



**GRUPO IX
GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (GOP)**

O PROVIMENTO DE POTÊNCIA REATIVA COMO UM SERVIÇO ANCILAR

E.L.Silva
Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis, Brasil

RESUMO

No novo modelo organizacional do setor elétrico brasileiro, o provimento de suporte de tensão é considerado como um serviço ancilar e, como tal, é necessário o estabelecimento de arranjos técnicos e comerciais que regulem o provimento e uso desses serviços.

Neste artigo faz-se uma descrição do problema e propõe-se um arranjo comercial para pagamento de seus provedores. O arranjo proposto baseia-se nos custos incorridos para provimento do serviço e, para tanto, faz-se uma análise dos custos fixos e variáveis envolvidos.

PALAVRAS-CHAVE

Desregulamentação – Serviço Ancilar – Suporte de Tensão

1.0 INTRODUÇÃO

A reestruturação do setor elétrico brasileiro traz para planejadores e operadores do sistema novos paradigmas, muitos dos quais ainda não completamente estabelecidos mesmo em países onde o estágio de desregulamentação da indústria de energia elétrica encontra-se mais avançado [1]. Neste contexto, atenção especial tem sido dada ao provimento dos denominados serviços ancilares. São exemplos de serviços ancilares em um sistema de energia elétrica o provimento de reserva girante, reserva fria, capacidade “black-start”, e suporte de tensão [2,3].

A separação das atividades de geração, transmissão e distribuição impõe a identificação dos custos incorridos para provimento desses serviços, de modo que se possa remunerar os seus provedores adequadamente, sem que haja subsídios cruzados e sem perder de vista os estímulos necessários à expansão do sistema.

Neste artigo, ênfase é dada ao provimento de potência reativa para o controle de tensão do sistema, controle este que pode ser obtido mediante ajuste da corrente de campo de geradores e compensadores síncronos, bem como através de

chaveamentos de reatores, capacitores e compensadores estáticos e mudanças de tapes dos transformadores.

É importante destacar que a consideração do provimento do suporte de tensão como um serviço ancilar requer a solução de dois problemas : (i) definição de uma metodologia de cálculo para o pagamento aos provedores de suporte de tensão e (ii) definição de uma metodologia de cálculo para a recuperação dos custos do serviço junto aos usuários.

O presente artigo limita-se em abordar apenas o problema referente a definição de uma metodologia para pagamento aos provedores do serviço de suporte de tensão. A metodologia proposta baseia-se nos custos fixos e variáveis associados ao provimento do serviço.

Na seqüência do artigo, na seção 2.0, faz-se uma descrição do problema. Na seção 3.0 procede-se a uma análise dos custos envolvidos no provimento do suporte de tensão. Esta análise é a base para a proposição do arranjo comercial apresentado na seção 4.0. Na seção 5.0 são apresentadas as conclusões do artigo.

2.0 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

A manutenção do perfil de tensão de um sistema de energia elétrica é uma tarefa complexa e ao mesmo tempo dispendiosa. Adicionalmente, o uso mais intenso dos atuais sistemas de transmissão juntamente com os baixos níveis de compensação reativa dos sistemas de distribuição têm trazido sérios problemas à operação do sistema.

Não obstante, o atual processo de reestruturação do setor elétrico aponta na direção de uma indústria onde as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização são separadas umas das outras, o que implica estabelecer arranjos operativos e comerciais que estimulem a cooperação entre os diversos agentes da indústria, objetivando uma operação confiável e com custos aceitáveis para a sociedade.

Atualmente, face à natureza verticalizada das empresas de energia elétrica, pouca atenção tem sido dada à correta identificação dos custos incorridos para manutenção de um

adequado perfil de tensão do sistema. Assim, dado que no novo modelo as atividades de geração são separadas das de transmissão, tem-se um problema crucial que consiste em identificar os custos incorridos pelos diversos agentes para o controle de tensão do sistema.

Observe-se que embora atualmente todos os equipamentos e instalações de compensação reativa conectados aos sistemas de transmissão pertencem as novas empresas que resultaram do processo de separação da geração e transmissão, nada impede que outras empresas venham a competir por projetos de compensação reativa e, deste modo, novamente é requerido a correta identificação dos custos para suporte de tensão ao sistema.

Além das razões já citadas, a identificação desses custos permitirá o estabelecimento de um arranjo comercial que recupere os custos incorridos e também forneça uma sinalização adequada que estimule a expansão de novas fontes para suporte de tensão.

A identificação dos custos incorridos para suporte de tensão requer que se analise as diversas formas encontradas para provimento desse serviço.

Em linhas gerais, o fornecimento e absorção de potência reativa destina-se às seguintes finalidades :

- aumentar o limite de transferência de potência entre áreas;
- controlar o perfil de tensão em regime normal de operação;
- controlar o perfil de tensão em regime transitório.

Dependendo da finalidade, determinado tipo de compensação é mais adequado, assim como o regime de operação do elemento de compensação é diferente.

Assim, enquanto um compensador síncrono deve operar de modo a dispor de uma reserva de potência reativa para controlar excursões rápidas de tensão durante contingências, um capacitor shunt destina-se a manter o perfil de tensão durante condição normal de operação e portanto, em decorrência da sua própria natureza, injeta continuamente potência reativa no sistema.

Note-se que as duas funções desempenhadas são de vital importância para o sistema, embora na primeira delas o compensador síncrono pode não estar absorvendo nem fornecendo potência reativa, enquanto na segunda, o fornecimento é contínuo. Além do compensador síncrono, constituem-se em fontes de reserva de potência reativa os compensadores estáticos e os geradores.

Ambas as funções incorrem em custos de investimento e também em custos para suprimento das perdas próprias dos equipamentos e portanto, é razoável pensar em um arranjo comercial para o provimento de suporte de tensão baseado nesses custos.

Uma outra possibilidade de estabelecimento de um arranjo comercial para provimento de suporte de tensão consiste na determinação de preços nodais para a energia reativa, os quais são calculados a partir de um fluxo de potência ótimo

que tem por objetivo a minimização dos custos de geração. Nesta abordagem, os preços nodais para absorção ou fornecimento de potência reativa são derivados das sensibilidades do custo de operação do sistema decorrentes de incrementos marginais de potência reativa em um determinado nó do sistema.

A abordagem baseada no cálculo dos preços nodais, a partir de um modelo de fluxo de potência ótimo, embora elegante sob o ponto de vista teórico, não reconhece as múltiplas funções dos dispositivos de compensação reativa na medida em que apenas os fornecimentos e absorções de potência reativa possuem valor econômico; isto é, a reserva de potência reativa oferecida por geradores, compensadores síncronos e estáticos não seria remunerada, uma vez que apenas os custos de operação são tomados em consideração.

Veja ainda que o cálculo de preços nodais de potência reativa pode levar a situações incongruentes. Considere-se por exemplo dois compensadores síncronos exatamente iguais e com correntes de campo ajustadas na mesma posição mas que estão instalados em pontos distintos do sistema. Em função da interação com o sistema, os dois geradores fornecem magnitudes de potência reativa distintas. Neste caso, no tocante ao suporte de reativo, as receitas de ambos os geradores seriam distintas o que não nos parece razoável, considerando que no caso brasileiro a localização das fontes de potência reativa constitui uma atribuição do Agente Operador do Sistema (AOS).

Dado que o AOS é o responsável pela definição do local e da especificação técnica das novas instalações de potência reativa, a disponibilidade de sinais de preços tais como aqueles que podem ser calculados a partir de uma metodologia baseada em preços nodais torna-se irrelevante.

Em razão dos motivos apresentados, entendemos ser mais adequado o estabelecimento de uma base comercial para provimento do suporte de tensão baseada nos custos incorridos.

Deste modo, na seqüência são identificados os custos diretos e indiretos associados a cada um dos equipamentos que compõe um sistema de potência.

3.0 IDENTIFICAÇÃO DOS CUSTOS PARA PROVIMENTO DO SUPORTE DE TENSÃO

3.1. Classificação dos Custos

Para fornecimento/absorção de potência reativa, diversos equipamentos incorrem em custos diretos e/ou indiretos [4]. Os custos diretos se subdividem em fixos e variáveis. Os custos fixos correspondem aos custos de amortização do capital e de administração. Os custos variáveis correspondem às perdas necessárias para o provimento do serviço de suporte de tensão e os custos de manutenção que dependem do ciclo de operação do equipamento

Os custos indiretos são observados apenas para os geradores que têm as suas capacidades de geração reduzidas, por terem sido orientados pelo agente de operador do sistema a fornecer potência reativa em um determinado nível onde a curva de capacidade da máquina restringe a geração de potência ativa. Note-se que nesta situação o gerador está

perdendo a oportunidade de gerar potência ativa e portanto deve ser compensado financeiramente.

Na seqüência esses custos são identificados, o que permitirá a proposição de uma base comercial para provimento do serviço ancilar de potência reativa de modo a recuperar os custos de seus provedores e propiciar sinalização econômica adequada que estimule a eficiência da expansão e operação do sistema.

3.2. Custos Fixos

Custos fixos de equipamentos para suporte de tensão não são de simples obtenção pois dependem de fabricantes e das tecnologia empregada. Assim, a solução do problema passa necessariamente pelo uso de custos típicos tais como aqueles divulgados pela Eletrobrás (Custos Modulares).

Para exemplificar a dificuldade de obtenção desses custos, considere-se como referência os modernos geradores, os quais são projetados para operar sob condições de maior saturação, requerendo correntes de campo elevadas e, conseqüentemente, enrolamentos de campo e sistemas de excitação mais flexíveis. Considerando que cada fabricante tem sua própria tecnologia é possível encontrar geradores com capacidades nominais idênticas e com preços diferentes, o que dificulta a obtenção de custos típicos que possam ser explicitados em R\$/kVAR.

Um outro aspecto que complica a obtenção do custo de capital para provimento de suporte de tensão, por parte dos geradores, é a separação desses custos relativamente à potência ativa fornecida e a potência reativa fornecida/absorvida.

Dois procedimentos podem ser usados para a obtenção desses custos : (i) usar as relações matemáticas do triângulo de potência e obter um custo de capital expresso em R\$/kVar/ano; (ii) usar o conceito de custo evitado, onde o custo de capacidade em kVAR do gerador seria comparado ao custo por kVAR de um compensador síncrono, por exemplo.

Para os demais componentes de compensação reativa os custos fixos podem ser melhor estimados uma vez que os mesmos destinam-se exclusivamente ao suporte de tensão.

3.3. Custos Variáveis

Todos os equipamentos que contribuem para o suporte de tensão apresentam custos variáveis. Constituem equipamentos usados para o controle de tensão os que se seguem : geradores, compensadores síncronos, reatores e capacitores em derivação, comutadores de tap de transformadores. Por simplicidade de exposição, são apresentados a seguir os custos variáveis para cada um desses equipamentos.

Gerador fornecendo potência ativa

Geradores, sejam de usinas hidrelétricas ou termelétricas, em adição à produção de potência ativa, devem produzir ou absorver potência reativa de modo a contribuir para o controle de tensão. Dependendo dos requisitos do sistema, a operação em determinadas regiões da curva de capacidade

podrá impedir o gerador de maximizar o seu fornecimento de potência ativa, restringindo a sua receita. Nessa situação, ilustrada pela Figura 3.1, tem-se um custo de oportunidade, sendo necessário ressarcir o gerador pela perda de receita.

Sob essa condição de operação, a potência que seria despachada pelo gerador "restrito" deve ser suprida por outros geradores do sistema, ocasionando um sobrecusto operativo.

O custo de oportunidade devido a potência reativa (COR) pode ser calculado por ;

$$COR = (PE \times DP \times DT - CO)kVARh$$

Onde :

- PE preço da energia;
- DP redução da potência ativa;
- DT período no qual a capacidade de produção de MWh é restringida;
- CO custo de operação durante período DT;
- KVARh potência reativa fornecida.

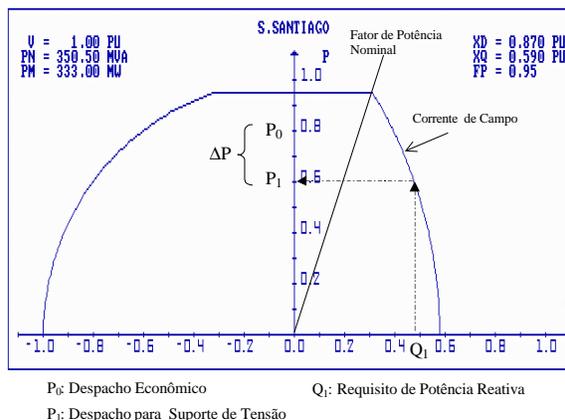


FIGURA 3.1 –CURVA DE CAPABILIDADE TÍPICA DE UM HIDROGERADOR

Gerador operando como compensador síncrono

Freqüentemente, geradores de usinas hidráulicas operam como compensadores e, sob esta condição, eles consomem potência ativa do sistema.

Esse tipo de operação é típico de períodos de carga reduzida e, portanto, o gerador não incorre em custos de oportunidade. Assim, os custos envolvidos referem-se a energia necessária para suprimento das perdas do gerador e do sistema de ar comprimido, que serve para eliminar a água do interior da turbina.

A Figura 3.2 apresenta o comportamento típico de operação de um gerador hidráulico, devendo-se destacar a sua operação como síncrono durante a madrugada. Para esse gerador, a absorção de potência ativa não pode ser desconsiderada pois é da ordem de 3 MW.

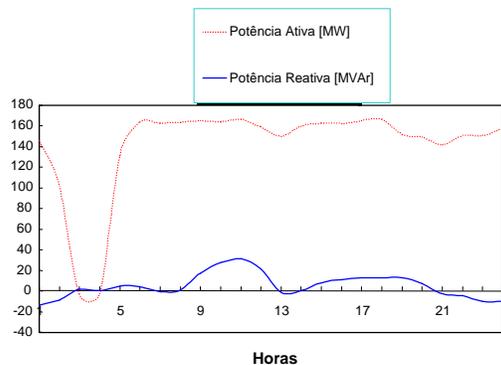


FIGURA 3.2 –OPERAÇÃO TÍPICA DE UM HIDROGERADOR

Capacitores e Reatores em Derivação Manobráveis

Custos variáveis para esses equipamentos são devidos às perdas e à cobertura da depreciação resultante das operações de chaveamento.

As perdas incorridas pelos reatores, embora reduzidas percentualmente, podem apresentar magnitudes consideráveis. Tome-se como exemplo, um reator de 150 MVar cujas perdas são de aproximadamente 160 kW. Observe-se que esse montante de perdas é da ordem de grandeza de muitos consumidores industriais.

A frequência de chaveamentos é um importante fator a ser considerada na análise do problema pois a mesma pode afetar não somente o reator/capacitor como também o disjuntor responsável pela manobra. Isto se deve a sobretensões que surgem durante a abertura de reatores e fechamento de capacitores.

Para contornar o problema da depreciação dos equipamentos de compensação reativa tem-se como alternativa a instalação de dispositivos de sincronização conectados aos disjuntores e, no caso de reatores, pára-raios de ZnO são instalados em paralelo.

Considerando que a depreciação dos equipamentos de compensação possa ser controlada, a outra fonte custos variáveis, além das perdas, se restringe a depreciação dos disjuntores.

Para o sistema sul brasileiro, a partir de uma amostra de um ano, foram identificados reatores com frequência de manobras que variam de 25 até 339 operações de abertura e fechamento.

Considerando que a prática de manutenção de disjuntores determina a realização de revisões gerais após um especificado número de manobras, verifica-se a existência de um custo adicional para aqueles equipamentos mais exigidos, no tocante à frequência de manobras.

Para exemplificar, considere um disjuntor SF₆ que a cada 2.000 operações de abertura/fechamento deve ser revisado e que custo dessa revisão é da ordem de 25% do custo de um disjuntor novo.

Se considerarmos que o custo do disjuntor novo é R\$ 600.000,00, tem-se que o custo de cada operação de chaveamento é :

$$\begin{aligned} \text{R\$/Chaveamento} &= (600.000,00 \times 0,25) / 2000 \\ &= 75,00 \text{ R\$/Chaveamento.} \end{aligned}$$

Supondo que uma empresa de transmissão tenha 25 reatores e considerando que, em média, cada reator é chaveado 150 vezes ao ano, tem-se que a depreciação anual do conjunto de reatores é da ordem de R\$ 280.000,00.

Observe-se que a análise anterior se limitou aos reatores manobráveis uma vez que os reatores fixos de linhas de transmissão tem por principal função a manutenção de um adequado perfil de tensão durante a energização da linha e em eventos de rejeição de carga. Assim, este tipo de reator deve ser considerado como parte integrante da linha de transmissão e não como um provedor de serviço ancilar. Deste modo, as perdas associados aos reatores fixos devem ser consideradas inerentes ao sistema de transmissão.

Compensador Síncrono

Esses equipamentos devem ser considerados como uma fonte de reserva de potência reativa pois sua principal função é o controle da tensão durante períodos transitórios. Para tanto, é usual que compensadores síncronos operem ao nível zero de potência reativa, embora consumindo potência ativa para o suprimento das perdas.

Os custos variáveis referem-se ao suprimento das perdas que são da ordem de 1-2 % da capacidade nominal.

Compensador Estático

De modo similar aos compensadores síncronos, os compensadores estáticos tem por principal função o controle de tensão durante períodos transitórios e deste modo devem ser considerados como fontes de reserva de potência reativa.

Tipicamente, as perdas dos compensadores estáticos variam de acordo com a ilustração da Figura 3.3, onde aparece o comportamento de compensadores síncronos também.

Comutador de Tap

Comutadores de tapes destinam-se ao controle de tensão e na abordagem dada neste artigo deveriam ser considerados como provedores de serviços ancilares.

A frequência de manutenção dos comutadores de tap depende do número de comutações realizadas ao longo de um período; portanto tais dispositivos possuem custos variáveis associados.

Não obstante, considerando que os comutadores pertencem aos transformadores, os quais deverão ser instalados de acordo com as especificações técnicas do AOS e face a dificuldade de identificação de seus custos de operação e manutenção, entendemos ser mais adequado considerar os seus custos associados como intrínsecos ao sistema de transmissão e, como tal, não devem ser considerados como provedores de serviço ancilar.

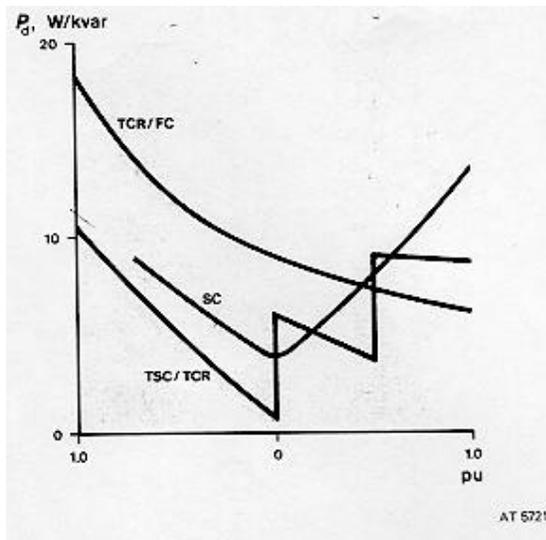


FIGURA 3.3 – PERDAS EM COMPENSADORES SÍNCRONOS E ESTÁTICOS

4.0 ARRANJO COMERCIAL PARA PAGAMENTO AOS PROVEDORES DE SUPORTE DE TENSÃO

O arranjo comercial proposto para pagamento aos provedores de suporte de tensão se apoia em um conjunto de premissas, as quais são apresentadas a seguir :

- o AOS será o responsável pela especificação dos requisitos de compensação reativa do sistema, não sendo necessário a disponibilização de sinais de localização para os potenciais provedores de serviço ancilar;
- os equipamentos e instalações de compensação reativa, de um modo geral, tem por função o controle de tensão em regime normal de operação e em contingências. Isto faz com que um arranjo comercial apoiado no montante de potência reativa fornecida/absorvida certamente causaria uma avaliação para menor do real valor dos serviços fornecidos;
- as metodologias baseadas em custos nodais conseguem identificar o valor econômico dos serviços prestados apenas para o regime normal de operação.

Com base nessas premissas, entendemos que a remuneração dos provedores de suporte de tensão deve ser baseada nas capacidades efetivamente colocadas à disposição do AOS. Para tanto é necessário um arranjo comercial baseado em um procedimento *ex-post*.

Assim, o provedor de suporte de tensão deverá ter uma remuneração proporcionalmente à sua disponibilidade. Isto quer dizer que os períodos em que o equipamento não está disponível devido a saídas forçadas ou programadas deverá causar redução da remuneração do provedor do serviço.

Particularmente, no caso de geradores, a remuneração deverá ser baseada nos períodos em que gerador foi despachado ou foi chamado para a função de reserva.

A fim de viabilizar esse arranjo comercial, o provedor de suporte de tensão deve receber uma remuneração que cubra os seus custos, adicionados de uma taxa de remuneração razoável que possa estimular a expansão do sistema no tocante a novas instalações para suporte de tensão.

Na prática, tal objetivo poderá ser atingido de duas maneiras :

- o AOS adquire o serviço de suporte de tensão usando uma tarifa regulada de serviço ancilar que possa recuperar os custos variáveis e de capital;
- o AOS encaminha um processo licitatório especificando os requisitos técnicos dos equipamento e/ou instalações de potência reativa para que competidores desses projetos ofereçam propostas de prestação do serviço, vencendo aquela de menor preço.

Essas duas propostas não são excludentes na medida em um caminho alternativo consiste na aplicação da primeira proposta para as atuais instalações de compensação reativa e a segunda para as novas instalações.

Observe-se que na segunda proposta o provedor do serviço ancilar deverá embutir em sua oferta os custos variáveis para a cobertura de suas perdas e manutenção.

A implantação dessas propostas requer a disponibilidade de um sistema de medição que possa medir as perdas associadas aos diversos provedores para que os mesmos possam pagar os geradores pela energia fornecida.

Neste enfoque, um provedor de serviço ancilar tal como um reator é considerado como um simples consumidor e, portanto, seu proprietário poderá até estabelecer contratos bilaterais com geradores visando cobertura das perdas. Esses provedores, não devem, entretanto, ser cobrados pela tarifa de uso do sistema de transmissão.

Além, das medições das perdas é necessário ainda que se tenha com precisão a identificação do número de manobras executadas em reatores e capacitores.

Evidentemente, que tal metodologia para pagamento aos provedores de serviço ancilar é de difícil implantação, a curto-prazo, para o sistema brasileiro face aos requisitos de medição e monitoramento.

Assim, é necessário que se implante um arranjo comercial que fixe objetivos de longo prazo como aqueles apresentados neste artigo, como forma de viabilizar um efetivo mercado competitivo de energia elétrica, e se implante no curto prazo uma metodologia de pagamento aos provedores de serviço ancilar baseada em medições, onde for possível, acrescidas de estimativas de custos baseadas em procedimentos empíricos.

Observe que embora estejamos propondo um arranjo comercial baseado em capacidade disponibilizada pelos provedores de serviço ancilar, ainda assim as medições são necessárias para que os mesmos possam ressarcir os geradores pelo suprimento das perdas associadas à prestação do serviço.

A partir da identificação das fontes de custos para o provimento do serviço de suporte de tensão, o AOS pode estimar, anualmente, o custo total de aquisição do serviço e repassá-lo para os consumidores, usando um adequado critério de alocação de custos. No exercício seguinte, a diferença entre os custos real e estimado devem ser compensadas.

5.0 CONCLUSÕES

O artigo ora apresentado propõe um arranjo comercial para pagamento dos provedores de suporte de tensão do sistema em um ambiente de mercado. Neste contexto, este provimento é considerado como um serviço ancilar.

O arranjo comercial proposto reconhece que os equipamentos e instalações destinados ao controle de tensão cumprem essa função tanto em regime normal de operação quanto em contingências e, considerando que uma metodologia baseada em preços nodais não reconhece adequadamente essa função para ambos os regimes de operação, propõe-se uma metodologia baseada na identificação dos custos fixos e variáveis.

Os custos associados ao provimento de suporte de tensão referem-se aos custos fixos de capital, enquanto os custos variáveis são associados à perda de oportunidade, à depreciação devida a chaveamentos e à cobertura das perdas.

A metodologia proposta baseia-se em um procedimento *ex-post*, de modo que os provedores tenham uma remuneração baseada nas capacidades efetivamente colocadas à disposição do sistema.

A implementação da metodologia requer a disponibilização de um adequado sistema de medição e monitoramento, que implicará custos adicionais.

5.0 AGRADECIMENTOS

O autor agradece a Eletrobrás, Furnas, Eletrosul e Gerasul pela disponibilização de dados no âmbito do projeto RE-SEB [5].

Este artigo foi desenvolvido no âmbito do Centro de Excelência em Regulação de Mercados de Energia Elétrica da UFSC, o qual tem o apoio financeiro da ANEEL, a quem o autor também agradece.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] HAO, S.; PAPAEXOPOULOS, A.; "Reactive Power Pricing and Management"; IEEE/PES Winter Meeting, Baltimore, Janeiro, 1996.
- [2] HARRY, S.; PAPAEXOPOULOS, A.; "Competitive Procurement of Ancillary Services by an Independent System Operator"; para ser publicado em IEEE Transactions on Power Systems, Junho, 1998.
- [3] ALVARADO, F. L.; "Methods for the Quantification of Ancillary Services in Electric Power Systems", V^o

Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e expansão Elétrica, Recife, Maio, 1996.

- [4] LAMONT, J.W.; FU, J.; "Cost Analysis of Reactive Power Support", para ser publicado em IEEE Transactions on Power Systems, Abril, 1998
- [5] SILVA, E.L.; "Project RE-SEB - Ancillary Service: Voltage Support", Outubro, 1998.

