

Serviços Ancilares – Avaliação de Benefícios e Custos no Fornecimento de Reativos em Usinas Hidroelétricas

José Antonio Jardini / Ronaldo Pedro Casolari

Abstract - A desverticalização dos sistemas elétricos ainda é um assunto novo em todo o mundo. Vários aspectos dessa desverticalização têm passado por ajustes e reformulações frequentes nos países que já têm alguma experiência no assunto. Dentre esses aspectos, pode ser destacado o provimento de serviços ancilares. Dentro do aspecto comercial envolvendo os serviços ancilares, deve-se procurar uma razoável equidade econômica no tratamento aos provedores e aos usuários desses serviços, assegurando ao Operador do Sistema a disponibilização de recursos para a operação do sistema elétrico dentro dos critérios técnicos previstos nos Procedimentos de Rede. Dentro desse novo ambiente para o Setor Elétrico Brasileiro, o trabalho procura avaliar os benefícios que as usinas da AES Tietê S.A. trazem ao sistema interligado em termos de geração de reativos para controle de tensão do sistema, bem como avaliar o valor desse serviço de modo a pleitear a sua remuneração, caso pertinente.

Index Terms – Geração de reativos, Controle de tensão, Serviços ancilares, Remuneração de potência reativa.

I. Nomenclatura

AES Tietê S.A. – Empresa de Geração de Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema

II. Objetivos

As usinas da AES Tietê, por estarem geograficamente bem localizadas na Região Sudeste do Brasil, trazem benefícios ao sistema elétrico interligado em termos de geração de reativos para controle de tensão.

Os objetivos do artigo são:

- avaliação dos benefícios que a geração de reativos das usinas da AES Tietê trazem ao sistema interligado brasileiro;
- avaliação dos custos desse serviço ancilar (geração de reativos) de modo a pleitear uma remuneração pertinente.

III. Metodologia

3.1- Análise Técnica

A metodologia adotada constou de uma análise técnica do sistema de transmissão da Região Sudeste, determinando os incrementos de energia reativa das unidades geradoras das UHE's da AES Tietê e das perdas no sistema de transmissão, devido à variação do fator de potência das cargas sob influência elétrica dessas UHE's.

Nesta análise foi adotado o caso base utilizado pelo Operador do Sistema (ONS) correspondente ao mês de junho de 2001, em condições de carga pesada, média e leve. Nesta condição (Caso Base 1), as cargas do sistema sob influência das usinas da AES Tietê apresentam fator de potência de 0,95.

A condição anterior foi comparada com uma nova condição de carga (Caso Base 2) onde as cargas das regiões elétricas supridas pelas UHE's da AES Tietê tiveram seu fator de potência corrigido para 1,00.

As usinas da AES Tietê, conectadas ao sistema 138 kV, foram divididas nas seguintes áreas de influência:

- região de Nova Avanhandava, que inclui as usinas de Nova Avanhandava, Promissão, Ibatinga e Bariri;
- região de Barra Bonita, que inclui somente a própria usina;
- região do Pardo, que inclui as usinas de Euclides da Cunha, Limoeiro e Caconde.

Somente as cargas consideradas sob influência das usinas da AES Tietê, nas áreas especificadas acima, tiveram seu fator de potência corrigido.

3.2- Análise econômica

A metodologia adotada levou em consideração o custo incremental das perdas ativas ocorridas no conjunto gerador – transformador elevador de cada usina devido ao fornecimento incremental de potência reativa, acrescido do custo de metade das perdas ativas incrementais na transmissão pela circulação adicional de potência reativa nas linhas de transmissão.

No novo modelo do sistema elétrico brasileiro, metade das perdas ativas no sistema de transmissão é de responsabilidade das Concessionárias de Geração.

Foi feita também uma comparação com o custo referente à instalação de compensação reativa estática diretamente na carga do sistema, fornecida por banco de capacitores, de modo a corrigir o fator de potência das cargas, minimizando, dessa forma, a geração adicional de potência reativa por parte das usinas.

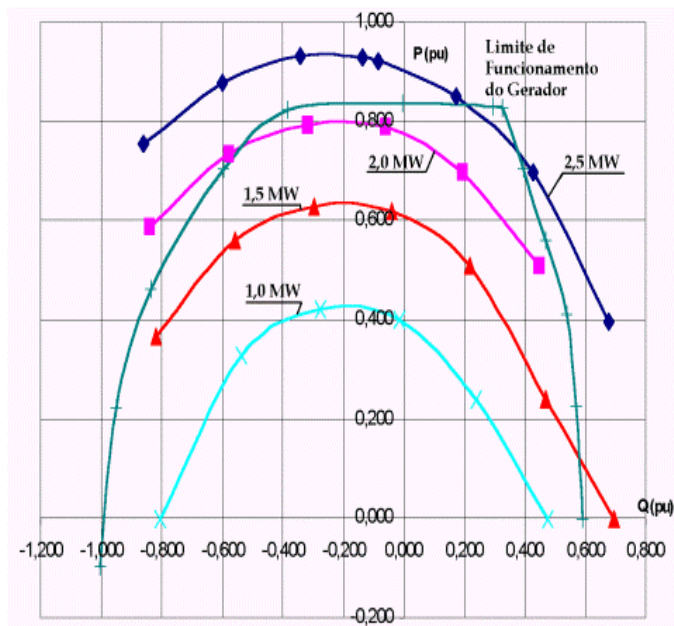
A análise econômica foi realizada para duas condições do sistema: Caso Base 1 (junho de 2001, cargas pesada, média e leve) e Caso Base 2 (cargas sob a área de influência elétrica das UHE's da AES Tietê com fator de potência unitário).

IV. Resultados Obtidos

4.1- Curvas das Perdas Ativas do Conjunto Gerador – Transformador Elevador das Usinas

A figura 1 apresenta as curvas de perdas ativas no conjunto gerador – transformador elevador da usina de Nova Avanhandava (112 MVA por máquina).

Figura 1 – Curvas de Perdas Ativas no Conjunto Gerador - Transformador Elevador da Usina de Nova Avanhandava



Através dessas curvas, para cada condição operativa da usina (potências ativa e reativa gerada) tem-se as perdas ativas que ocorrem no conjunto gerador – transformador elevador dessa usina.

Por exemplo, quando a usina opera com fator de potência unitário e fornecendo 0,75 p.u. de potência ativa, tem-se uma perda ativa de 2,0 MW no conjunto gerador – transformador elevador.

Na condição de operação de: 0,75 p.u. de potência ativa e 0,30 p.u. de potência reativa, as perdas ativas passam a 2,5 MW.

De maneira similar, foram obtidas as curvas respectivas das demais usinas do sistema AES Tietê que participaram da análise técnico-econômica.

4.2- Perdas Ativas

As tabelas 1 a 2 apresentam, para a região de Nova Avanhandava, os valores das perdas ativas no conjunto gerador - transformador elevador para as duas condições analisadas.

Tabela 1 – Perdas Ativas no Conjunto Gerador - Transformador Elevador – Região Nova Avanhandava – Caso Base 1

Usina	Carga Pesada						
	P (MW)	Nº Mq.	MW / Máq.	Q (MVar)	MVar / Máq.	ΔP/Máq. (MW)	ΔP Total (MW)
N. Avanhandava	225	3	75,00	127,1	42,37	1,87	5,61
Promissão	240	3	80,00	114,4	38,13	2,15	6,45
Ibitinga	90	3	30,00	32,6	10,87		1,68
Bariri	80	2	40,00	-3,6	-1,80	0,66	1,32
TOTAL	635			270,5			15,06

Usina	Carga Média						
	P (MW)	Nº Mq.	MW / Máq.	Q (MVar)	MVar / Máq.	ΔP/Máq. (MW)	ΔP Total (MW)
N. Avanhandava	200	3	66,67	86,0	28,67	1,51	4,53
Promissão	150	3	50,00	69,9	23,30	1,00	3,00
Ibitinga	74	3	24,67	18,7	6,23	0,45	1,35
Bariri	45	2	22,50	37,8	18,90	0,60	1,20
TOTAL	469			212,4			10,08

Usina	Carga Mínima						
	P (MW)	Nº Mq.	MW / Máq.	Q (MVar)	MVar / Máq.	ΔP/Máq. (MW)	ΔP Total (MW)
N. Avanhandava	117	2	58,50	-0,5	-0,25	1,11	2,22
Promissão	77	2	38,50	6,4	3,20	0,57	1,14
Ibitinga	57	2	28,50	-6,8	-3,40	0,46	0,92
Bariri	52	2	26,00	13,3	6,65	0,53	1,06
TOTAL	303			12,4			5,34

Tabela 2 – Perdas Ativas no Conjunto Gerador - Transformador Elevador – Região Nova Avanhandava – Caso Base 2

Usina	Carga Pesada						
	P (MW)	Nº Mq.	MW / Máq.	Q (MVar)	MVar / Máq.	ΔP/Máq. (MW)	ΔP Total (MW)
N. Avanhandava	225	3	75,00	60,8	20,27	1,59	4,77
Promissão	240	3	80,00	31,0	10,33	1,79	5,37
Ibitinga	90	3	30,00	6,7	2,23	0,49	1,47
Bariri	80	2	40,00	-18,2	-9,10	0,66	1,32
TOTAL	635			80,3			12,93

Usina	Carga Média						
	P (MW)	Nº Mq.	MW / Máq.	Q (MVar)	MVar / Máq.	ΔP/Máq. (MW)	ΔP Total (MW)
N. Avanhandava	200	3	66,67	31,0	10,33	1,33	3,99
Promissão	150	3	50,00	-0,9	-0,30	0,83	2,49
Ibitinga	74	3	24,67	-1,6	-0,53	0,41	1,23
Bariri	45	2	22,50	11,0	5,50	0,47	0,94
TOTAL	469			39,5			8,65

Usina	Carga Mínima						
	P (MW)	Nº Mq.	MW / Máq.	Q (MVar)	MVar / Máq.	ΔP/Máq. (MW)	ΔP Total (MW)
N. Avanhandava	117	2	58,50	-23,0	-11,50	1,11	2,22
Promissão	77	2	38,50	-21,7	-10,85	0,56	1,12
Ibitinga	57	2	28,50	-15,3	-7,65	0,46	0,92
Bariri	52	2	26,00	7,4	3,70	0,50	1,00
TOTAL	303			-52,6			5,26

De maneira similar, foram obtidas os valores das perdas ativas no conjunto gerador – transformador elevador para as usinas das regiões de Barra Bonita e do Pardo.

A tabela 3 apresenta um resumo com o diferencial de perdas ativas no conjunto gerador - transformador elevador quando da comparação entre os Casos Bases 1 e 2.

Tabela 3 – Diferencial de Perdas Ativas no Conjunto Gerador - Transformador Elevador por Área de Influência

Área de Influência	C. Pesada	C. Média	C. Mínima
Barra Bonita	0,00	0,08	0,00
Pardo	0,06	0,27	0,11
Nova Avanhandava	2,13	1,43	0,08
TOTAL	2,19	1,78	0,19

A tabela 4 apresenta o diferencial das perdas ativas no sistema de transmissão 138 e 69 kV entre os Casos Bases 1 e 2.

Tabela 4 – Diferencial de Perdas Ativas no Sistema de Transmissão 138 e 69 kV por Área de Influência

Área de Influência	C. Pesada	C. Média	C. Mínima
Barra Bonita	-0,5	-0,4	-0,1
Pardo	-0,4	-0,2	-0,2
Nova Avanhandava	-2,0	-0,9	0,4

Obs.: O sinal (-) significa que houve diminuição das perdas quando o fator de potência foi corrigido.

A tabela 5 apresenta os valores do diferencial das perdas ativas a serem considerados na análise econômica, correspondente às perdas no conjunto gerador - transformador elevador e metade das perdas no sistema de transmissão, por área de influência das usinas da AES Tietê.

Tabela 5 – Diferencial de Perdas Ativas Considerado na Análise por Área de Influência

Área de Influência	C. Pesada	C. Média	C. Mínima
Barra Bonita	0,25	0,28	0,05
Pardo	0,26	0,37	0,21
Nova Avanhandava	3,13	1,88	-0,12
TOTAL	3,64	2,53	0,14

4.2- Compensação Reativa

A compensação reativa adicional nas cargas sob influência da AES Tietê correspondeu ao acréscimo na compensação inicial de modo a compensar totalmente a carga reativa.

A tabela 6 apresenta os valores das cargas do sistema por área de influência das usinas (Caso Base 1).

Tabela 6 – Carga Total Pertencente a Cada Área de Influência das Usinas da AES Tietê

Área de Influência	Carga Pesada (MW + j MVar)	Carga Média (MW + j MVar)	Carga Leve (MW + j MVar)
Barra Bonita	112,8 + j 37,3	85,4 + j 44,3	55,3 + j 22,4
Pardo	204,0 + j 67,9	201,1 + j 93,2	161,6 + j 64,7
N. Avanhandava	671,4 + j 215,8	500,4 + j 220,6	313,5 + j 107,2

A tabela 7 apresenta os valores da compensação reativa ligada em cada área (Caso Base 1).

Tabela 7 – Compensação Reativa Ligada nos Sistemas 138 e 69 kV

Área de Influência	Carga Pesada (MVar)	Carga Média (MVar)	Carga Leve (MVar)
Barra Bonita	18,0	18,0	9,9
Pardo	0,6	0,6	0,6
Nova Avanhandava	55,0	50,0	50,0

A tabela 8 apresenta os valores da compensação reativa adicional necessária para correção do fator de potência para 1,0.

Tabela 8 – Compensação Reativa Adicional para Compensação do Fator de Potência

Área de Influência	Carga Pesada (MVar)	Carga Média (MVar)	Carga Leve (MVar)
Barra Bonita	19,3	26,3	12,5
Pardo	67,3	92,6	64,1
Nova Avanhandava	160,8	170,6	57,2

Analisando a tabela 8 verifica-se a necessidade de um maior valor de potência reativa no período de carga média para compensação do fator de potência. Os valores encontrados nessa condição de carga foram considerados para efeito de custeamento da compensação reativa adicional (instalação de bancos de capacitores).

Para efeito de custeamento da compensação reativa adicional instalada, foram considerados módulos de bancos de capacitores de potência 4 MVar na tensão nominal de 13,8 kV, tendo sido obtidas as seguintes quantidades instaladas em cada área:

- área de Barra Bonita: $26,3 \text{ MVar} / 4 \text{ MVar} = 6,575$ bancos \Rightarrow 7 bancos;
- área do Pardo: $92,6 \text{ MVar} / 4 \text{ MVar} = 23,15$ bancos \Rightarrow 24 bancos;
- área de Nova Avanhandava: $170,6 \text{ MVar} / 4 \text{ MVar} = 42,65$ bancos \Rightarrow 43 bancos;

perfazendo um total de 74 bancos de capacitores de 4 MVar cada.

V. Análise Econômica

5.1 Premissas Adotadas

a) ciclo diário de carga

Como os fluxos de potência contemplam três condições de carga, foram assumidos os seguintes tempos representativos de cada condição:

- carga pesada: 3 horas (período 18 – 21 h);
- carga média: 14 horas (períodos 6 – 18 h e 21 – 23 h);
- carga mínima: 7 horas (períodos 23 – 24 h e 0 – 6 h).

b) custo das perdas ativas

Com base no documento “Plano Decenal de Expansão 1999/2008 – GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – Eletrobrás” foi obtido o valor de 35,00 US\$/MWh para o custo marginal de expansão no horizonte decenal 1998/2008.

c) custo da implantação de bancos de capacitores

O relatório Referência de Custos (Eletrobrás, junho 1999) apresenta os seguintes custos referentes à implantação de bancos de capacitores de 4 MVAR na tensão nominal 13,8 kV:

- disjuntor 13,8 kV, arranjo em barramento simples: R\$ 42.020,76 ou US\$ 23.875,43;
- banco de capacitores em derivação 13, 8 kV, 4 MVAR: US\$ 55.000,00;

resultando num custo global de US\$ 78.875,43.

5.2 Análise Econômica

a) custo anual do incremento das perdas ativas

Com base nos valores apresentados na tabela 5 e com o ciclo diário de carga adotado, foi obtido o seguinte valor incremental de energia ativa anual consumida, devido a não compensação total do reativo das cargas sob influência das usinas da AES Tietê:

$$\Delta E_{\text{anual}} = 365 \times (3,64 \times 3 + 2,53 \times 14 + 0,14 \times 7)$$

$$\Delta E_{\text{anual}} = 17.271,8 \text{ MWh}$$

Para o valor do custo marginal de energia igual a 35,00 US\$ / MWh, foi obtido o seguinte valor do custo anual da energia relativo ao incremento das perdas ativas:

$$\Delta CE_{\text{anual}} = 604.513,00 \text{ US\$}$$

b) custo anual do incremento de compensação reativa

O custo de implantação dos 74 bancos de capacitores nas cargas sob influência das usinas da AES Tietê é de:

$$\Delta C_{\text{capacitores}} = 74 \times 78.875,43 = 5.836.781,82 \text{ US\$}$$

O custo anual equivalente desse investimento é dado pela multiplicação do valor acima pelo FRC (Fator de Recuperação do Capital).

O FRC é dado pela seguinte expressão:

$$FRC = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Considerando uma taxa de juros (i) de 12 % ao ano e o tempo de vida útil do banco de capacitores (n) como sendo 20 anos, resulta:

$$FRC = 0,1339$$

Sendo assim, o custo anual do incremento da compensação reativa é:

$$\Delta C_{\text{capacitores}}_{\text{anual}} = 781.545,08 \text{ US\$}$$

c) comparação de resultados

Da análise mostrada nos itens a) e b) verifica-se que o custo anual da geração adicional de potência reativa (devido ao incremento das perdas ativas no conjunto gerador - transformador elevador, acrescido de metade do incremento das perdas na transmissão), parcela de responsabilidade da AES Tietê, é inferior ao custo anual referente à instalação de compensação reativa na carga (compensação para fator de potência unitário nas cargas).

Com base nas condições analisadas nesse caso exemplo, seria mais interessante para as concessionárias de distribuição arcarem com o custo anual da geração de potência reativa (da ordem de 600.000,00 US\$), através de pagamento à Companhia de Geração, do que instalar compensação reativa nos seus sistemas (custo anual da ordem de 780.000,00 US\$).

Esta diferença verificada permite uma certa margem de flexibilidade para a Companhia Geradora no momento de pleitear um “preço” para a potência reativa adicional gerada, devido a não compensação reativa da carga.

d) custo do incremento da energia reativa gerada

No caso da energia reativa ser gerada pelas usinas da AES Tietê, o custo do MVARh é obtido através do custo associado ao incremento das perdas ativas no conjunto gerador - transformador elevador das usinas da AES Tietê.

Das tabelas que apresentam os valores das perdas ativas no conjunto gerador - transformador elevador (como as tabelas 1 e 2 – valores obtidos para a área de Nova Avanhandava), foram obtidos os valores do acréscimo de potência reativa gerada pelas usinas da AES Tietê entre as condições de carga (Casos Bases 1 e 2). Nos casos onde a potência reativa de uma determinada área resultou negativa (absorção de reativos pelas usinas), esse valor foi considerado nulo (tudo se passa como se fosse desligado o montante correspondente de capacitores, na condição de carga analisada). Tal condição deveria ser analisada através da simulação de um fluxo de potência, verificando inclusive, o impacto nas perdas de transmissão.

Sendo assim, foram obtidos os seguintes valores:

$$\text{Carga Pesada} = (270,5 - 80,3) + (1,2 - 0) + (13,5 - 0) = 204,9 \text{ MVA}r;$$

$$\text{Carga Média} = (212,4 - 39,5) + (16,6 - 4,0) + (42,7 - 13,1) = 215,1 \text{ MVA}r;$$

$$\text{Carga Mínima} = (12,4 - 0) + (0 - 0) + (24,4 - 9,6) = 27,2 \text{ MVA}r.$$

O incremento de energia reativa anual gerada pelas usinas da AES Tietê foi de:

$$\Delta E \text{ reativa}_{\text{anual}} = 365 \times (204,9 \times 3 + 215,1 \times 14 + 27,2 \times 7)$$

$$\Delta E \text{ reativa}_{\text{anual}} = 1.393.022,50 \text{ MVA}r\text{h}$$

O custo incremental dessa energia reativa gerada foi dado por:

$$\Delta \text{ MVA}r\text{h} = \frac{604.513,00}{1.393.022,50} = 0,43 \frac{\text{US\$}}{\text{MVA}r\text{h}}$$

e) preço da energia reativa gerada

Como o custo da energia reativa gerada foi da ordem de 0,43 US\$/MVArh, a Companhia Geradora deveria pleitear junto ao Operador do Sistema, no mínimo, esse valor para ressarcimento da geração adicional de reativos por parte de suas usinas.

Caso fosse definido um valor superior a 0,43 US\$/MVArh, o valor máximo desse preço poderia ser dado pela relação:

$$\Delta \text{ MVA}r\text{h} (\text{máximo}) = \frac{781.545,08}{604.513,00} \times 0,43 = 0,56 \frac{\text{US\$}}{\text{MVA}r\text{h}}$$

Para valores maiores que 0,56 US\$/MVArh, seria mais econômico para as concessionárias de distribuição, grandes consumidores, etc. compensarem integralmente a potência reativa das cargas.

VI. Conclusões

O trabalho apresentou uma metodologia de cálculo do custo da energia reativa adicional gerada pelas usinas hidroelétricas. Esse custo obtido pode servir como parâmetro inicial para a Companhia Geradora pleitear um preço a ser cobrado pelo reativo gerado pelas suas usinas.

A metodologia também definiu uma faixa de preços para a potência reativa gerada de modo a permitir à Companhia Geradora uma certa flexibilidade no valor a ser pleiteado para a geração de reativos necessários ao sistema.

Deve-se atentar, no entanto, que os valores do custo do incremento da energia reativa gerada pelas usinas e da faixa de preços a ser cobrado por essa energia são apenas indicativos, função das hipóteses assumidas no trabalho, tais como:

- o incremento de perdas ativas nas unidades geradoras, transformadores elevadores e sistema de transmissão foi calculado com base no caso correspondente à operação prevista do sistema para o mês de junho de 2001. Os valores obtidos para este mês foram extrapolados para todo o ano, o que pode acarretar em desvios consideráveis nesses valores comparativamente àqueles que seriam obtidos mês a mês;
- a compensação reativa adicional no sistema foi considerada instalada uniformemente, em módulos de 4 MVAr, na tensão 13,8 kV.

VII. Bibliography

- [1] GIL, J.B.; SAN ROMÁN, T.G.; RÍOS, J.J.A.; MARTÍN, P.S. **Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures**, IEEE Transactions on Power Systems, May 2000, p. 483-489.
- [2] HAO, S.; PAPALEXOPOULOS, A. **Reactive Power Pricing and Management**, IEEE Transactions on Power Systems, February 1997, p. 95-104.
- [3] LAMONT, W.L.; FU, J. **Cost Analysis of Reactive Power Support**, IEEE Transactions on Power Systems, August 1999, p. 890-898.
- [4] DANDACHI, N.H.; RAWLINS, M.J.; ALSAÇ, O.; PRAIS, M.; STOTT, B. **OPF For Reactive Pricing Studies on the NGC System**, IEEE Transactions on Power Systems, February 1996, p. 226-232.