

Otimização da Operação de Redes de Distribuição para a Redução de Perdas de Energia no ambiente Smart Grid

^{1,2}A. P. C. Mello, ¹D. P. Bernardon, ³L. L. Pfitscher

¹Universidade Federal de Santa Maria – UFSM

²Universidade Federal do Pampa - UNIPAMPA

³Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Santa Maria – Brasil

ceesp.ufsm@gmail.com

Daniel Porto

AES Distribuidora Gaúcha de Energia

São Leopoldo– Brasil

daniel.porto@aes.com

Resumo—Este trabalho apresenta uma estratégia para reconfiguração automática de redes de distribuição integrada com Controle de Tensão e Potência Reativa (Volt/VAR). A metodologia desenvolvida atua como um módulo de operação para o regime normal do sistema, onde combina a reconfiguração de alimentadores de distribuição com o ajuste inteligente de equipamentos Volt/VAR, visando a redução e perdas de energia. A solução do problema de reconfiguração e controle Volt/VAR é baseada na técnica heurística *Branch Exchange* associada a Lógica Difusa, onde se procura a otimização conjunta e coordenada dos equipamentos de controle existentes no sistema. Também é utilizado o método de tomada de decisão multicritério AHP (*Analytic Hierarchy Process*) para definir a prioridade de atuação de cada equipamento sobre a rede de distribuição. Os resultados mostram-se eficientes e são apresentados para uma rede teste de 34 barras.

Palavras-chaves – AHP, Controle Volt/VAR, Reconfiguração automática, Rede de distribuição, Smart Grid.

I. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de potência, especialmente o segmento de distribuição de energia, está passando por mudanças em relação a integração de tecnologias de redes elétricas inteligentes, que incluem monitoramento, controle e comunicação dos elementos do sistema, visando a garantia da qualidade, confiabilidade e segurança operativa das redes de energia elétrica.

Tecnologias de monitoramento, controle e comunicação nas redes elétricas estão evoluindo e os equipamentos básicos de engenharia como religadores, reguladores de tensão, bancos de capacitores, transformadores estão incorporando novas funcionalidades, como a disponibilidade de informação a partir dos sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e possibilidade de ajustes “on-line”, pela interação e troca de informações entre os componentes e equipamentos. O aumento do uso desses sistemas de comunicação avançada, está impulsionando a reconfiguração automática das redes de distribuição e desenvolvimento e utilização do controle centralizado de tensão e potência reativa no sistema.

A reconfiguração de redes de distribuição consiste em buscar uma estratégia ótima de operação, cuja solução envolve a seleção da melhor configuração, dentre todas as possíveis,

isto é, aquela que melhor atenda às funções objetivo previamente definidas, sem violar as restrições [1].

A realização do Controle de Tensão e Potência Reativa (Controle Volt/Var – VVC), a partir dos equipamentos de um sistema de distribuição é essencial para manter a tensão em níveis adequados em todos os pontos do alimentador de distribuição, considerando as mais diversas condições de operação do sistema [2]. O VVC é uma das funções mais importantes e desejadas no âmbito de sistemas de Automação de Distribuição Avançada (DA) e Sistemas de Gestão de Redes de Distribuição (DMS, *Distribution Management System*) [3].

Neste trabalho é dada ênfase a otimização da operação das redes de distribuição abordando a reconfiguração de redes concomitante com o VVC. Ressalta-se que este problema é de difícil tratamento devido à sua natureza combinatorial e à dificuldade na formulação matemática das restrições usadas para modelar o comportamento dos elementos do sistema, como cargas e equipamentos, tornando a escolha das ações de reconfiguração e controle adequadas, uma tarefa extremamente complexa [4]–[7].

Recentemente, novos benefícios têm sido apresentados com o controle Volt/VAR, fornecendo suporte a evolução das redes elétricas inteligentes. O *Electric Power Research Institute* (EPRI) cita entre os principais benefícios: redução de perdas técnicas por meio da otimização da tensão, gerenciamento de demanda, manutenção da tensão após “*self-healing*”, controle dinâmico da tensão com adesão de geração distribuída de fontes renováveis.

Em geral, pode-se dizer que o problema da reconfiguração das redes de distribuição em regime normal de operação usualmente tem como objetivo a redução de perdas. Quando se considera a reconfiguração em tempo real, alguns aspectos devem ser incluídos [1]:

a) é necessário estabelecer uma relação custo-benefício para determinar a necessidade e a efetividade da reconfiguração;

b) a rede deve ser flexível para permitir a reconfiguração;

c) a viabilidade técnica das manobras deve ser avaliada em tempo real, considerando a disponibilidade de medições atuais da rede.

Neste sentido, este trabalho apresenta uma nova abordagem

para otimização da operação de redes de distribuição, considerando a reconfiguração conjunta com o controle de tensão e potência reativa nos nós da rede de distribuição.

II. METODOLOGIA PARA OPERAÇÃO INTELIGENTE

A. Avaliação da demanda e geração distribuída

Com o propósito de representar as variações de carga dos alimentadores e de evitar mudanças instantâneas na topologia das redes, os estudos de reconfiguração são realizados em patamares de carga horários, representando os distintos comportamentos e níveis de carga.

O perfil de carga tem impacto direto sobre os resultados da reconfiguração e do controle dos equipamentos, sendo que a análise de reconfiguração é realizada quando a demanda em tempo real tende a mudar de um patamar horário para o próximo. A execução da transferência de carga somente é realizada quando existe redução percentual de perdas de energia em relação a configuração atual.

O perfil de geração distribuída conectado a rede de distribuição avaliada neste trabalho, baseia-se nas tecnologias de geração eólica e de células fotovoltaicas, ambas com forte crescimento nos últimos anos no Brasil.

B. Avaliação dos equipamentos de controle

O problema de controle de tensão e potência reativa em redes de distribuição consiste em buscar uma estratégia de forma coordenada para operação dos equipamentos de controle existentes no sistema. Dessa forma, é necessário determinar os ajustes e posições de reguladores de tensão, potências de bancos de capacitores, posições de TAPs (*Transformer Adjust Position, TAP*) de transformadores, participação de geradores distribuídos, para efetivar melhorias nas condições de operação do sistema, considerando as peculiaridades das curvas de carga diárias dos consumidores e respeitando as restrições operacionais e limites técnicos dos dispositivos.

A seguir, é demonstrada a modelagem dos equipamentos utilizados para o controle Volt/VAR.

1) Reguladores de tensão

Uma das principais estratégias para o controle de tensão em sistemas de distribuição é a regulação da tensão através da comutação das derivações ou TAPs dos reguladores de tensão. Um regulador de tensão é essencialmente um autotransformador e pode operar como elevador ou rebaixador de tensão em ± 16 posições de ajustes, a partir da conexão da polaridade das bobinas de seus enrolamentos. A mudança em suas posições possibilita regular a tensão em até $\pm 10\%$ dos limites pré-estabelecidos.

2) Bancos de capacitores

Os bancos de capacitores são utilizados para compensação de reativos, gerado por cargas indutivas ou reatância de linhas, atuam na correção do fator de potência, melhorando o perfil de tensão do sistema. Podem ser do tipo fixo ou automático, onde a quantidade de kVAr é controlada continuamente em diferentes níveis de comutações das células capacitivas.

3) Geração Distribuída

A geração distribuída também pode atuar como um equipamento de controle de tensão, uma vez que os inversores utilizados na geração também têm sido sugeridos como um meio de proporcionar a potência reativa e o consumo necessário para a manutenção de regulação de tensão [8], e podem, portanto, servir como uma ferramenta adicional para a implementação de controle, principalmente devido a sua capacidade de variar a potência reativa rapidamente. Neste sentido, a GD foi modelada como um inversor, o fator de potência do ponto de conexão é alterado conforme as variações de tensão da rede de distribuição.

4) Compensadores estáticos

Conversores Estáticos baseados em circuitos eletrônicos também tem sido empregados para regulação de tensão em sistemas de distribuição [9], na busca por controles mais efetivos. Entretanto, não foram incorporados na metodologia de controle apresentada neste trabalho.

Em nível de sistemas de distribuição, as principais configurações encontradas para regulação de tensão são: DVR (*Dynamic Voltage Restorer*), D-STATCOM (*Distribution Static Synchronous Compensator*) e UPQC (*Unified Power Quality Compensator*).

III. RECONFIGURAÇÃO E CONTROLE DE EQUIPAMENTOS

A. Função Objetivo e Restrições

A função objetivo (FO) para reconfiguração integrada com controle Volt/VAR consiste na redução de perdas de energia, respeitando uma série de limites operativos, conforme apresentado a seguir. A Equação (1) exemplifica a FO.

$$FO = \min \sum_i R_i \cdot \frac{P_i^2 + jQ_i^2}{V_i^2} \cdot \Delta t \quad (1)$$

onde R_i é o valor da resistência da linha i , P_i e Q_i são os valores de fluxo de potência ativa e reativa, respectivamente. V_i é o valor da tensão para o nó i .

O cálculo horário para verificação das condições operativas em cada barra, que incluem as restrições apresentadas nas Equações (2)-(6) dos itens a seguir é realizado no software OpenDSS pelo algoritmo de fluxo de potência baseado na matriz de admitâncias nodais inversa, integrado ao método KLUolve [10][11].

- Módulo da tensão em cada nó:

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad (2)$$

V_i a tensão dentro da faixa de valores admissíveis em cada nó da rede de acordo com o PRODIST.

- TAP do transformador e dos reguladores de tensão:

$$a_{ij,min} \leq a_{ij} \leq a_{ij,max} \quad (3)$$

$a_{ij,min}$ é o menor tap permitido no transformador e regulador de tensão do circuito $i-j$ e $a_{ij,max}$ é o maior TAP permitido no transformador e regulador de tensão do circuito $i-j$.

- Potência reativa capacitiva:

$$0 \leq Q_{C_i} \leq Q_{C_i,max} \quad (4)$$

$QC_{i\max}$ é o maior valor de potência reativa capacitiva permitido na barra i .

- Carregamento nos circuitos:

$$I_{ij} \leq I_{ij,\max} \quad (5)$$

$I_{ij,\max}$ é a corrente máxima admissível do equipamento ou condutor no ramo $i-j$.

- Potência da Geração Distribuída:

$$P_{\min} \leq P_{GDn} \leq P_{\max} \quad (6)$$

P_{GDn} é a potência ativa fornecida pelo gerador distribuído n . Os valores de $P_{\min}$ e $P_{\max}$ dependem da tecnologia de GD considerada.

Além destas restrições o sistema deve sempre manter a radialidade dos alimentadores após a reconfiguração e não deve permitir a operação ilhada das unidades de GD.

B. Seleção das Configurações para Reconfiguração e Controle Volt/VAR

A seleção das configurações para a metodologia de reconfiguração é baseada na técnica heurística Troca de Ramos (*Branch-Exchange*) combinada com Controle Fuzzy para o ajuste dos equipamentos de controle, a partir de mudanças sucessivas na configuração da rede devido à abertura/fechamento de chaves de manobra.

Devido ao *branch exchange* ser um método de busca local, ocorre que em cada iteração, o algoritmo procura uma nova solução a partir de configurações vizinhas. Caso ocorra uma diminuição no valor da função objetivo, tem-se uma nova solução, e o algoritmo continua o processo de busca até que nenhuma melhoria aconteça. Em Mello et.al (2014) [12] é apresentado o detalhamento do método *Branch Exchange* aplicado à reconfiguração.

A Fig. 1 ilustra um exemplo de reconfiguração para uma rede simples, com destaque para a mudança na configuração da rede devido à abertura de chaves de manobra (S4) e fechamento da chave (TS1). Para a realização do processo de reconfiguração, é necessário verificar o atendimento das restrições operacionais, incluindo o módulo das tensões em cada nó da rede, que deve permanecer dentro da faixa de valores admissíveis.

Para a atuação do controle Volt/VAR é estabelecido uma faixa de operação adequada ou faixa de “não atuação”, onde a tensão na barra i deve respeitar como limites, os valores de 0,93 a 1,05 pu, definidos nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [13]. Valores que se enquadram fora desta faixa são considerados violações de tensão na barra e acionam o controle Volt/VAR que utiliza a Lógica Difusa para encontrar as melhores posições de ajustes nos equipamentos.

Basicamente, para o uso da Lógica Difusa é necessário identificar as principais variáveis que possuem influência sobre as decisões a serem tomadas e quantificar os seus valores em níveis de relevância. Os procedimentos que ilustram a construção do controle Volt/VAR são mostrados como segue:

1) Modelagem dos Controladores Fuzzy

O controle fuzzy faz o uso de dois controladores em cascata, cada controlador possui duas entradas, conforme

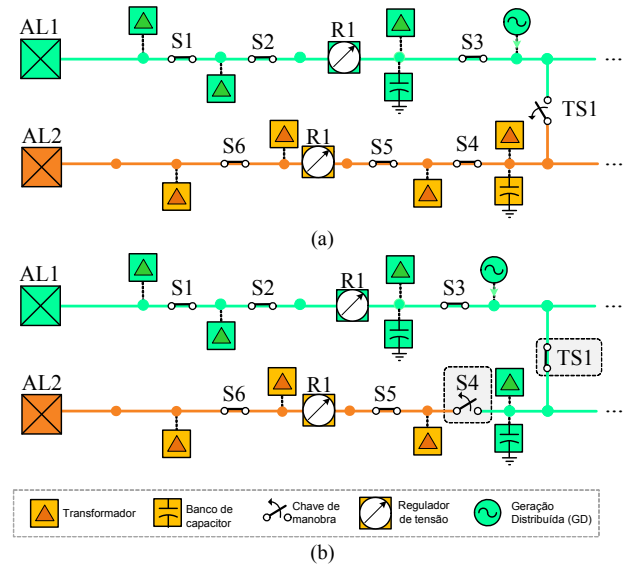


Fig. 1. Exemplo simplificado de uma rede de distribuição considerando (a) configuração original (b) primeira reconfiguração.

utilizado em [14]. O primeiro controlador (C1) possui como variáveis de entrada: Efetividade de cada equipamento nos nós da rede, multiplicada pelo peso estabelecido para cada equipamento do processo do AHP, e a Posição em que se encontra cada TAP dos equipamentos do sistema, a saída corresponde ao Poder de Controle do Equipamento. O controlador C2 é responsável pela atuação do dispositivo de controle em campo e possui como entradas, o resultado de saída do controlador C1 e o valor da violação de tensão, como ilustrado na Fig. 2.

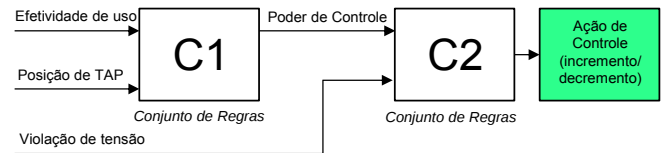


Fig. 2. Controladores fuzzy para atuação do Controle Volt/VAr.

A variável Ação de Controle é a saída retornada pelo controlador C2, é ela que indica o valor do estímulo incremento/decremento que deverá ser enviado para o equipamento de controle em campo corrigir a violação de tensão.

O estímulo (incremento/ decremento) de posição de ajuste foi dividido em cinco variáveis linguísticas: NB (Negativo Grande); NS (Negativo Pequeno); ZE (Zero); PP (Positivo Pequeno) e PG (Positivo Grande).

Tendo como base do conhecimento do sistema Fuzzy a regra “Se e Então”, o incremento/decremento atuará no dispositivo da seguinte forma: Se o resultado Poder de Controle de C1 é *Positivo Grande* (Equipamento tem grande poder de atuação) e a Violação de Tensão é *Negativo Grande* (valor de tensão muito negativo) então o estímulo a alteração no dispositivo é *Positivo Grande* (por exemplo, subir x TAPs do equipamento para elevar e corrigir a tensão).

2) Analytic Hierarchy Process

Associado ao processo de incremento/decremento do ajuste no dispositivo para correção da violação, está o método AHP (*Analytic Hierarchy Process*) desenvolvido por Saaty [15], que usa o conceito de modelagem da preferência e assume que a decisão é relacionada a uma função utilidade, que tem como parâmetros os critérios do problema convertidos em pesos. Neste caso, cada equipamento do sistema representa um critério, e é julgado em um grau de importância em relação a outro equipamento, de acordo com uma escala de valores sugerida pelo autor e apresentada na Tabela 1, a partir de um ou mais especialistas.

TABELA 1. ESCALA DE INTENSIDADE PARA O MÉTODO AHP [15]

Escala	Grau de Importância
1	Igualmente importante
3	Fracamente mais importante
5	Fortemente mais importante
7	Muito mais importante
9	Extremamente mais importante
2, 4, 6, 8	Valores intermediários

Assumindo que C_1 , C_2 e C_3 sejam os critérios representando os equipamentos de controle, Regulador de tensão, Banco de Capacitor e Geração Distribuída, respectivamente. A matriz de julgamento é construída como segue por meio da avaliação de um especialista, analisando o grau de importância do critério “i” em relação ao critério “j”. Como regra geral, assume-se que $a_{ji} = 1/a_{ij}$, e $a_{ii} = a_{ij} = 1$.

$$M = \begin{matrix} & \begin{matrix} C_1 & C_2 & C_3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} C_1 \\ C_2 \\ C_3 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 3 & 5 \\ 1/3 & 1 & 3 \\ 1/5 & 1/3 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (7)$$

Neste sentido, o Regulador (RT) é fracamente mais importante que Banco de Capacitor (BC) e fortemente mais importante que Geração Distribuída (GD); O Banco de capacitor é fracamente mais importante que a Geração Distribuída.

O peso de cada critério é determinado por uma matriz de autovalores, determinados através de um processo iterativo. Em [15] é apresentado um método que expressa diretamente o peso como:

$$w_k = \frac{\left(\prod_{j=1}^n a_{kj} \right)^{1/n}}{\sum_{k=1}^n \left(\prod_{j=1}^n a_{kj} \right)^{1/n}} \quad (8)$$

onde k é o índice do critério, e w_k é o peso do critério.

O cálculo da matriz de pesos resultantes dos equipamentos é apresentado em (9).

$$w = \begin{matrix} \begin{matrix} RT \\ GD \\ BC \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0,6333 \\ 0,2604 \\ 0,1061 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (9)$$

Os pesos dos equipamentos representam qual dispositivo é mais importante para atuação na correção de tensão. Salienta-se que poderiam ser realizadas avaliações em função das mais

diversas ações dos equipamentos, como a vida útil, manutenção, custo de aquisição, tempo de reposta, entre outros. Além, de pesos distintos para um mesmo tipo de equipamento de controle.

IV. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

A rede de distribuição ilustrada na Fig. 4 foi utilizada como estudo de caso, e corresponde a um sistema modificado IEEE 34 barras. As principais mudanças em relação a rede original [17], foram a divisão do circuito em dois alimentadores, a inserção de nova fonte de tensão (nó 34), dois novos bancos de capacitores (nós 4 e 16), seis chaves de manobra (nós 4-6, 10-14, 17-18, 26-27 e 35-36) e duas unidades de geração distribuída (nós 18 e 28).

A metodologia foi desenvolvida e implementada no software MATLAB integrado ao software OpenDSS. A análise de reconfiguração e controle Volt/VAr é executada com base nas curvas de demanda e geração dos patamares de carga horários. O algoritmo é executado quando a demanda tende a mudar de um patamar em relação ao próximo, considerando também as possíveis violações de tensões com as mudanças na curva de demanda por patamar. Dessa forma, no início de cada período é determinada a configuração ótima para o próximo período.

O carregamento do sistema teste é mostrado na Fig. 3. Observa-se no comportamento do AL1, o predomínio de cargas residenciais, as quais foram consideradas no modelo de impedância constante. Já para o AL2 as cargas foram consideradas como potência constante, em curvas de carga tipicamente industriais e comerciais. Observa-se um perfil com consumo reduzido no horário das 12 horas e também no horário posterior as 18 horas.

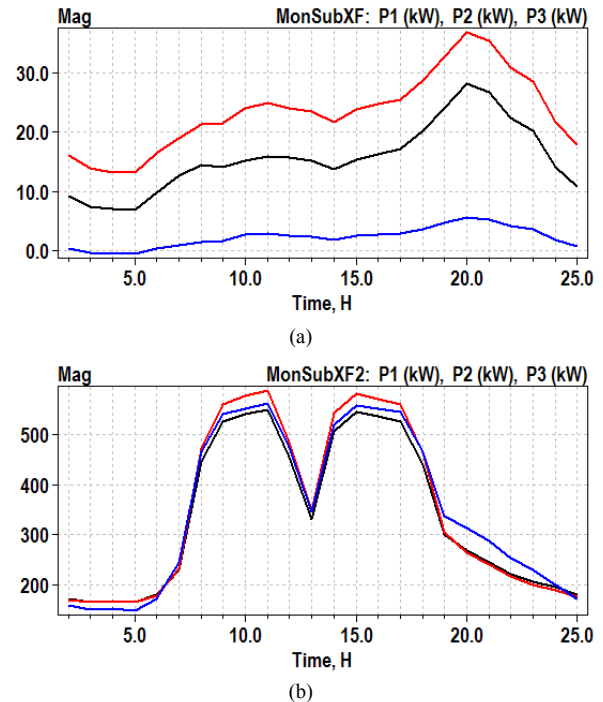


Fig. 3. Curva de carga anterior ao processo de reconfiguração para os alimentador (a) AL1 (predominante residencial) (b) AL2 (predominante comercial/industrial)

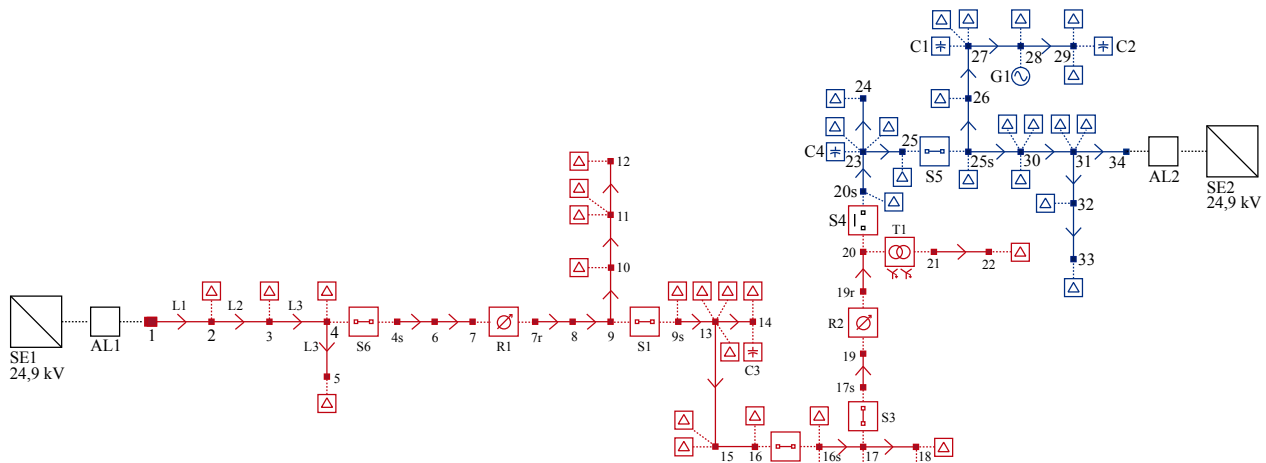


Fig. 4. Sistema teste IEEE 34 barras modificado considerando reconfiguração e controle Volt/VAR.

A. Solução da Reconfiguração (Branch Exchange)

A solução pelo método *branch exchange* segue os passos descritos em [12]. O sistema simulado apresenta um baixo índice de complexidade com apenas seis chaves de manobra em sequência para as avaliações de reconfiguração. Neste sentido, não é necessário retornar a configuração original para a avaliação de uma nova chave de manobra, como sugere o método original.

A Tabela 2 apresenta o resultado para o horário das 15 horas, considerando a análise individual para cada uma das chaves da Fig. 4, indicando a sequência de chaveamento na ordem dos melhores resultados (ordem crescente da função objetivo). A configuração original consiste em manter a chave S4 aberta e indica o montante de 46,50 kW de perdas de energia para o horário analisado.

TABELA 2. RESULTADO DAS PERDAS DE ENERGIA PARA A ANÁLISE INDIVIDUAL DAS CHAVES DE MANOBRA

Teste	Chave Aberta	Perdas (kW)	% Carregamento	Seq.
1	S1	55,60	13,58	3 ^a
2	S2	43,40	10,60	1 ^a
3	S3	43,80	10,69	2 ^a
4	S5	63,40	15,49	4 ^a
5	S6	118,8	28,98	5 ^a

A reconfiguração ocasiona a redução de perdas de energia no sistema, devido a melhoria da distribuição de cargas entre os alimentadores, o que torna-se uma estratégia importante para a operação do sistema com maior confiabilidade e

segurança e ainda sem um custo elevado de investimento. A solução que resultou no valor de perdas de 10,60 kW foi a escolhida para a nova topologia, e é mostrada na Fig. 5. Na Fig. 6 são mostradas as curvas de carga para a topologia da Fig. 5 que representa as menores perdas de energia no sistema.

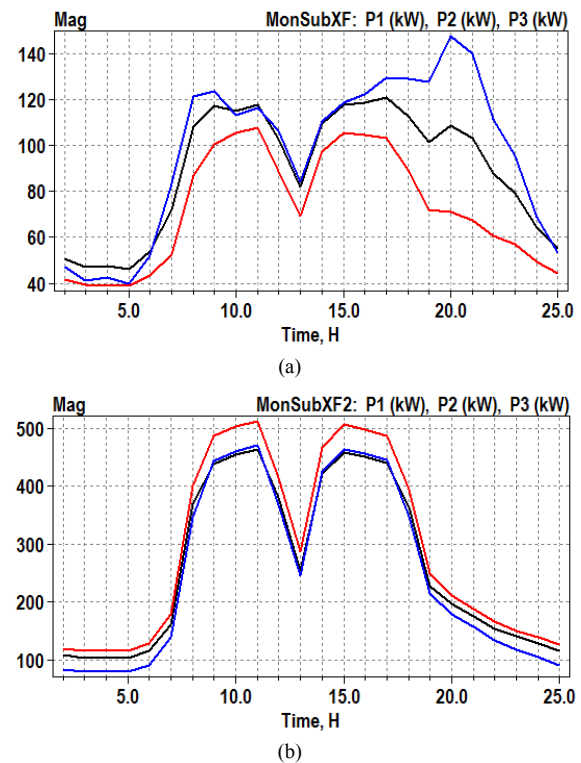


Fig. 6. Curva de carga dos alimentadores após a reconfiguração (a) AL1 (b) AL2

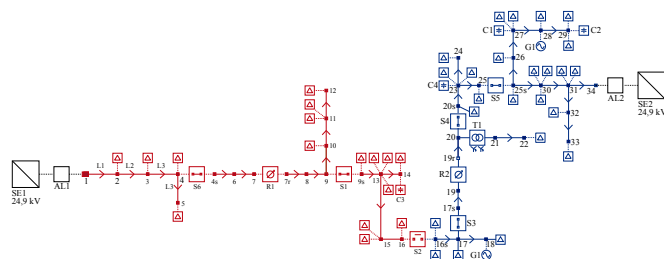


Fig. 5. Topologia da rede para as 15 horas considerando a melhor reconfiguração.

A Fig. 7 ilustra o comportamento das tensões nos nós da rede para cada alteração proposta na Tabela 2. Observa-se que as alterações nas chaves e transferências de carga ocasionam queda de tensão até o nó de abertura de chave selecionada. Também é possível observar a existência de violações de tensões em relação aos limites estabelecidos como restrições na faixa adequada, para o sistema original e mesmo após a seleção da melhor reconfiguração.

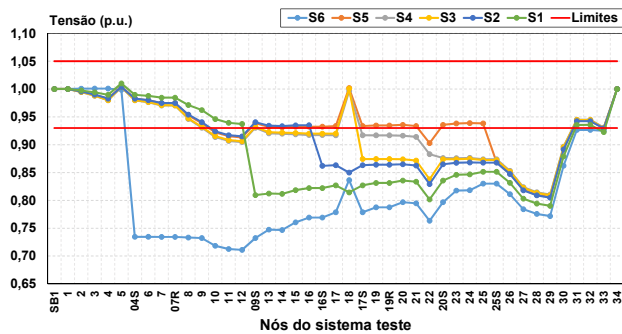


Fig. 7. Perfil de tensão nos nós da rede após a reconfiguração.

B. Solução do Controle Volt/VAR após Reconfiguração

A Fig. 8 demonstra o comportamento das tensões com as configurações: original (S4 aberta), menores perdas sem controle Volt/VAR (S2 aberta) e menores perdas com a aplicação do controle Volt/VAR.

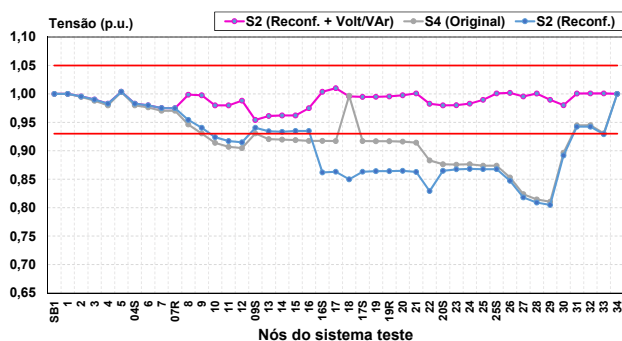


Fig. 8. Tensões nas barras considerando o sistema original e a após a Reconfiguração e controle Volt/VAR dos equipamentos.

Após a aplicação do controle todas as barras enquadraram-se na faixa de tensão considerada adequada devido as alterações nas posições de ajustes dos equipamentos de controle do sistema. Como a rede em análise apresenta elevada queda de tensão foi necessária a alteração do ajuste de todos os equipamentos de controle existentes no sistema.

V. AGRADECIMENTO

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio Grande do Sul (FAPERGS), e da concessionária de energia elétrica AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia SA pelo projeto “Solução Inovadora para Gerenciamento Ativo de Sistemas de Distribuição” (P&D/ANEEL).

VI. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia conjunta para a minimização de perdas de energia, a partir da utilização de duas estratégias distintas aplicadas as redes de distribuição: a

reconfiguração e o controle de tensão e potência reativa, para um sistema típico de distribuição no ambiente *smart grid*.

Utilizando-se a metodologia apresentada comprovou-se que a reconfiguração integrada com o controle Volt/Var é uma ferramenta eficiente no gerenciamento de redes de distribuição, o que pode ser comprovado com a redução de perdas de energia a partir de melhores ajustes nos equipamentos e da distribuição de cargas com a mudança da topologia dos alimentadores.

Para uma avaliação real do desempenho da metodologia proposta, estão sendo iniciados estudos de casos com uma rede teste a partir de dados reais da concessionária, considerando a futura implantação em software de gerenciamento da operação em tempo real DMS.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] L. L. Pfitscher, D. P. Bernardon, L. N. Canha, V. F. Montagner, V. J. Garcia, and A. R. Abaide, “Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, no. 0, pp. 84–92, 2013.
- [2] M. Ibrahim and M. M. A. Salama, “Smart distribution system volt / VAR control using distributed intelligence and wireless communication,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. August 2014, pp. 1–12, 2015.
- [3] S. Rahimi, M. Marinelli, and F. Silvestro, “Evaluation of requirements for Volt/Var control and optimization function in distribution management systems,” 2012 IEEE Int. Energy Conf. Exhib. ENERGYCON 2012, pp. 331–336, 2012.
- [4] H. W. B. Roger C. Dugan, Surya Santoso, Mark F. McGranaghan, *Electrical Power Systems Quality*, Second Edition, 2nd ed. New York, 2003.
- [5] A. Mohapatra, P. R. Bijwe, and B. K. Panigrahi, “An Efficient Hybrid Approach for Volt/Var Control in Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 4, pp. 1780–1788, Aug. 2014.
- [6] M. J. Krok and S. Genc, “A coordinated optimization approach to Volt/Var control for large power distribution networks,” *Proc. 2011 Am. Control Conf.*, pp. 1145–1150, 2011.
- [7] J. R. S. Mantovani, F. Casari, and R. A. Romero, “Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando critério de queda de tensão,” *SBA Control. Automação*, vol. 11, no. 03, pp. 150–159, 2000.
- [8] K. Turitsyn, P. Šulc, S. Backhaus, and M. Chertkov, “Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators,” *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 1063–1073, 2011.
- [9] R. Gupta, A. Ghosh, and A. Joshi, “Performance Comparison of VSC-Based Shunt and Series Compensators Used for Load Voltage Control in Distribution Systems,” *Power Deliv. IEEE Trans.*, vol. 26, no. 1, pp. 268–278, 2011.
- [10] R. C. Dugan and T. E. Mcdermott, “An Open Source Platform for Collaborating on Smart Grid Research,” no. Ivvc, pp. 1–7, 2011.
- [11] T. A. Davis and E. P. Natarajan, “User Guide for KLU and BTF,” *Dept. Comput. Inf. Sci. Eng. Univ. Florida*, pp. 1–41, 2012.
- [12] A. P. C. Mello, A. S. Fonseca, D. P. Bernardon, and L. L. Pfitscher, “Reconfiguração Automática de Redes de Distribuição com Geração Distribuída,” *Simpósio Bras. Sist. Elétricos, SBSE 2014*, no. i, 2014.
- [13] “Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” 2012.
- [14] V. Miranda, A. Moreira, and J. Pereira, “An Improved Fuzzy Inference System for Voltage/VAR Control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2013–2020, 2007.
- [15] T. L. Saaty, *The Analytic Hierarchy Process for Decisions in a Complex World*, 2nd ed. Pennsylvania State University, 1990.
- [16] V. Miranda and P. Calisto, “A fuzzy inference system to voltage/var control in dms - distribution management system,” 14th Power Syst. Comput. Conf., no. June, pp. 24–28, 2002.
- [17] IEEE, “Distribution Test Feeders.” [Online]. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.