

XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA—SENDI 2002

BENEFÍCIOS DA UTILIZAÇÃO DE ESQUEMAS COORDENADOS DE TENSÃO/POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS DE SUB-TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Wilson L. Feijó Jr
feijo@ee.pucrs.br*

Flávio A. Becon Lemos
lemos@ee.pucrs.br

Mauro A. da Rosa
maugusto@rge-rs.com.br

GSEE - Grupo de Sistemas de Energia Elétrica
Pontifícia Universidade Católica do RS

RGE - Rio Grande Energia S.A.

Palavras-chave – Controle Coordenado de Tensão/Potência Reativa, Distribution Management System, Esquemas Automáticos e Coordenados.

Resumo – A nova estrutura do setor elétrico vem estabelecendo rigorosos padrões de qualidade e continuidade do fornecimento com vistas a estimular a melhoria do serviço prestado pelas concessionárias. Nesse sentido, a manutenção de um perfil adequado de tensão que atenda os níveis de conformidade da resolução nº 505 da ANEEL e o gerenciamento de reativos são cada vez mais importantes. Uma forma de melhorar a operação do sistema é implementar esquemas automatizados e coordenados de controle de tensão e da geração de potência reativa (CCTPR), supervisionados através de sistemas de gerenciamento da distribuição, mais conhecidos pela sigla DMS (do inglês “*Distribution Management System*”) nos centros de operação dos sistemas distribuição. O objetivo deste trabalho é mostrar os benefícios da aplicação de esquemas de CCTPR, baseado na operação coordenada dos equipamentos de controle de tensão, de técnicas de controle hierárquico e de controle coordenado secundário de tensão, em ambientes de operação em tempo real.

1. INTRODUÇÃO

Recentemente as empresas de energia sofreram profundas mudanças, passando de uma estrutura verticalmente integrada para uma estrutura em que os agentes tradicionais (geração, transmissão, distribuição e comercialização) são redefinidos e passam a ter estruturas individualizadas. Pela característica do ambiente desregulamentado é necessária a criação de um agente regulador forte, representado no Brasil pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que tem como objetivo principal traçar as diretrizes da indústria de energia e fiscalizar o cumprimento da legislação. Outro agente que surgiu nesse novo ambiente foi o Operador Nacional do Sistema (ONS), com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional e administrar a rede básica de transmissão de energia.

Neste novo modelo a regulação por comparação de desempenho, aplicada para o segmento de distribuição, vem forçando as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica a oferecerem uma qualidade crescente dos serviços prestados aos seus

clientes. Isto implica na necessidade do sistema operar com alto grau de continuidade e confiabilidade. Para viabilizar estes requisitos de forma eficiente e assegurar uma operação segura para condições normais e de emergência, o sistema deve dispor de um certo nível de automatismo que possibilite ao centro de operação efetuar ações preventivas e corretivas dentro de tempos adequados. Além disso, neste novo modelo estrutural o provimento de potência reativa passa a ser tratado como um serviço ancilar [1], e como tal, deve ser remunerado. Neste sentido, a manutenção de um perfil adequado de tensão, em todos os pontos do sistema, e o gerenciamento de reativos para o suporte de tensão são cada vez mais importantes, visto que já existem índices relativos à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica [2].

Em função disso, as empresas estão investindo em ferramentas e técnicas eficazes para gerenciar o fluxo de reativos e os níveis de tensão nas barras do sistema. Dentro desse cenário é extremamente importante, para as concessionárias de energia, dispor de esquemas automáticos para o controle de tensão e potência reativa, uma vez que estes esquemas possibilitam reduzir as perdas ativas, manter os níveis de tensão do sistema dentro de limites adequados para a operação e gerenciar o fluxo de potência reativa do sistema. Esses esquemas são projetados de forma a levar em consideração a grande diversidade de cargas supridas pelo sistema, onde variações diárias no carregamento do sistema são corriqueiras. O desenvolvimento de controles coordenados de tensão/potência reativa (CCTPR), integrados com estratégias de controle secundário de tensão, deve ser considerado dentro de um sistema global de controle automatizado de tensão. A implantação de controles automatizados para atuarem em nível de sub-transmissão e distribuição de energia explica-se pela grande quantidade de informações, tais como [3]:

- topologia da rede (alimentadores, chaves, linhas de transmissão, etc.);
- filosofia operacional (redução de perdas, melhorar perfil de tensão, etc.);
- características diversas dos dispositivos que estarão sob controle;
- característica da carga;
- estrutura do controle, entre outras.

As aplicações mais comuns de um controle coordenado de tensão/potência reativa podem ser descritas como:

- ❑ manter as tensões das barras dentro de limites seguros de operação;
- ❑ controlar o carregamento de transformadores e/ou linhas de transmissão;
- ❑ minimizar as perdas de potência ativa do sistema;
- ❑ gerenciar os recursos de potência reativa;
- ❑ controlar o fator de potência global da rede.

A literatura apresenta várias referências que estudam o problema do controle coordenado de tensão/potência reativa e a sua inserção em centros de gerenciamento da distribuição (DMS - do inglês "*Distribution Management System*"), sendo que seu interesse vem aumentando consideravelmente em função das novas exigências do setor elétrico. Um algoritmo aplicado a uma função de controle de tensão/potência reativa em um moderno DMS é apresentado em [4]. Este algoritmo proporciona a resolução de funções objetivo utilizadas tipicamente em sistemas de distribuição, tais como, minimização de perdas e melhoria do perfil de tensão da rede. O controle centralizado de tensão/potência reativa combinado com funções de automação de sistemas de distribuição é analisado em [5]. Sugestões de como estas funções podem ser inseridas em controles automáticos locais são ilustradas em situações exemplos. A descrição de um projeto piloto de controle coordenado de tensão/potência reativa, em um sistema de distribuição, é relatado em [6]. As análises realizadas para verificar a eficácia deste esquema de controle contemplaram três pontos distintos, quais sejam: conservação de energia, controle do fluxo de potência reativa do sistema em análise e a maximização do lucro (custos - receita). Um novo esquema de CCTPR em subestações e em alimentadores de distribuição é proposto em [7]. Este novo esquema coordena os controles dos equipamentos de regulação baseado nas condições do sistema, oriundas de medidas dos equipamentos instalados na rede.

A literatura apresenta, também, técnicas e ferramentas que visam automatizar o CCTPR em sistemas de distribuição, onde as ações de controle são baseadas em ações de chaveamento de bancos de capacitores (localizados nas subestações e ao longo dos alimentadores), em ajustes de reguladores de tensão em alimentadores e na variação do tap de transformadores com comutação sob carga (do inglês "*ULTC - Under Load Tap Changer*") localizados nas subestações.

Uma proposta para a coordenação de ULTCs em cascata, utilizando um problema de otimização de taps, com a função objetivo minimizando a variação do número de mudanças de tap e o erro de tensão nas barras especificadas, é apresentada em [8]. Uma análise da utilização de programação dinâmica em problemas de otimização do despacho de capacitores shunt e ULTCs em subestações é demonstrada em [9]. O problema do controle de tensão e potência reativa em

subestações e alimentadores, utilizando-se programação dinâmica e lógica Fuzzy, é abordado em [10]. A referência [11] apresenta uma metodologia para a determinação de um despacho ótimo entre ULTCs e capacitores shunt em sistemas de distribuição utilizando simulated annealing. O despacho de ULTCs localizados em subestações, capacitores shunt e capacitores localizados ao longo de alimentadores, utilizando-se programação dinâmica e previsões de carga horária, é abordado na referência [12].

O objetivo desse trabalho é mostrar os benefícios da aplicação de um CCTPR, baseado na operação coordenada dos equipamentos de controle de tensão, em ambientes de operação em tempo real.

Este trabalho está dividido da seguinte forma: na seção 2 é abordada a questão da operação em tempo real dos sistemas de gerenciamento da distribuição. Na seção 3 é descrito o esquema de controle proposto. A seção 4 apresenta a metodologia de coordenação dos equipamentos de controle de tensão. Os resultados obtidos com a aplicação do esquema proposto em um sistema piloto é apresentado na seção 5. Na seção 6 é apresentada as conclusões do trabalho.

2. SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO

Um sistema de distribuição de energia elétrica operando em um ambiente desregulamentado e sob as novas regras de mercado deve possuir propriedades de interferir nas condições de operação do sistema em tempo real e de forma automática. Embora este tipo de controle da operação esteja em uso desde a década de 70 em sistemas de transmissão, onde é conhecido pela sigla EMS, (do inglês "*Energy Management System*"), na distribuição ainda é restrito a poucas empresas, onde é conhecido pela sigla DMS (do inglês "*Distribution Management System*"). O escopo de atuação de um *Distribution Management System*, ou apenas DMS, pode ser descrito em termos de suas camadas funcionais, que incluem controle supervisorio e aquisição de dados, aplicações para análise do sistema de distribuição, automação de subestações e alimentadores, entre outros. Tecnicamente, pode-se dizer que o DMS combina tecnologias tradicionais, baseadas em potência e instrumentação, com tecnologias modernas, baseadas em sistemas computacionais e de comunicações. Os pontos de destaque de um DMS são justamente estes: a combinação entre tecnologias tradicionais e modernas e a integração dos sistemas envolvidos (operação, planejamento, manutenção, serviços, logística, finanças) para o uso estratégico da tecnologia.

Cassel [13] indica muitos aspectos similares entre o DMS e seu equivalente na transmissão, o EMS, dentre os quais pode-se destacar:

- ❑ ambos obtêm informações da situação do sistema de potência e situação de dispositivos do sistema de

potência através de unidades terminais remotas (UTRs);

- ambos processam a informação coletada e expõem ao operador através de uma interface gráfica;
- ambos contêm funções analíticas para ajudar na interpretação das informações e análise de situações futuras;
- ambos armazenam informações para recuperação e análise futura;
- ambos são conectados a outros sistemas computacionais para compartilhamento de dados e análise de resultados.

Existem, entretanto, diferenças fundamentais entre os sistemas EMS e DMS:

- sistemas de distribuição são tipicamente radiais, ao contrário dos sistemas de transmissão;
- os dispositivos de um sistema de distribuição são localizados ao longo dos circuitos de distribuição, enquanto os dispositivos de um sistema de transmissão normalmente estão nas subestações;
- sistema de distribuição tem um número muito superior de locais que necessitam de unidades terminais remotas em comparação a um sistema de transmissão;
- a quantidade de dados adquiridos em um ponto do sistema de distribuição é pelo menos 10 vezes inferior à encontrada em uma subestação do sistema de transmissão;
- em um sistema de distribuição, a maior parte dos dispositivos de campo são operados manualmente. O inverso ocorre no sistema de transmissão, onde a maioria pode ser remotamente controlado;
- em um sistema de distribuição, mudanças de topologia podem e costumam ocorrer em outros locais que não os dispositivos de chaveamento. Por exemplo, o cabo de uma fase rompido durante um acidente de trânsito. Isto acontece mais raramente no sistema de transmissão;
- os sistemas de distribuição estão sujeitos a mudanças mais frequentes devido à manutenção e expansão.

A seguir será apresentada uma breve descrição das camadas funcionais do DMS [13], sendo as principais o SCADA da subestação e do alimentador, a automação da subestação e do alimentador, aplicativos analíticos e integração com outros sistemas computacionais.

SCADA da subestação e do alimentador

No caso do DMS, a aquisição de dados, tradicional nos sistemas EMS, é complementada por funções específicas e localizações próprias para as unidades remotas. O DMS monitora equipamentos localizados em subestações de distribuição, diversos dispositivos de proteção e chaveamento, posição e *status* do tap de transformadores e reguladores de tensão, *status* de banco de capacitores, tensões nas barras, potência ativa e reativa nos transformadores e alimentadores, correntes

nos alimentadores, configuração de relés, além de diversos outros parâmetros.

As funções do sistema SCADA ainda podem incluir gravação de seqüência de eventos, armazenamento periódico de dados, registro de eventos e geração de relatórios, entre outros.

Automação da subestação

A camada de automação de subestações inclui funções que controlam dispositivos em uma subestação baseadas em dados coletados de dispositivos desta mesma subestação. Esta capacidade de processamento pode ser fornecida por um controlador de subestação, uma unidade terminal remota inteligente ou pelo sistema de computação DMS localizado no Centro de Operações do Sistema. Esta camada inclui funções como restauração de serviço por seccionamento de barramentos, controle de tensão nas barras, controle da corrente de circulação entre transformadores em paralelo, compensação de quedas nas linhas e religamento automático.

Automação do alimentador

As funções de automação de alimentadores em um DMS controlam dispositivos nos alimentadores e em subestações em resposta a dados coletados nestas mesmas localizações. Da mesma forma que a automação das subestações, as funções podem ser exercidas por um controlador de subestações, uma remota inteligente ou o computador central do DMS. Incluem funções como seccionamento automático para localização de falhas, isolamento de falhas, restauração de serviço, reconfiguração de alimentadores, controle de tensão em pontos remotos, controle de potência reativa dos alimentadores e subestações, balanceamento de carga nos transformadores da subestação e religamento automático.

Aplicativos

A principal ferramenta de análise em um DMS, assim como no EMS, são o estimador de estados e o fluxo de potência. São estes aplicativos que fornecem a base para todos os estudos das condições atuais e futuras do sistema, podendo ainda ser utilizado para estudo de condições passadas.

O fluxo de potência na distribuição requer algumas características diferentes do fluxo de potência na transmissão, de forma a modelar perfeitamente as condições encontradas nos sistemas de distribuição. É necessário que os métodos utilizados usem modelagem detalhada de componentes e levem em consideração sistemas balanceados e desbalanceados, redes radiais, network e mistas, sistemas de uma, duas ou três fases. Outras funções de análise conferem a possibilidade de analisar curvas de carga, futuras ou iminentes seqüências de chaveamento, transferência de contingência de carga, carregamento de subestações, transformadores e alimentadores, perfis de tensão em alimentadores e perdas no sistema de distribuição.

Interface com outros sistemas computacionais

Existem vários sistemas computacionais relacionados ao DMS que podem ser integrados ao sistema, agregando novas funções de controle e análise. Alguns exemplos são os sistemas de gerenciamento de carga, sistemas de informações geográficas (GIS), sistemas de informações de clientes (CIS) e o próprio EMS, que contém muitos dados úteis ao DMS, já que recebe dados de unidades remotas instaladas em subestações de transmissão e sub-transmissão e pode fornecer estes dados diretamente ao DMS para uso dos operadores.

Um DMS integrado pode fornecer às empresas de energia a funcionalidade nas ações de controle e um suporte eficiente e otimizado para ações de planejamento e operação, os quais são necessários para vencer os crescentes desafios impostos pela abertura do mercado de energia elétrica. A Figura 1 apresenta esquematicamente através de blocos e inter-relações a proposta de projeto de um DMS, o qual é o suporte para as ações do controle coordenado de tensão/potência reativa proposto neste artigo. Esta estrutura de DMS contempla várias aplicações que já foram desenvolvidas ou estão em desenvolvimento no Grupo de Sistemas de Energia Elétrica, dentre as quais podem ser citadas como principais o configurador, o fluxo de potência para análise *on-line*, o modelador de curva de carga e o controle coordenado de tensão/potência reativa.

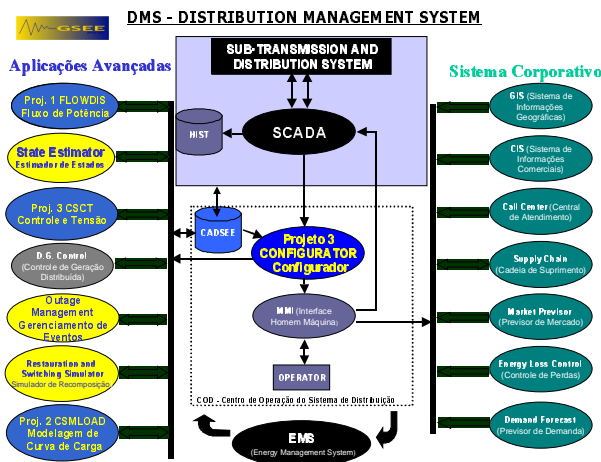


Figura 1: Diagrama de blocos do DMS.

3. O SISTEMA PROPOSTO

Um esquema de controle que utiliza os conceitos do controle coordenado de tensão/potência reativa e do controle secundário de tensão, com o objetivo de coordenar as ações de controle efetuadas em um sistema de distribuição considerando a interação com os controles do sistema de subtransmissão, é proposto em [14]. Na concepção deste novo esquema de CCTPR, para uma efetiva e bem sucedida operação, é necessário que a hierarquia do controle seja dividida em nível

primário e nível secundário. A seguir apresenta-se uma descrição destes dois níveis.

Controle Primário

O controle primário, também conhecido como controle local, atua diretamente sobre o tap dos transformadores com mudança de tap sob carga e sobre o *status* operacional dos bancos de capacitores. No esquema proposto estas ações passam a ser realizadas por unidades terminais remotas (UTRs). Os ajustes para estes controladores são obtidos através de estudos *off-line* para condições típicas de operação que asseguram que as variáveis elétricas de interesse mantenham-se dentro de uma faixa segura de operação. Os controladores possuem características comuns de operação que devem ser cuidadosamente avaliadas no processo de coordenação, tais como, bandas mortas, limitadores e atrasos de tempo.

Controle Secundário

Este nível de controle é considerado como controle regional, integrado com o sistema de supervisão (SCADA), suportado por um conjunto de regras operacionais, por aplicativos computacionais que rodam em tempo real em um DMS e por técnicas de otimização, as quais interagem na busca da melhor combinação de ajustes de acordo com a função objetivo selecionada (melhorar perfil de tensão, reduzir as perdas ativas, etc.).

A estrutura hierárquica de controle deste novo esquema é apresentada de forma esquemática na Figura 2.

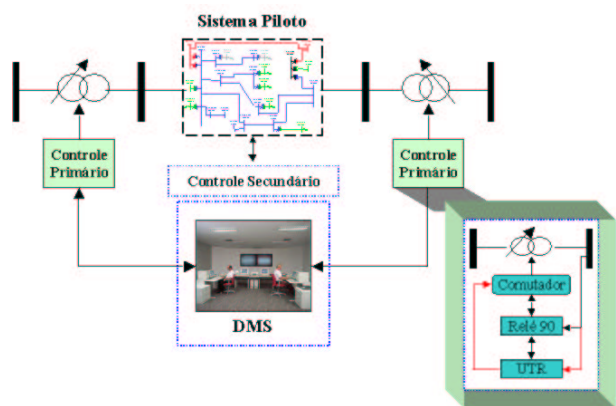


Figura 2: Estrutura hierárquica do esquema de controle proposto.

Neste esquema as ações de controle são realizadas na referência dos ULTCs e no *status* dos bancos de capacitores do sistema. Este esquema hierárquico de tensão é chamado de Controle Secundário Coordenado de Tensão (CSCT) [3 e 14].

4. A METODOLOGIA DE COORDENAÇÃO

Para viabilizar as ações do CSCT foi desenvolvida uma metodologia para coordenar os equipamentos de controle de tensão/potência reativa. A metodologia proposta consiste em definir qual o melhor ajuste para o tap dos ULTCs e qual a condição de operação dos

bancos de capacitores existentes em um determinado sistema elétrico, de forma a minimizar o Somatório dos Erros Quadráticos de Tensão do sistema, sujeito às restrições operacionais impostas. Para tanto, foram definidas 4 etapas de simulação que são representadas através do diagrama da Figura 3. Uma descrição de cada etapa é apresentada a seguir.

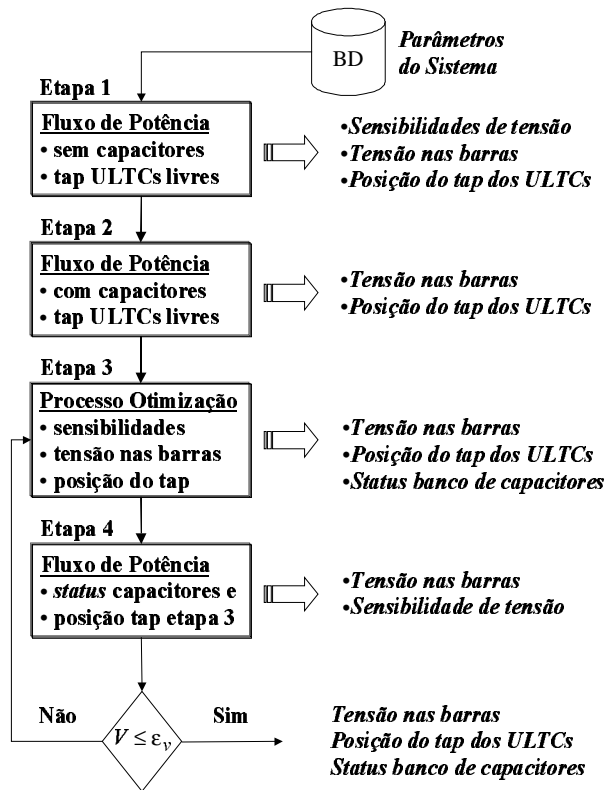


Figura 3: Diagrama das etapas de simulação.

Etapa 1

Nesta etapa é executado um fluxo de potência mantendo os bancos de capacitores desligados e deixando o comutador dos ULTCs variar livremente, ou seja, o ajuste da posição do tap pode variar por toda a faixa de operação do equipamento. Os resultados obtidos nesta etapa são:

- sensibilidade das variáveis dependentes (magnitudes de tensão) em relação a variações nas variáveis de controle (tap dos ULTCs e *status* dos bancos de capacitores);
- valor da magnitude de tensão em cada barra do sistema;
- posição do tap dos ULTCs.

Etapa 2

Da mesma forma que na etapa 2 executa-se um fluxo de potência deixando o comutador dos ULTCs variar livremente, entretanto, é considerada a presença dos bancos de capacitores existentes no sistema. Como resultados dessa etapa pode-se citar:

- magnitude de tensão nas barras do sistema;
- posição do tap dos ULTCs.

Como resultado das etapas 1 e 2 pode-se determinar o valor final do Somatório dos Erros Quadráticos de Tensão (SEQT), conforme equação (1):

$$SEQT = \sum_i^{NB} (V_i^{ref} - V_i^{calc})^2 \quad (1)$$

sendo:

- i = número da barra;
- NB = número de barras do sistema;
- V_i^{ref} = magnitude da tensão de referência especificada na barra (1,0 pu);
- V_i^{calc} = magnitude da tensão calculada para a barra

Etapa 3

De posse dos fatores de sensibilidade, das magnitudes de tensão em cada barra e da posição do tap dos ULTCs, o problema do ajuste do tap dos ULTCs e do *status* de operação dos bancos de capacitores é formulado matematicamente como um problema de otimização com restrições lineares. A solução desse problema indica a melhor posição de ajuste para o tap dos transformadores e qual o *status* de operação dos bancos de capacitores¹, para cada nível de carga do sistema. Este problema tem como objetivo minimizar o Somatório dos Erros Quadráticos de Tensão do sistema, sujeito às restrições de operação do mesmo, quais sejam:

- níveis de tensão ($0,95 \leq V_{barra} \leq 1,05 pu$);
- número máximo de posições de serviço;
- u de operação dos capacitores.

Adicionalmente outras restrições podem ser agregadas ao problema, tais como: número máximo de operações diárias dos ULTCs; número máximo de chaveamentos diários dos bancos de capacitores. Também podem ser especificadas outras funções objetivo, dependendo da condição do sistema sob análise. Como exemplo de funções objetivo pode-se citar: a minimização das perdas do sistema; a minimização do fluxo de reativos; minimização do corte de carga, entre outras.

Matematicamente o problema proposto pode ser escrito conforme a equação (2). Este problema foi resolvido utilizando-se o *Software* GAMS, que é uma ferramenta voltada para a formulação e resolução de problemas de otimização.

¹ É convencional o status 0 para os bancos de capacitores que estão desconectados do sistema elétrico e o status 1 para os bancos conectados ao sistema.

$$\min \sum_i^{NB} (V_i^{ref} - V_i^{calc})^2$$

s.a.

$$0.95 \leq V_i^{calc} \leq 1.05 \quad (2)$$

$$TAP_{\min} \leq TAP_i \leq TAP_{\max} \quad i = 1K \text{ Nr } TR$$

$$Cap_y \in \{0;1\} \quad y = 1K \text{ Nr } Cap$$

sendo:

- TAP_i = número máximo de posições de serviço do comutador i ;
 TAP_{\min} = valor mínimo que o tap pode assumir;
 TAP_{\max} = valor máximo que o tap pode assumir;
 Cap_y = *status* de operação do banco de capacitores y ;
 $NrTr$ = número de ULTCs;
 $NrCap$ = número de banco de capacitores.

A metodologia proposta utiliza os fatores de sensibilidade calculados em torno de um determinado ponto de operação, definido através de um caso de fluxo de potência previamente convergido, a fim de estimar a variação das variáveis dependentes em função da variação das variáveis de controle, conforme mostra a equação (3):

$$\Delta V_i = Q_y \times Cap_y \times S_{cap_y} \pm \left(\sum_1^{NrTr} S_{TAP_m} \times \Delta TAP_m \right) \quad (3)$$

sendo:

- i = número da barra (1A NB);
 m = número do transformador;
 y = número do capacitor;
 ΔV_i = variação de tensão na barra ;
 Q_y = valor nominal de potência reativa do banco de capacitores y dado em MVAr;
 S_{cap_y} = fator de sensibilidade de tensão do capacitor y ;
+ = para ajustes de tap no secundário do transformador;
- = para ajustes de tap no primário do transformador;
 S_{TAP_m} = fator de sensibilidade de tensão do transformador m ;
 ΔTAP_m = variação do tap do transformador m ;
 $NrTr$ = número de ULTCs.

Utilizando-se os valores obtidos pela equação (3) pode-se determinar o valor da tensão calculada para cada barra, conforme equação (4):

$$V_i^{calc} = V_{iFC} + \Delta V_i \quad (4)$$

sendo V_{iFC} o valor da tensão inicial da barra i , fornecida pelo caso convergido de fluxo de potência. Com a determinação de V_i^{calc} é especificada a nova posição do tap dos ULTCs e o *status* de operação dos bancos de capacitores, que satisfaçam as restrições do problema e minimizem o Erro Quadrático de Tensão em cada barra do sistema.

Etapa 4

De posse dos novos valores de posição do tap dos ULTCs e do *status* operacional dos bancos de capacitores obtidos na terceira etapa, um novo fluxo de potência é executado sendo que a posição do tap dos ULTCs é fixada nos valores determinados na etapa de otimização. Como resultado desta etapa tem-se: os novos valores de magnitude de tensão nas barras do sistema e, conseqüentemente, o novo valor do somatório destes erros (SEQT), que nada mais é que a função objetivo (F.O.) do processo de otimização. Outros resultados obtidos nesta etapa são os fatores de sensibilidade da magnitude de tensão das barras, em relação a variações da posição do tap dos ULTCs e a variações do *status* dos bancos de capacitores.

Teste de Convergência

Após a execução da etapa 4 é testada a convergência do processo. O teste de convergência é realizado verificando-se se o valor final das magnitudes de tensão obtidas como solução do problema de otimização está próximo ao valor exato calculado através do fluxo de potência. Este teste é verificado aplicando-se a equação (5):

$$\max_{k=1,\Lambda} \max_{NB} |V_L^v - V_{NL}^v| \leq \epsilon_v \quad (5)$$

sendo:

- NB = número total de barras do sistema;
 ϵ_v = tolerância para magnitudes de tensão (0,001 pu);
 V_L^v = magnitude de tensão obtida pela resolução do modelo de otimização na iteração v ;
 V_{NL}^v = magnitude de tensão obtida pela resolução do fluxo de potência na iteração v ;

Quando a primeira iteração está sendo executada os valores de entrada da etapa 3 (fatores de sensibilidade de tensão, magnitude de tensão em cada barra e *status* dos bancos de capacitores) são fornecidos pela etapa 1. Na segunda iteração e iterações posteriores estes valores de entrada são obtidos após a execução da etapa 4 da iteração anterior, ou seja, os valores obtidos como resultado da iteração anterior são utilizados como valores iniciais da próxima iteração.

5. RESULTADOS

O sistema escolhido para a aplicação do esquema de controle de tensão/potência reativa é chamado de Subsistema Caxias. O diagrama unifilar desse sistema é apresentado na Figura 4.

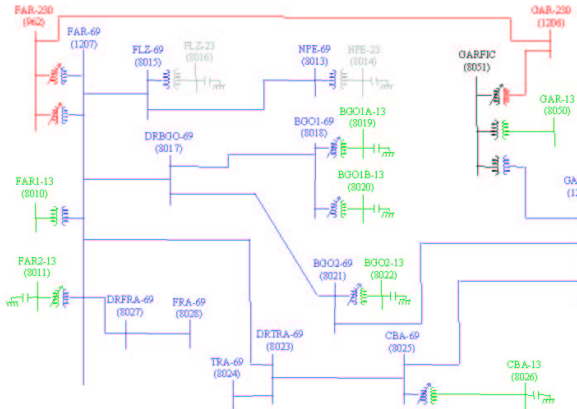


Figura 4: Diagrama unifilar do Subsistema Caxias.

Este sistema é composto de 24 barras, 8 transformadores com mudança de tap sob carga, sendo que destes 3 são operados manualmente e 5 são operados de forma automática. Além disso, o sistema possui 7 bancos de capacitores e 3 transformadores com tap fixo.

Resultados preliminares de estudos anteriores, relatados nas referências [3 e 14], demonstram a potencialidade do esquema na redução de perdas de potência ativa. O efeito imediato das ações de controle foi a redução das perdas passando de 4,7 para 3,6 MW, perfazendo 23,4% de redução. Estes valores resultam em uma conservação de energia de aproximadamente 7,6 MWh, durante o tempo de análise (24 horas). Adicionalmente, o esquema de controle proposto é aplicado tendo como função objetivo reduzir o somatório do erro quadrático de tensão do sistema, ou seja, deseja-se que o perfil de tensão de todas as barras do sistema esteja o mais próximo possível da tensão de referência especificada, neste caso 1,0 pu. Os resultados obtidos com a aplicação deste esquema são comparados aos valores encontrados para este sistema sem a utilização desta metodologia. Para demonstrar a potencialidade da proposta, a metodologia é aplicada no Subsistema Caxias para o nível de carga leve (184 MW).

Sistema sem metodologia

Um fluxo de potência é executado com o intuito de determinar quais os valores de magnitude de tensão nas barras e quais posições de tap são especificadas. Para tanto, é definido que todos os bancos de capacitores estão inseridos no sistema e a posição do tap dos ULTCs pode variar livremente, por toda a faixa de operação do equipamento.

Dessa forma, os resultados obtidos desta simulação são apresentados nas Tabelas (1) e (2).

Tabela 1: Magnitudes de tensão nas barras - sem metodologia.

Barra	V [pu]	Barra	V [pu]
962	1,041	8019	1,009
1205	0,995	8020	1,013
1206	1,041	8021	0,992
1207	0,997	8022	1,008
8010	1,033	8023	0,993
8011	1,015	8024	0,993
8013	0,984	8025	0,993
8014	1,022	8026	0,994
8015	0,990	8027	0,997
8016	1,043	8028	0,996
8017	0,992	8050	0,992
8018	0,991	8051	0,995
SEQT	0,008220		

Pode-se verificar através da Tabela (1) que, para a condição operacional descrita anteriormente, não houve violação dos níveis de tensão em nenhuma barra do sistema. Isso ocorre, uma vez que há injeção de potência reativa nas barras de carga, fazendo com que parte da potência reativa necessária ao sistema seja suprida localmente através da inserção dos bancos de capacitores. Nesta situação o valor do Somatório dos Erros Quadráticos de Tensão apresentado pelo sistema é de 0,008220.

Tabela 2: Posição do tap dos ULTCs - sem metodologia.

Transformador	Posição do Tap
962-1207(1)	12
962-1207(2)	12
1206-8051	12
1207-8011	9
8018-8019	8
8018-8020	8
8021-8022	8
8025-8026	10

Para a condição onde todos os bancos de capacitores estão conectados ao sistema, injetando potência reativa localmente, tem-se o conjunto de posições de tap apresentados na Tabela (2). Estas posições de tap são ajustadas diretamente pelo programa de fluxo de potência.

Sistema com metodologia

Aplicando-se a metodologia de coordenação dos equipamentos de controle de tensão (transformadores com mudança de tap sob carga e bancos de capacitores), descrita na seção 4, obtêm-se os novos valores de ajuste do tap dos ULTCs e do *status* dos bancos de capacitores e, conseqüentemente, os valores de magnitude de tensão para o ponto de operação determinado pelo processo de otimização da etapa 3 da metodologia proposta. Estes novos ajustes e os valores de magnitude de tensão são apresentados nas Tabelas (3), (4) e (5).

Tabela 3: Magnitudes de tensão nas barras - com metodologia.

Barra	V [pu]	Barra	V [pu]
962	1,039	8019	0,997
1205	1,012	8020	1,007
1206	1,034	8021	1,001
1207	1,005	8022	1,010
8010	1,041	8023	1,004
8011	0,995	8024	1,003
8013	0,980	8025	1,004
8014	1,018	8026	1,000
8015	0,986	8027	1,004
8016	1,012	8028	1,004
8017	0,997	8050	1,009
8018	0,993	8051	1,012
SEQT		0,006131	

Analisando-se a Tabela (3) constata-se que os valores de magnitude de tensão, obtidos para os ajustes dados pela metodologia de coordenação, não apresentam violação dos níveis de tensão. Além disso, o valor do Somatório dos Erros Quadráticos de Tensão (0,006131) é menor do que o valor obtido no caso anterior (0,008220), onde não foi aplicado a metodologia. Isso significa que as magnitudes de tensão das barras estão mais próximas do valor considerado como referência, ou seja, 1,0 pu.

Tabela 4: Posição do tap dos ULTCs - com metodologia.

Transformador	Posição do Tap
962-1207(1)	11
962-1207(2)	11
1206-8051	9
1207-8011	9
8018-8019	8
8018-8020	7
8021-8022	7
8025-8026	8

A Tabela (4) apresenta os novos ajustes de posição de tap obtidos com a metodologia. Pode-se verificar que houve alterações em quase todos os ajustes, mantendo-se iguais apenas os ajustes dos ULTCs 1207-8011 e 8018-8019. Estes novos ajustes, juntamente com os ajustes dos bancos de capacitores, levam o sistema a operar em um ponto de operação onde o SEQT é menor em relação ao ponto de operação anterior, dado para os ajustes do fluxo de potência.

Tabela 5: Status dos bancos de capacitores – com metodologia.

Banco de Capacitores	Status
8011	Desligado
8014	Ligado
8016	Desligado
8019	Desligado
8020	Desligado
8022	Desligado
8026	Desligado

A solução fornecida pela metodologia de coordenação, apresentada na Tabela (5), indica que para o patamar de carga analisado o sistema não necessita de injeção de reativos em todas as barras de carga. Neste caso, é indicado apenas a inserção do banco de capacitores da barra 8014.

6. CONCLUSÕES

A rápida transformação do setor elétrico brasileiro a partir do processo de privatização e desregulamentação, a exigência de altos padrões de qualidade e continuidade do fornecimento com vistas a estimular a melhoria do serviço prestado pelas concessionárias são alguns desafios impostos as distribuidoras de energia. Diferentemente das áreas de geração e transmissão, onde pesquisas e desenvolvimento de aplicativos computacionais para operação e planejamento sempre ocorreram em grande escala, a área de distribuição é carente de soluções e aplicativos computacionais para o planejamento, operação e gerenciamento do sistema. Verifica-se, entretanto, que nos últimos anos está acontecendo uma reversão deste cenário, uma vez que é crescente o número de trabalhos de pesquisa apresentados em congressos e revistas da área de sistemas de energia. Em nível brasileiro esta reversão se dá principalmente devido aos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento desenvolvidos conjuntamente entre as concessionárias e as Universidades e Centros de Pesquisa, bem como aos Fundos Setoriais da área de Energia. Esta publicação apresenta resultados oriundos de uma pesquisa que está sendo desenvolvida conjuntamente entre o Grupo de Sistemas de Energia da PUCRS e a empresa RGE Rio Grande Energia S.A., dentro do âmbito do programa de P&D.

Neste artigo foram apresentados os resultados obtidos com a aplicação de uma metodologia de coordenação dos equipamentos de controle de tensão/potência reativa em um sistema de sub-transmissão e distribuição de energia, que está inserida no âmbito de um sistema conhecido como *Distribution Management System*. Os resultados obtidos nesse estudo e em estudos anteriores [3, 14] mostraram que este tipo de esquema coordenado fornece significativa melhora operativa do sistema, sendo que os principais benefícios advindos deste tipo de esquema coordenado são:

- Melhoria do perfil de tensão;
- Possibilidade de atuação remota sobre a tensão de referência dos ULTC e banco de capacitores;
- Incremento na segurança estática do sistema;
- Redução das perdas de potência ativa;
- Redução do fluxo de reativos;
- Possibilidade de bloqueio dos ULTCs como forma de controle da instabilidade de tensão.

Portanto, a utilização de esquema automáticos para coordenação de tensão/potência reativa em sistemas de sub-transmissão e distribuição de energia apresentam benefícios em nível de segurança bem como no aspecto de uma operação econômica.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] SILVA, E. L.; 1999. O Provimento de Potência Reativa como um Serviço Ancilar. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (15.: Out. 1999: Foz do Iguaçu). *Anais*.
- [2] BRASIL; 2001. Resolução n. 505, de 26 de novembro de 2001. Estabelece as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 138, n. 226, p. 16.
- [3] LEMOS, F. A. B.; FREITAS, J. S.; WERBERICH, L. C.; ROSA, M. A.; 2001. Avaliação das Potencialidades de Aplicação de um Controle Secundário Coordenado de Tensão em sistemas de Subtransmissão e Distribuição de Energia Elétrica. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (16.: Out. 2001: Campinas). *Anais*.
- [4] ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L.; 1995. Volta/Var Control Algorithm for Modern Distribution Management System. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 10, n. 3 (Aug.), p. 1454-1460.
- [5] ROYTELMAN, I.; GANESAN, V.; 2000. Coordinated Local and Centralized Control in Distribution Management Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*. v. 15, n. 2 (Apr.), p. 718-724.
- [6] ROYTELMAN, I.; WEE, B. K.; LUGTU, R. L. et al.; 1998. Pilot Project to Estimate the Centralized Volt/Var Control Effectiveness. *IEEE Transactions on Power Systems*. v. 13, n. 3 (Aug.), p. 864-869.
- [7] BOROZAN, V.; BARAN, M. E.; NOVOSEL, D.; 2001. Integrated Volt/Var Control in Distribution Systems. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. v. 3, p. 1485-1490.
- [8] LARSSON, M.; KARLSSON, D.; 1995. Coordinated Control of Cascaded Tap Changers in a radial Distribution Network. In: POWER TECH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ELECTRIC POWER ENGINEERING (1995: Stockholm). *Anais*. Stockholm. p. 686-691.
- [9] LU, F. C.; HSU, Y.Y.; 1995. Reactive Power/Voltage Control in a Distribution Substation Using Dynamic Programming. *IEE Generation, Transmission and Distribution*, v. 142, n. 6 (Nov.), p. 639-645.
- [10] LIU, Y.; ZHANG, P.; QIU, X.; 2000. Optimal Reactive Power and Voltage Control for Radial Distribution System. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. v. 1, p. 85-90.
- [11] LIANG, R. H.; WANG, Y. S.; 2000. Main Transformer ULTC and Capacitors Scheduling by Simulated Annealing Approach. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 23 (Nov.), p. 531-538.
- [12] LIANG, R. H.; CHENG, C. K.; 2001. Dispatch of main transformer ULTC and Capacitors in a Distribution System. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 16, n. 4 (Oct.), p. 625-630.
- [13] CASSEL, W. R.; 1993. Distribution Management Systems: Functions and Payback. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 3 (Aug.), p. 796-801.
- [14] LEMOS, F. A. B.; WERBERICH, L. C.; FREITAS, J. S.; ROSA, M. A.; 2001. A New Approach of Coordinated Secondary Voltage Control Applied in Transmission and Sub-Transmission Level. In: *IEEE Power Engineering Society International Conference on Power Industry Computer Applications*. (22.: 2001: Vancouver). *Anais*. Vancouver. p. 223-228.