00	5.813
3	-	-	2.40	1.230	18	3.20	0.933
4	-	-	7.60	1.543	19	9.50	3.448
5	-	33.844	94.20	19.128	20	2.20	0.723
6	-	-	-	-	21	17.50	11.304
7	-	-	22.80	11.043	22	-	-
8	-	40.000	30.00	29.755	23	3.20	1.639
9	-	-	-	-	24	8.70	6.752
10	-	-	5.80	1.906	25	-	-
11	-	24.000	-	-	26	3.50	2.261
12	-	-	11.20	7.526	27	-	-
13	-	23.642	-	-	28	-	-
14	-	-	6.20	1.554	29	2.40	0.871
15	-	-	8.20	2.392	30	10.60	1.510

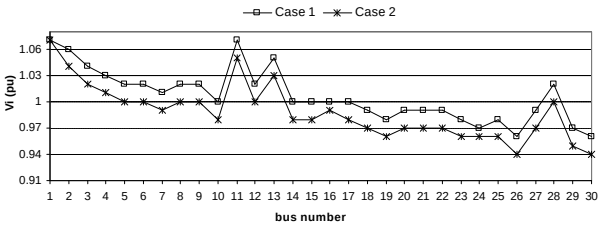

Figura 2 – Perfis do módulo da tensão obtidos para os Casos 1 e 2.

4.6 Preços Marginais Nodais

A metodologia desenvolvida permite calcular também os preços marginais nodais de potência activa e reactiva apresentados na Figura 3. Este preços são calculados a partir das variáveis duais das restrições (17) e (18) referentes às potências injectadas e são obtidos na última iteração do algoritmo SLP referido na Secção 3.

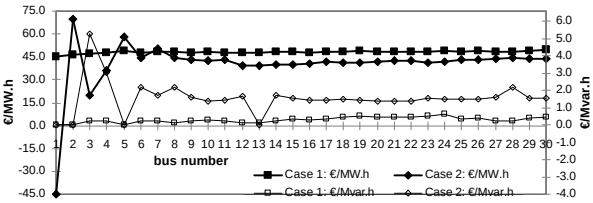

Figura 3 – Preços marginais nodais de potência activa e reactiva.

No Caso 1, verifica-se que os preços de potência activa e reactiva apresentam poucas variações. O preço marginal de potência activa no nó 1 reflecte o preço de ajuste neste nó e, em seguida, os preços marginais tendem a aumentar até ao valor máximo de 49,559 €/MW.h no nó 30. Esta situação reflecte o aumento do custo das perdas se se aumentar a potência de carga em nós mais distantes do nó 1. No caso 2, o congestionamento no ramo 1-2 origina maiores oscilações nos preços marginais. O valor negativo obtido para o preço marginal da potência activa no nó 1 deve-se ao facto de que um aumento de 1 unidade da carga neste nó é directamente compensado pelo gerador ligado a este nó, pelo que se reduz de 1 unidade o ajuste negativo de 27,329 MW já referido. Assim, o valor da função objectivo reduz-se de 45.0 €. Se, por outro lado, a carga no nó 2 aumentar de 1 unidade, verifica-se que o gerador 2 já utilizou completamente o seu ajuste de 52% em relação ao valor inicialmente alocado de 23,2 MW. Assim, o aumento de 1 unidade da carga no nó 2 origina um aumento do corte de carga verificando-se, de acordo com a Tabela III, que o custo do corte de carga neste nó é de 70,0 €/MW.h.

Em relação ao preço da potência activa no nó 3, o aumento de 1 unidade da carga neste nó contribui para reduzir o trânsito de potência no ramo 1-2 o que, por sua vez, permite reduzir o corte de carga no 2. Assim, no nó 3 o preço marginal de potência activa de 19,875 €/MW.h resulta nomeadamente de uma combinação linear entre os valores de –70,0 €/MW.h (redução do corte de carga no nó 2) e de 45,0 €/MW.h (ajuste do gerador ligado ao nó 1). Para os restante nós os preços marginais de potência activa no Caso 2 seguem os valores obtidos para o Caso 1, exceptuando os valores obtidos para os nós 5 e 7 que são ligeiramente mais elevados do que os do Caso 1.

Em relação aos preços marginais de potência reactiva, verifica-se que os valores obtidos no Caso 2 são em geral mais elevados do que os do Caso 1, ocorrendo um pico no nó 3. Um aumento da potência reactiva de carga neste nó aumenta o trânsito de potência aparente no ramo 1-2 pelo que o corte de carga no nó 2 irá também aumentar originando um maior impacto na função objectivo. Este impacto é medido excatamente pelo preço marginal referido. Nos restantes nós, exceptuando nos nós 5 e 13, este efeito está também presente, embora de uma forma menos acentuada. Finalmente, nos nós 5 e 13 os preços marginais de potência reactiva são nulos em ambos os casos porque nestes nós estão ligados compesadores síncronos cuja capacidade de produção de potência reactiva não se encontra esgotada. Assim, um aumento da potência reactiva de carga num destes nós é compensada directamente por um aumento da produção do compensador síncrono ligado a esses nós sem qualquer impacto na potência de perdas e na função objectivo.

5. Conclusões

Nesta comunicação foi apresentado um modelo de despacho de potência activa e reactiva a ser utilizado pelo Operador de Sistema que se baseia em mecanismos competitivos. Este modelo baseia-se nos resultados do mercado diário e utiliza propostas de ajuste apresentadas por geradores e cargas. Por outro lado, pode ser facilmente generalizado para incluir dados e propostas de ajuste relativas a Contratos Bilaterais.

Este modelo possui ainda duas características importantes. Por um lado, realiza o despacho de potência reactiva de forma acoplada com o de activa e, por outro, inclui variáveis de ajuste específicas para compensar as perdas activas de tal modo que se torna possível aumentar a transparência na alocação deste serviço.Este conjunto de características aumentam o realismo da formulação e potenciam a sua possível utilização por Operadores de Sistema.