

## Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

### Efeitos da Geração Distribuída na Operação Bidirecional de Reguladores de Tensão em Cascata: Estudo de Caso de um Alimentador Real de 34,5 kV

HUGO RODRIGUES DE BRITO(1); VALÉRIA MONTEIRO DE SOUZA(1); JOÃO PAULO ABREU VIEIRA(1); MARIA EMÍLIA DE LIMA TOSTES(1); UBIRATAN HOLANDA BEZERRA(1); VANDERSON CARVALHO DE SOUZA(1); DANIEL DA CONCEIÇÃO PINHEIRO(1); HEITOR ALVES BARATA(1); HUGO NAZARENO DE SOUZA CARDOSO(2); MARCELO SOUSA COSTA(2); UFPA(1); CELPA(2);

## RESUMO

Este trabalho investiga o impacto do fluxo bidirecional de potência ativa na operação de dois reguladores de tensão (RTs) em cascata presentes num alimentador rural extenso de 34,5 kV. É mostrado que, diante da possibilidade de inversão de fluxo tanto por reconfiguração topológica quanto pela elevada penetração de geração distribuída (GD), modos de controle tipicamente empregados nos RTs falham em impedir um fenômeno de perda de controlabilidade conhecido como condição de *runaway*. Tais desenvolvimentos embasam uma estratégia de controle do despacho da GD que visa evitar os efeitos adversos destas interações, bem como garantir operação segura da rede de distribuição.

## PALAVRAS-CHAVE

Reguladores de tensão em cascata, Geração distribuída, Reconfiguração topológica, Condição de *runaway*, Redes de distribuição

## 1.0 - INTRODUÇÃO

Redes de distribuição de energia elétrica de média tensão têm gradativamente se adaptado às novas tendências de planejamento e operação, marcadas pelo crescente número de solicitações de acesso à geração distribuída (GD) por produtores independentes de energia (PIEs). Este cenário de fluxo bidirecional de potência ativa e de corrente de curto-circuito acarreta impactos operacionais atípicos em redes convencionais, dentre os quais pode-se destacar a sobretensão dos alimentadores (1). Assim, a correta atuação dos dispositivos autônomos de controle de tensão como o regulador de tensão (RT) torna-se imprescindível à manutenção da tensão de atendimento em níveis adequados, sendo um dos maiores desafios atuais às concessionárias de energia elétrica.

No Brasil, RTs em conexão cascata são tipicamente empregados em alimentadores radiais extensos de média tensão, os quais percorrem longas distâncias geográficas em zonas predominantemente rurais (2). Tais dispositivos são projetados com dois modos de controle básicos, adequados a diferentes circunstâncias operativas: modo bidirecional, se houver possibilidade de inversão de fluxo de potência ativa por manobra de chaveamento com alimentadores próximos; e modo cogeração, se esta inversão de fluxo ocorrer devido à presença de GD de elevada penetração capaz de exceder a demanda da carga à jusante dos RTs. Caso estes procedimentos não sejam respeitados ou ambos os tipos de inversão de fluxo sejam simultaneamente possíveis, os RTs ficam sujeitos a uma situação de perda de controlabilidade conhecida na literatura como *reverse power tap changer runaway condition*, ou simplesmente condição de *runaway* (3). As consequências deste fenômeno

incluem sobretensões ou subtensões prolongadas ao longo do sistema, assim como o aumento dos custos de manutenção e o comprometimento da vida útil dos RTs afetados.

A condição de *runaway* de múltiplos RTs bidirecionais com inversão de fluxo por parte da GD é detalhada em (2), (3). Em contrapartida, os autores de (4), (5) investigam o problema da inversão de fluxo por remanejamento de carga, além de outros tipos de reconfiguração topológica, a fim de justificar estratégias de controle centralizado capazes de eliminar o risco operacional mantendo um alto grau de confiabilidade da rede. Em (6), uma questão similar é solucionada através de uma proposta descentralizada, porém a condição de *runaway* devido à GD não é avaliada. Evidencia-se que estudos que abragem ambas as possibilidades de inversão de fluxo são escassos na literatura, sobretudo com relação a propostas de solução de baixo investimento em comunicação. Os autores de (7) preenchem esta lacuna ao apresentarem um modo alternativo de operação dos RTs, projetado especificamente no intuito de mitigar o problema, porém tal funcionalidade não está implementada nos controladores de RTs utilizados localmente, como pode-se verificar em (8).

O presente trabalho visa atender a demanda da concessionária local por uma estratégia de mitigação contra a ocorrência da condição de *runaway* em um alimentador rural extenso de 34,5 kV com a presença de dois RTs em cascata. Estudos de caso são conduzidos via simulações de fluxo de carga de séries temporais ou *quasi-static time series* (QSTS) no *Open Distribution Simulator Software* (OpenDSS) a partir da constatação de que a inversão de fluxo de potência ativa é possível não somente por manobra de chaveamento com um alimentador vizinho como também por uma GD de alta penetração, baseada em máquina síncrona, na parte final do alimentador. Modos de controle típicos dos RTs e curvas de carga reais são utilizados nas análises e fundamentam a solução proposta, a qual tem implementação simples bem como assegura maior confiabilidade à operação da rede de distribuição.

## 2.0 - CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS REGULADORES DE TENSÃO

O RT convencionalmente utilizado no Brasil em redes de distribuição de média tensão é essencialmente um autotransformador com um mecanismo de comutação de tape sob carga no seu enrolamento-série. A depender do carregamento da linha, a tensão induzida neste enrolamento pode ser adicionada ou subtraída da tensão primária, o que possibilita a correção bilateral de pequenos desvios em relação à tensão de *setpoint* previamente definida pelo operador. Muitos modelos adotam uma faixa de correção nominal de  $\pm 10\%$ , dividida igualmente entre 33 posições de tape: 16 no sentido de elevar a tensão, 16 no sentido de reduzir a tensão e 1 posição neutra. Portanto, cada comutação equivale a uma variação de 0,625 % ou, em valores normalizados, 0,00625 p.u.. Pormenores construtivos do RT monofásico usado nas simulações estão disponíveis em (8). As próximas subseções sumarizam os principais parâmetros e requisitos técnicos para a correta atuação dos RTs inseridos num alimentador.

### 2.1 - Modelo simplificado do sistema de controle

A Figura 1 mostra o modelo simplificado do sistema de controle do RT. A tensão medida no ponto de regulação aos terminais do dispositivo ( $V_{med}$ ) é comparada à tensão de *setpoint* ( $V_{ref}$ ) e produz um sinal de erro ( $V_{erro}$ ) que serve de entrada ao bloco “Elemento de medida”. A função de compensação da queda de tensão de linha ou *line drop compensation* (LDC), a qual permite que  $V_{med}$  seja estimado remotamente em pontos mais distantes do RT, é desconsiderada neste trabalho por não ser utilizada pela concessionária.

O sinal de erro é então comparado à banda morta ( $D$ ), faixa bilateral ajustável de variação permissível em torno do *setpoint*, e por vezes à banda de histerese ( $\epsilon$ ), parâmetro que evita comutações frequentes durante oscilações. Caso tais limites sejam excedidos, um sinal de ativação ( $V_m$ ) é enviado ao bloco “Variação de tape”, o qual sensibiliza um relé temporizador. Dentre os métodos de temporização existentes, no Brasil é comumente empregado um esquema de temporização dupla, em que a primeira comutação de tape ( $T_1$ ) é mais lenta que as subsequentes ( $T_2 = T_3 = \dots$ ). O comando de tape é por fim enviado ao comutador, o qual altera fisicamente a posição de maneira quase instantânea, quantas vezes se fizerem necessárias até que o ponto regulado retorne aos limites de tensão pré-estipulados pelo operador.

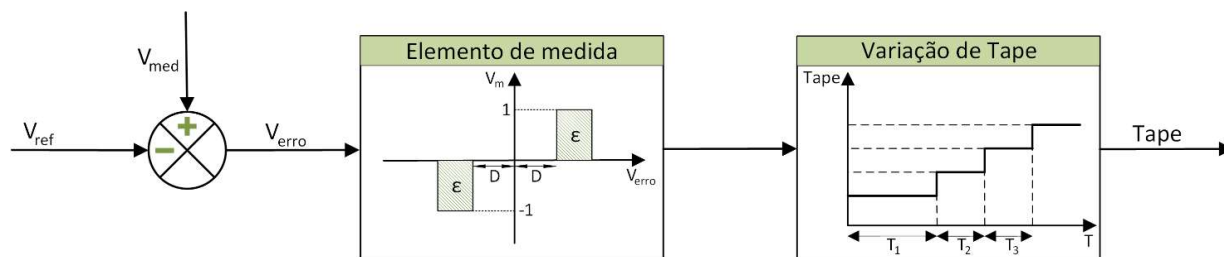


FIGURA 1 - Modelo simplificado do sistema de controle do RT.

## 2.2 - Operação em conexão cascata

Define-se como conexão cascata ou série de RTs a instalação de dois ou mais destes dispositivos no tronco principal de um mesmo alimentador, o que demanda ajustes de temporização a fim de evitar comutações desnecessárias de tape. Em (9), recomenda-se o limite de quatro RTs conectados deste modo em redes de distribuição brasileiras.

Em particular, com relação ao esquema de temporização da Figura 1, o parâmetro  $T_1$  deve ser menor no RT mais próximo à subestação (SE) e aumentar progressivamente nos componentes da conexão cascata conforme estes se distanciam da SE. Este procedimento permite que os RTs com maior influência ao longo do alimentador tenham uma resposta mais rápida às variações de tensão, reduzindo a quantidade de comutações dos RTs menos influentes à jusante. Tal coordenação não se aplica às comutações subsequentes a  $T_1$ , uma vez que estas são usualmente mantidas num valor fixo de 5 s para todos os RTs. A Figura 2 ilustra uma conexão adequada de RTs em cascata com temporizações típicas de primeira comutação. Nota-se que RTs provenientes de ramais laterais ou de alimentadores próximos por manobra de chaveamento têm temporizações independentes do esquema de ajustes do tronco principal, caracterizado por um aumento progressivo de  $T_1$  em 15 s por RT.

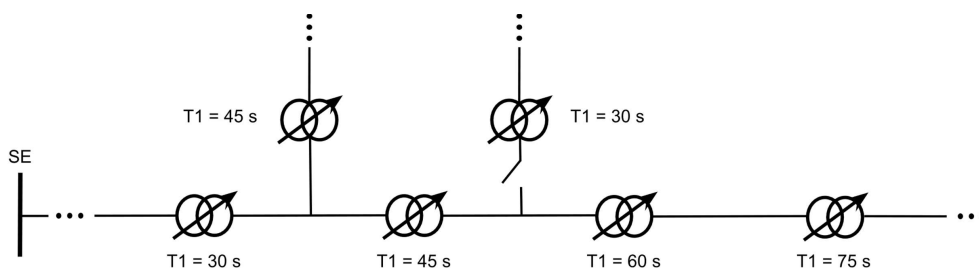


FIGURA 2 - Alimentador com múltiplos RTs conectados em cascata.

## 3.0 - MODOS DE OPERAÇÃO DOS REGULADORES DE TENSÃO

### 3.1 - Modo bidirecional

No modo bidirecional, o controlador do RT determina o ponto de regulação de acordo com o sentido do fluxo de potência ativa. A Figura 3 ilustra a situação de fluxo direto pelo alimentador, em que a GD não é capaz de suprir toda a demanda da carga à jusante do RT. Neste caso, o fluxo resultante vai da SE à GD e o RT atua no ponto 2, no lado de menor nível de curto-circuito, realizando comutações efetivas no sentido de evitar subtensão no ponto. Este cenário operativo é considerado aceitável.

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

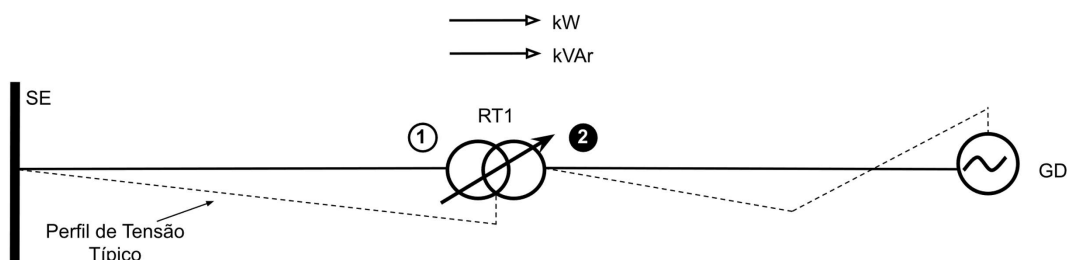


FIGURA 3 - Atuação do RT bidirecional durante o fluxo direto.

Entretanto, quando a GD é capaz de exceder a demanda da carga à jusante do RT, o fluxo resultante passa a ir da GD à SE e o RT bidirecional é obrigado a atuar no ponto 1, no lado de maior nível de curto-circuito, como mostrado na Figura 4. Esta situação de fluxo inverso pelo alimentador faz com que o RT tente controlar a tensão do lado da SE, realizando comutações sequenciais e ineficazes de tape. O efeito adverso resultante destas tentativas frustradas é a excursão do comutador até seu limite de posição de tape, ocasionando ainda sobretensões de 10 % ou maiores nas barras à jusante do RT, as quais são mais sensíveis a variações de tensão devido ao menor nível de curto-circuito no lado da GD.

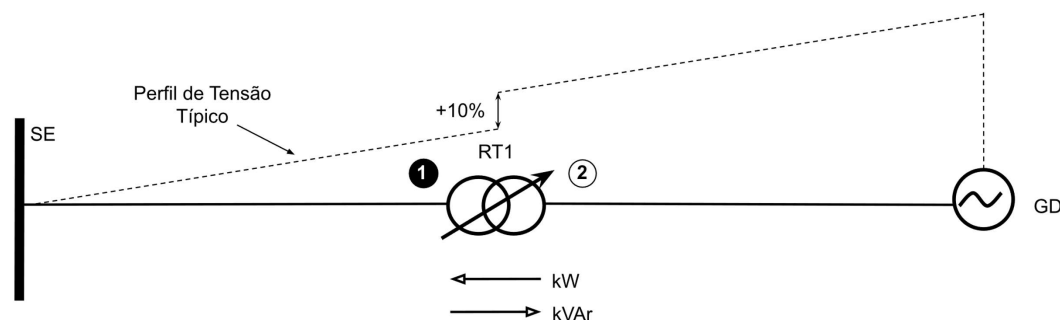


FIGURA 4 - Atuação do RT bidirecional durante o fluxo inverso.

A perda de controlabilidade do RT por tentativa de regulação de um ponto no lado de maior nível de curto-circuito caracteriza o fenômeno conhecido como condição de *runaway*. A possibilidade de uma GD inverter o fluxo pelo alimentador, mesmo que temporariamente, torna o modo de controle bidirecional do RT inaceitável num cenário real não somente pelas graves sobretensões resultantes como também pelo comprometimento da vida útil do dispositivo e elevação de custos de manutenção. Em (2), é mostrado ainda que conexões cascata de RTs bidirecionais apresentam um efeito cumulativo de sobretensão quando ocorre a condição de *runaway*, o que efetivamente agrava o problema de maneira progressiva ao longo do alimentador.

### 3.2 - Modo cogeração

No modo cogeração, o controlador do RT não é sensibilizado pelo fluxo de potência ativa na determinação do ponto de regulação, mantendo-o invariavelmente no ponto 2 de acordo com a Figura 5(a). Observa-se que esta representa ambas as situações de fluxo direto e inverso das Figuras 3 e 4. Nestas condições, este modo assegura atuação efetiva do RT sempre no lado de menor nível de curto-circuito, evitando a condição de *runaway* e caracterizando um cenário operativo aceitável.

Entretanto, na situação de reconfiguração topológica por manobra de chaveamento com um alimentador vizinho, o RT em modo cogeração não altera seu ponto de regulação e passa novamente a tentar regular o lado de maior nível de curto-circuito do sistema resultante, conforme mostrado na Figura 5(b). A consequente perda de controlabilidade novamente indica a ocorrência da condição de *runaway*, além de possíveis conflitos de controle se existir no alimentador vizinho um RT configurado para regular a mesma área do RT em cogeração, tal como a interação do RT1 e RT2 na Figura 5(b). Portanto, o modo cogeração é considerado inaceitável diante da possibilidade de inversão de fluxo por manobras de chaveamento.

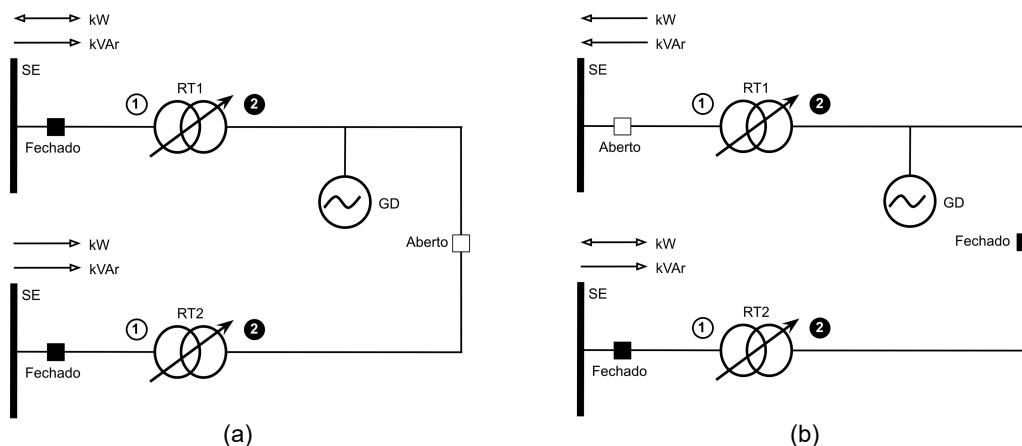


FIGURA 5 - (a) Modo cogeração do RT sem manobra de rede; (b) Modo cogeração do RT com manobra de rede.

#### 4.0 - RESULTADOS

Na SE de Paragominas, cujos dados de impedância de Thévenin são  $Z_0 = 0,002 + j12,13$  (sequência zero) e  $Z_1 = 1,369 + j17,633$  (sequência positiva), estão conectados os alimentadores rurais extensos PR-09 e PR-11 operados pela concessionária local. Ambos possuem tensão base de 34,5 kV e tronco principal com extensão de aproximadamente 100 km. Dentre os cabos mais utilizados ao longo destes alimentadores, podem ser citados os cabos Alumínio NU 336 MCM CAA, Alumínio NU 2 AWG CAA, Alumínio NU 1/0 AWG CAA e Alumínio NU 336 MCM. Para assegurar níveis de tensão adequados nas extremidades do PR-09 e PR-11, cada um destes alimentadores possui dois RTs em cascata com esquema de temporização dupla. O atraso de tempo inicial para os RTs mais próximos da SE é de 30 s e, para os mais afastados, de 45 s. Os atrasos de tempo subsequentes são todos da ordem de 5 s. Os diagramas unifilares destes alimentadores podem ser observados na Figura 6.

O PR-09 pode ser operado de maneira independente do PR-11, embora exista uma chave que interconecta os dois alimentadores (CH2) e que contribui para o aumento da confiabilidade do sistema. Caso o disjuntor do PR-11 (D2) abra, CH2 fecha e o PR-09 passa a suprir a demanda de ambos os alimentadores. Do mesmo modo, o PR-11 pode ficar responsável pela demanda conjunta caso CH2 feche em resposta à abertura do disjuntor do PR-09 (D1). Outra configuração possível nestes alimentadores é uma transferência de parte da carga do PR-09 para o PR-11 ao fechar a chave CH2 e abrir uma chave existente no PR-09 (CH1).

Em 2019, está prevista a conexão de uma rede com extensão de 10,2 km à Barra 1050 do PR-09, correspondente a uma indústria de produção de etanol e açúcar. Esta possuirá uma GD baseada em máquina síncrona com capacidade de 12,5 MVA e atuará como PIE, contribuindo à corrente de curto-circuito trifásica da Barra 1050 com 632,05 A. De acordo com o contrato estabelecido com a concessionária, a GD suprirá a totalidade da carga da indústria (4,3 MW e 1,83 MVar) e injetará 3 MW na rede ininterruptamente por 6 meses, durante o período de safra da cana-de-açúcar.

Para a análise da integração deste PIE com GD operando com fator de potência (FP) unitário, foram realizadas simulações considerando as diferentes topologias do sistema. O tempo de resolução das simulações QSTS conduzidas no OpenDSS é de 1 s e a janela de tempo adotada é de 24 h, exceto para as simulações relativas à condição de *runaway*, as quais têm 250 s de duração. As curvas de carga usadas nas simulações foram fornecidas pela concessionária. A variação de potência ativa do PR-09 está dentro do intervalo de 2,13 MW a 2,55 MW enquanto que a do PR-11 está dentro do intervalo de 1,22 MW a 4,03 MW (desconsiderando a carga do PIE). Assim, o grau de penetração da GD é 172,89 % caso ela opere conectada ao PR-09 e 118,03 % caso opere conectada ao PR-11.

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

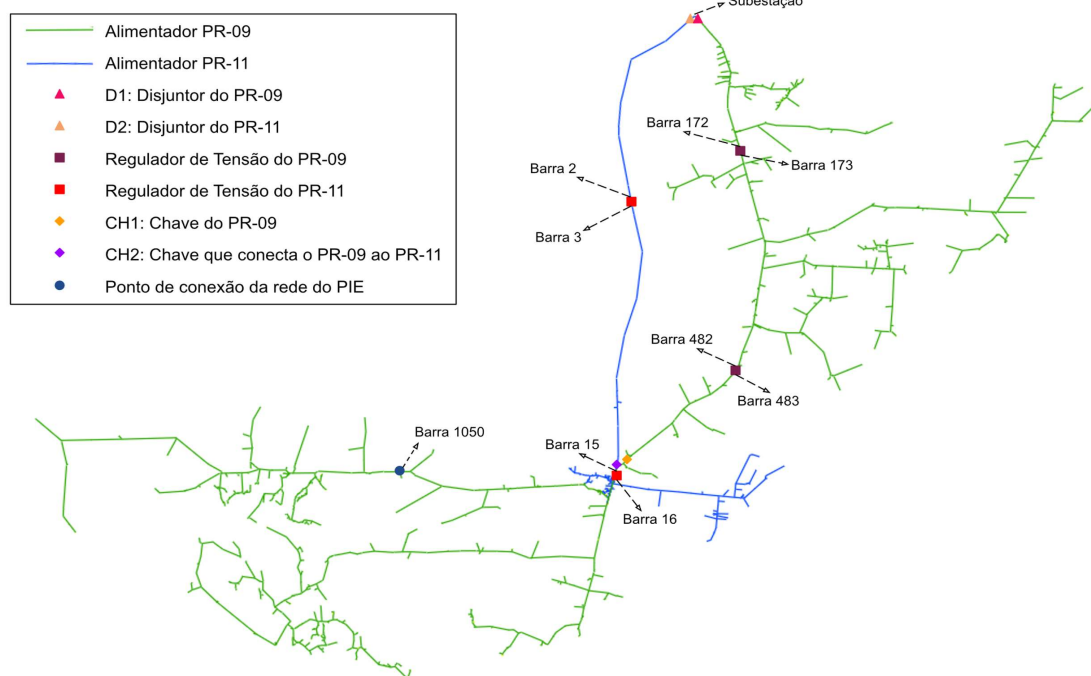


FIGURA 6 - Diagrama unifilar dos alimentadores PR-09 e PR-11.

#### 4.1 - Operação do PR-09 sem RTs

Com a injeção de potência ativa estabelecida pelo contrato, a GD injetará uma potência maior do que a demanda de carga do PR-09 ao longo de 24 h. Sendo assim, os RTs poderiam não ser mais necessários para compensar a queda de tensão ao longo deste alimentador. Simulou-se, portanto, um cenário operativo em que a GD está conectada ao PR-09 com os RTs do mesmo desativados, o que permite qualquer tipo de manobra entre os alimentadores em questão. Os resultados desta simulação podem ser observados na Figura 7. Como se pode notar, esta configuração não é adequada devido às sobretensões consideráveis ao longo do alimentador provocadas pela GD. Desta forma, os RTs são necessários para evitar o aumento de tensão no sistema.

Uma solução alternativa para este problema seria adotar o modo de controle de tensão para a GD, o qual já é uma configuração admissível mediante acordo com a concessionária segundo (10). Porém, como as sobretensões são significativas, a GD provavelmente ficaria com seu FP abaixo de 0,92 e as perdas do sistema aumentariam substancialmente, conforme mostrado em (2), tornando esta solução inviável do ponto de vista econômico.

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

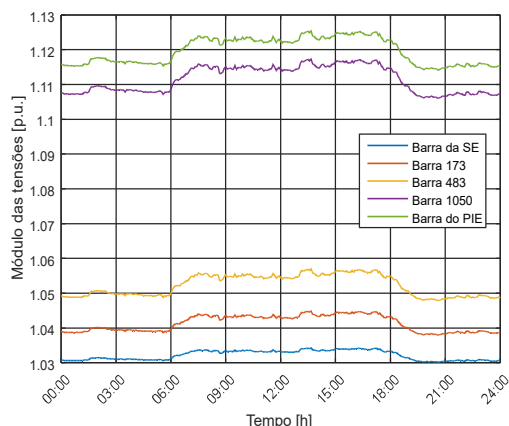


FIGURA 7 - Tensões do sistema.

#### 4.2 - Operação do PR-09 e do PR-11 com RTs no modo cogeração

O segundo cenário operativo simulado levou em conta a atuação dos RTs do PR-09 com a GD conectada a este alimentador. O objetivo deste estudo é avaliar se estes equipamentos são suficientes para evitar as sobretensões observadas anteriormente. Para tanto, ambos os RTs foram configurados com *setpoint* de 0,97 p.u., banda morta de 1 % e sem banda de histerese. Ademais, como a injeção de potência ativa da GD é sempre maior do que a demanda de carga do alimentador, adotou-se o modo cogeração para os RTs. A Figura 8 apresenta os resultados obtidos.

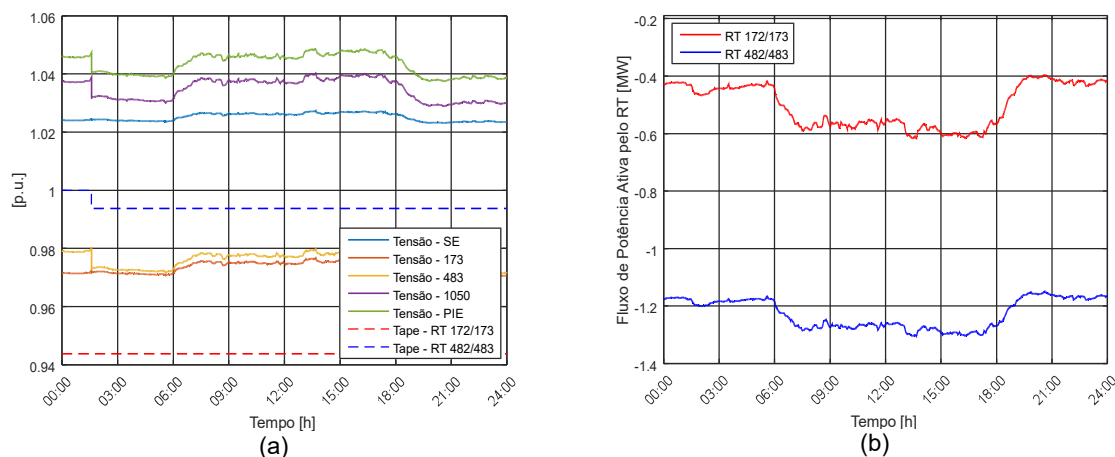


FIGURA 8 - (a) Tensões do sistema e posição de tape dos RTs; (b) Fluxo de potência ativa pelos RTs.

Observa-se que esta configuração fornece condições de operação adequadas. A Figura 8(a) mostra que as tensões das barras analisadas estão dentro dos valores admissíveis e que os RTs pouco atuam para assegurar isso. Já a Figura 8(b) comprova que o fluxo de potência ativa pelos RTs sempre está no sentido reverso. Logo, adotar o modo de controle bidirecional nestes equipamentos é inviável já que eles tentariam controlar sempre a tensão do lado da SE, o que acarretaria na ocorrência da condição de *runaway* como previamente explicitado na Seção 3.1.

Outra possibilidade, correspondente ao terceiro cenário operativo considerado, é modificar a topologia da rede. Neste caso, a chave CH1 é aberta e a chave CH2 é fechada, transferindo assim a parte do PR-09 na qual encontra-se conectado o PIE para o PR-11. Com esta configuração, apenas o RT localizado entre as barras 2 e 3 do PR-11 tem influência sobre a parte do sistema transferida, pois o segundo RT deste alimentador está localizado após o ponto de conexão. Uma das vantagens de se realizar esta alteração é que a carga do PR-11 é

relativamente maior do que a carga do PR-09, então o risco de ocorrência de sobretensão seria reduzido. Para este procedimento, os RTs foram configurados com uma banda morta de 1 %, sem banda de histerese e *setpoints* de 0,975 p.u. para o RT mais próximo da SE e 1 p.u. para o mais afastado. Como na simulação anterior, foi adotado o modo cogeração para ambos os RTs uma vez que, mesmo com a carga deste alimentador sendo maior, ainda é possível que a GD provoque a inversão de fluxo no RT 2/3 sem que haja possibilidade de inversão de fluxo no RT 15/16. Os resultados desta simulação estão expostos na Figura 9.

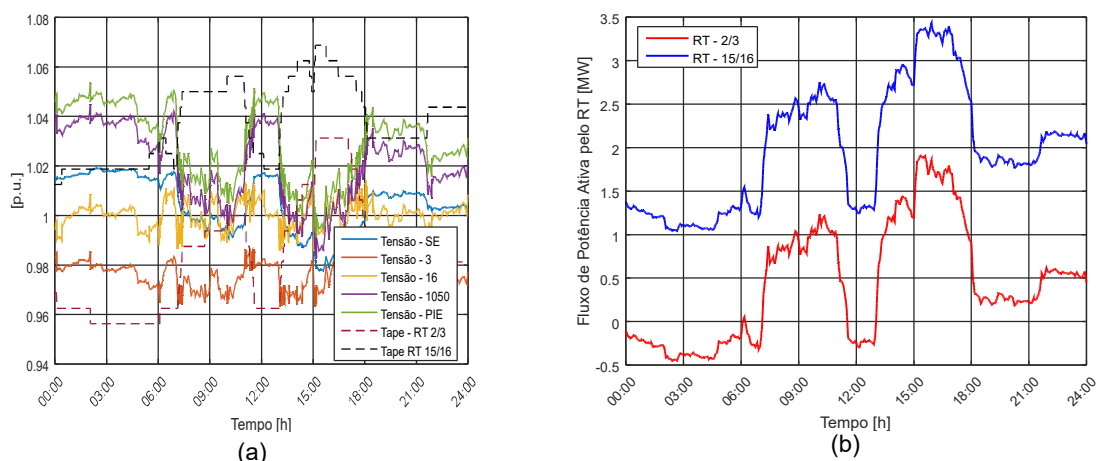


FIGURA 9 - (a) Tensões do sistema e posição de tape dos RTs; (b) Fluxo de potência ativa pelos RTs.

Este caso, como o anterior, fornece condições de operação apropriadas para o sistema. Percebe-se pela Figura 9(a) que não há sobretensões ou subtensões, as quais são evitadas pelas atuações dos RTs. Confirma-se na Figura 9(b) que o fluxo de potência ativa é sempre direto pelo RT 15/16 e que, em períodos de carga leve, é invertido no RT 2/3. Assim, o RT 2/3 não pode atuar no modo bidirecional pelos mesmos motivos citados para os RTs do segundo cenário.

Embora o segundo e o terceiro cenários operativos forneçam resultados em que o sistema opera dentro dos limites adequados de tensão, eles possuem a desvantagem mencionada na Seção 3.2 no quesito confiabilidade do sistema. Se o segundo cenário operativo for usado, não será possível adotar a configuração em que a chave CH2 é fechada e o disjuntor D1 é aberto. Se o terceiro cenário operativo for usado, não será possível adotar a configuração em que a chave CH2 é fechada e o disjuntor D2 é aberto. Ao realizar tais manobras, os RTs devem atuar no modo bidirecional a fim de evitar a condição de *runaway*, o que não condiz com os ajustes adotados nos cenários operativos em foco.

A fim de atestar que as configurações mencionadas realmente não podem ser utilizadas dadas as características do segundo e terceiro cenários operativos, foram realizadas as simulações da Figura 10. Nestas, os 20 s iniciais correspondem à operação do sistema com as características dos cenários operativos propostos. Após este tempo, foram realizadas as manobras citadas anteriormente e que devem ser evitadas. Na Figura 10(a), nota-se que a condição de *runaway* dos RTs do PR-09 provocam sobretensões nas barras por eles afetadas. Verifica-se ainda um efeito cumulativo da perda de controlabilidade dos dois RTs na sobretensão da barra 172. Já na Figura 10(b), o RT 2/3 do PR-11 entra na condição de *runaway* e provoca subtensões acentuadas nas barras por ele influenciadas.

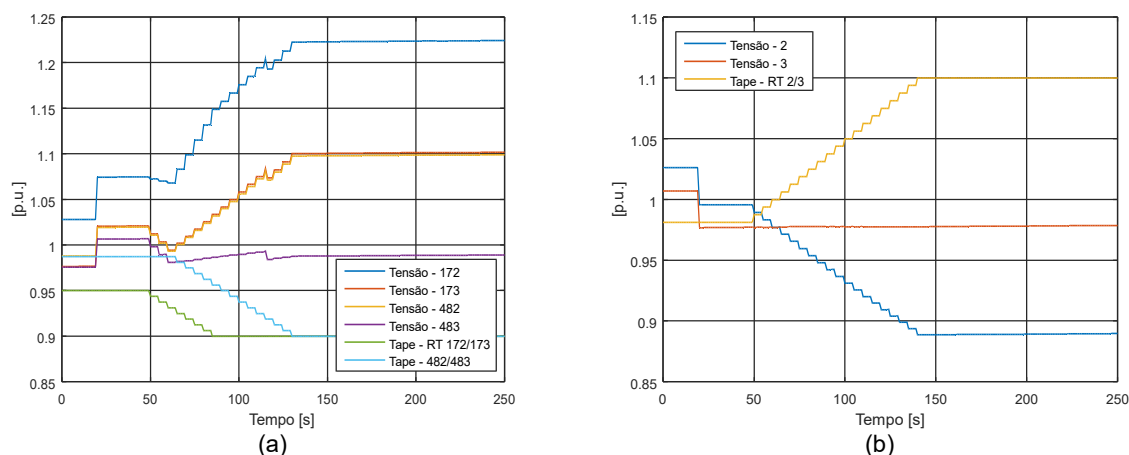


FIGURA 10 - (a) Condição de *runaway* nos RTs do PR-09; (b) Condição de *runaway* no RT 2/3 do PR-11.

#### 4.3 - Operação do PR-11 com RTs no modo bidirecional e GD com programação de potência ativa

Para contornar os problemas decorrentes dos cenários anteriores, propôs-se operar o sistema com a mesma topologia do terceiro cenário, porém com variação da potência injetada pela GD com base nas curvas de carga reais dos alimentadores PR-09 e PR-11 fornecidas pela concessionária. Neste quarto cenário operativo, a GD injeta menos potência ativa na rede durante os períodos de carga leve e injeta mais potência ativa durante os períodos de carga pesada. Ao final do dia, a média da injeção de potência ativa por parte da GD é de 3 MW, como previsto no contrato firmado. Adotando esta estratégia, o fluxo de potência ativa no RT 2/3 só é invertido por modificação dos estados dos disjuntores e chaves do PR-09 e PR-11. Assim, ele pode operar no modo bidirecional, o que evita a condição de *runaway* e permite qualquer tipo de manobra entre os alimentadores. A Figura 11 mostra os resultados deste cenário.

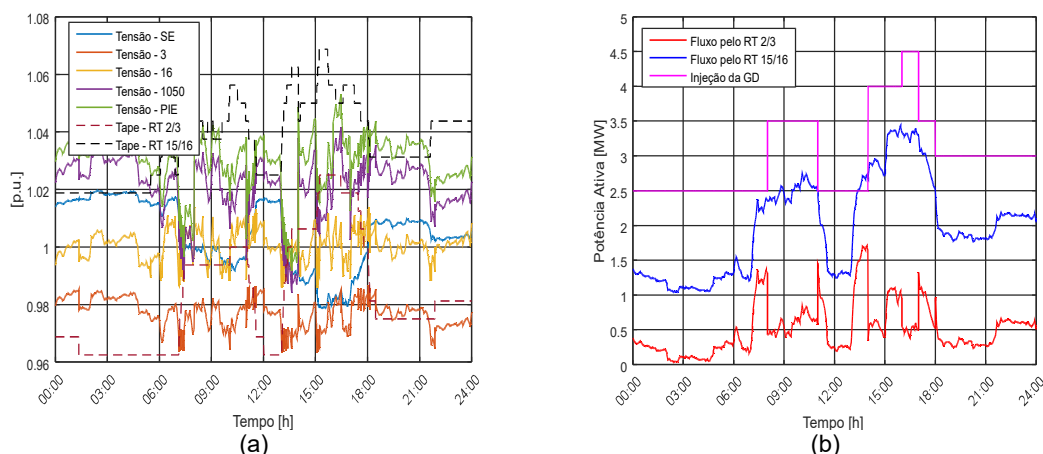


FIGURA 11 - (a) Tensões do sistema e posição de tape dos RTs; (b) Fluxo de potência ativa pelos RTs e programação da injeção de potência ativa da GD.

Pode-se observar na Figura 11(a) que as tensões permanecem dentro dos limites admissíveis. Já a Figura 11(b) mostra que o fluxo pelo RT 2/3 não é invertido durante a simulação e que a variação de injeção de potência ativa da GD acompanha, como proposto, o comportamento da carga. Esta estratégia de implementação simples é possível graças à natureza da GD pertencente ao PIE, baseada em fonte primária despachável. Atesta-se, pois, que este quarto cenário operativo fornece as características necessárias para a operação adequada do sistema.

## 5.0 - CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma análise das interações entre modos típicos de controle de RTs em cascata e a GD de alta penetração, considerando ainda a possibilidade de reconfiguração topológica por chaveamento de um alimentador vizinho. Foi mostrado que, diante da perspectiva de inversão do fluxo de potência ativa em sistemas de distribuição, tais fatores aumentam a complexidade da operação ao introduzir questões técnicas previamente atípicas às redes convencionais. O estudo de casos conduzido via simulação QSTS de alimentadores reais da concessionária local serviu de embasamento para uma proposta de programação de potência ativa da GD no intuito de evitar a condição de *runaway* dos RTs, atendendo à demanda da concessionária para a futura integração da GD do PIE com geração média fixa.

A estratégia desenvolvida fundamenta-se no controle do despacho de potência ativa da GD baseada em máquina síncrona com relação às curvas de carga tipicamente observadas no alimentador, mantendo a média diária de geração fixa de acordo com as obrigações contratuais. Este procedimento evita a inversão de fluxo por parte da GD e permite que os RTs em cascata atuem no modo bidirecional sem risco de ocorrência da condição de *runaway*. Trata-se de uma solução local de baixo custo e de implementação simples, sendo adequada ao contexto dos alimentadores rurais e extensos comumente encontrados no Brasil, nos quais os custos de estratégias dependentes de comunicação remota são exacerbados pelas longas distâncias geográficas percorridas.

Como continuação deste trabalho, pretende-se automatizar o controle da injeção de potência da GD utilizando medições de fluxo de potência através do RT, sempre no intuito de inibir a inversão de fluxo. Além disso, pretende-se elaborar um método de pré-despacho ótimo da GD a partir das previsões reais de carga.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) WALLING, R.A., SAINT, R., DUGAN, R.C., BURKE, J., KOJOVIC, L. A. Summary of distributed resources impact on power delivery systems; IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, Jul. 2008.
- (2) BRITO, H.R., SOUZA, V.M., SOUZA, V.C., VIEIRA, J.P.A., BEZERRA, U.H., TOSTES, M.E.L., GARCIA, A.O.R., COSTA, M.S., CARRERA, G.T., CARDOSO, H.N.S. Impact of distributed generation on distribution systems with cascaded bidirectional step voltage regulators; International Conference on Industry Applications, Sao Paulo, 2018.
- (3) AGALGAONKAR, Y.P., PAL, B.C., JABR, R.A. Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators; IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 1, pp. 182-192, Jan. 2014.
- (4) RANAMUKA, D., AGALGAONKAR, A.P., MUTTAQI, K.M. Online voltage control in distribution systems with multiple voltage regulating devices; IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 5, no. 2, pp. 617-628, Apr. 2014.
- (5) RANAMUKA, D., AGALGAONKAR, A.P., MUTTAQI, K.M. Innovative Volt/VAr control philosophy for future distribution systems embedded with voltage-regulating devices and distributed renewable energy resources; IEEE Systems Journal, in press, 2019.
- (6) CHAMANA, M., CHOWDHURY, B.H., JAHANBAKHS, F. Distributed control of voltage regulating devices in the presence of high PV penetration to mitigate ramp-rate issues; IEEE Transactions on Smart Grids, vol. 9, no. 2, pp. 1086-1095, Mar. 2018.
- (7) BAGHERI, P., LIU, Y., XU, W., FEKADU, D. Mitigation of DER-caused over-voltage in MV distribution systems using voltage regulators; IEEE Power and Energy Technology Systems Journal, vol. 6, no. 1, pp. 1-10, Mar. 2019.
- (8) ITB ELECTRICAL EQUIPMENT. Single-phase step-voltage regulator type transformer model RAV-2 with CTR-2 control; pp. 21-23, Jun. 2017, [Online]. Available: <https://www.itb.ind.br>

(9) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Reguladores de tensão: Especificação - NBR 11809; pp. 32-46, Feb. 1991.



(10) IEEE. Standard 1547 for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interface; pp. 36-41, Apr. 2018.

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

**Hugo Rodrigues de Brito** possui graduação (2017) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é mestrando (Área de Concentração: Sistema de Energia; Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos de Potência) no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Modelagem e Simulação de Sistemas Elétricos de Potência, Controle de Tensão, Operação de Sistemas de Distribuição e Geração Distribuída.

**Valéria Monteiro de Souza** possui graduação (2017) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é mestranda (Área de Concentração: Sistema de Energia; Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos de Potência) no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Modelagem e Simulação de Sistemas de Potência, Controle de Tensão, Operação de Sistemas de Distribuição e Geração Distribuída.

**João Paulo Abreu Vieira** possui graduação (2004), mestrado (2006) e doutorado (2009) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é professor associado da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Integração de Fontes Renováveis em Sistemas de Energia Elétrica, Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica, Controle e Estabilidade de Tensão, Operação de Sistemas de Distribuição e Geração Distribuída.

**Maria Emília de Lima Tostes** possui graduação (1987), mestrado (1992) e doutorado (2003) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará (período de 01/2018 a 12/2019) e professora associada IV da mesma instituição. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Qualidade de Energia, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica e Eficiência Energética.

**Ubiratan Holanda Bezerra** possui graduação (1976) pela Universidade Federal do Pará, mestrado (1980) pela Universidade Federal de Itajubá e doutorado (1985) pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Atualmente é professor titular da Universidade Federal do Pará e pesquisador do Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia. Tem como temas preferenciais Avaliação da Segurança de Sistemas Elétricos, Qualidade de Energia, Técnicas de Inteligência Computacional e Operação de Redes de Distribuição.

**Vanderson Carvalho de Souza** possui graduação (2015) e mestrado (2017) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é doutorando em Sistemas de Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos, Modelagem e Simulação Dinâmica. Atua como pesquisador no Laboratório de Modelagem e Simulação de Sistemas Elétricos de Potência do Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia.

**Daniel da Conceição Pinheiro** possui graduação (2012) pela Universidade Federal do Pará e mestrado (2016) pela Universidade Estadual de Campinas. Atualmente é doutorando em Sistemas de Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Energias Renováveis e Sistemas de Distribuição de Energia. Atua como pesquisador no Laboratório de Modelagem e Simulação de Sistemas Elétricos de Potência do Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia.

**Heitor Alves Barata** possui graduação (2015) e mestrado (2017) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é doutorando (Área de Concentração: Sistema de Energia; Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos de Potência)



**XXV SNTPEE**  
**SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E**  
**TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

10 a 13 de novembro de 2019  
Belo Horizonte - MG

3446  
GDI/20

no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, Controle Coordenado de Tensão, Estabilidade de Tensão, Modelagem e Simulação Dinâmica, Geração Distribuída (Sistemas Fotovoltaicos). Atua como pesquisador no Laboratório de Modelagem e Simulação de Sistemas Elétricos de Potência do Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia.

**Hugo Nazareno de Souza Cardoso** possui graduação (2013) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é mestrando em Sistemas de Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. É engenheiro eletricista das Centrais Elétricas do Pará, desempenhando a função de Líder de Eficiência e Inovação. Tem experiência na área de Manutenção de Equipamentos e Linhas de Transmissão de até 230 kV e Gestão de Sistemas Isolados.

**Marcelo de Sousa Costa** possui graduação (2007) pela Universidade Federal do Pará. Atualmente é mestrando em Sistemas de Energia pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará. É engenheiro das Centrais Elétricas do Pará, atuando na área de Sistema de Energia, sobretudo nos temas: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição, Geração Distribuída e Qualidade de Energia.