

Explorando o Controle Dinâmico de Tensão

Greg Hataway

PowerSouth Energy Cooperative

Dallas Jacobsen e Marcos Donolo

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Apresentado na

14th Annual Western Power Delivery Automation Conference

Spokane, Washington, EUA

27–29 de março de 2012

Traduzido para o português em fevereiro de 2017

Explorando o Controle Dinâmico de Tensão

Greg Hataway, *PowerSouth Energy Cooperative*
Dallas Jacobsen e Marcos Donolo, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Sumário—Este artigo explora um método de controle de tensão com o objetivo de conservação de energia. A abordagem tradicional da redução da tensão de conservação nem sempre é a abordagem adequada para todos os tipos de cargas de alimentadores; algumas cargas operam de forma mais eficiente em uma tensão mais alta. Além disso, para levar em conta que certos tipos de carga variam durante o dia e ano, este método usa uma abordagem analítica para encontrar o nível ideal de tensão à medida que a carga varia. Este método pode ser implementado no controle do regulador de tensão sem usar informações de controladores ou sensores remotos. Como não há necessidade de comunicação remota, a implementação deste método é simples e tem uma relação custo-benefício positiva.

Um programa foi desenvolvido para melhor entender a correlação entre os tipos de carga e o nível de tensão ideal. Os resultados iniciais deste programa são apresentados juntamente com os desafios encontrados.

I. INTRODUÇÃO

O tópico da redução da tensão de conservação (“conservation voltage reduction” – CVR) reconquistou recentemente o interesse na área da engenharia de distribuição. Uma nova tecnologia chegou ao mercado, permitindo aos engenheiros de concessionárias efetuarem uma análise avançada da condição dos alimentadores de distribuição. No entanto, mesmo com esta maior quantidade de dados, a pergunta desafiadora permanece — a CVR reduz a carga ou não?

Por volta de 1990, três estudos independentes descobriram que era possível, tipicamente, reduzir a tensão no alimentador em 1% sem afetar as cargas [1] [2] [3]. Os estudos também descobriram que uma redução de tensão de 1% propiciava uma economia de energia entre 0.5 e 1%. Em 2002, um estudo similar encontrou economias de energia entre 0.3 e 1.1%, dependendo do alimentador [4]. Este estudo também mostrou que a economia de energia não está facilmente disponível devido à falta de recursos de engenharia para configurar os esquemas CVR e à falta de informações financeiras sólidas que justifiquem os esquemas CVR.

Este artigo descreve um projeto em andamento que foi implementado em duas subestações na área de serviço da PowerSouth Energy Cooperative. O objetivo deste projeto é melhor compreender de que forma os circuitos de distribuição respondem a cada mudança de tap da tensão de um regulador de tensão monofásico. Este trabalho também descreve a tecnologia e o algoritmo de análise utilizado, juntamente com os desafios e trabalho futuro.

II. ESTIMAÇÃO DOS PARÂMETROS DO MODELO DE CARGAS ESTÁTICO

A. Introdução

Os modelos de carga são funções matemáticas usadas para descrever o comportamento das cargas conectadas às redes de transmissão ou distribuição. Os modelos de carga não se destinam a capturar as variações na demanda causadas por consumidores requerendo mais ou menos energia. Ao invés disso, eles capturam as variações na demanda causadas pelas variações na tensão de alimentação.

Os modelos de carga podem ser classificados em duas categorias: estático e dinâmico. Modelos de carga estáticos são definidos por equações algébricas. Modelos de carga dinâmicos são definidos por equações diferenciais que capturam a evolução da carga no tempo. Simulações dinâmicas detalhadas exigem modelos de carga dinâmicos. Se a dinâmica das cargas não for crítica para a simulação, modelos de carga estáticos dependentes da magnitude da tensão e frequência podem ser usados. Os estudos do fluxo de potência usam modelos de carga estáticos que dependem apenas da magnitude de tensão.

As funções matemáticas dos modelos de carga incluem parâmetros que são ajustados para que o modelo se comporte como uma carga física específica. A Fig.1 mostra um modelo de carga estático que fornece potência ativa para variações na tensão e frequência.

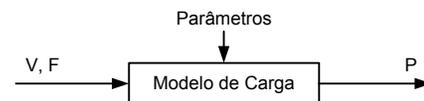


Fig. 1. Modelo de cargas estático

Observe que a mesma alteração no fornecimento pode causar diferentes variações na demanda em diferentes instantes. Por exemplo, se o aquecimento resistivo elétrico for a parte predominante de uma carga, uma mudança na magnitude da tensão provoca uma variação da carga proporcional ao quadrado da variação de tensão. Por outro lado, uma mudança na magnitude de tensão pode não causar qualquer variação na demanda se dispositivos de eletrônica de potência forem a parte predominante da carga. Para acomodar esses dois casos extremos, qualquer modelo de carga fornecido exigirá pelo menos dois conjuntos de parâmetros diferentes. O conjunto de parâmetros apropriado deve ser usado para simular a carga para cada condição.

A seguir, estudaremos vários modelos de carga comuns.

B. Modelo de Cargas Estático do IEEE

A equação (1) mostra o modelo de cargas estático recomendado pela Força Tarefa do IEEE sobre Representação de Cargas para Comportamento Dinâmico [5].

$$\frac{P}{P_0} = K_z \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + K_i \frac{V}{V_0} + K_c + K_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_{v1}} (1 + n_{f1} (f - f_0)) \Phi(V, V_{a1}, V_{b1}) + K_2 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{n_{v2}} (1 + n_{f2} (f - f_0)) \Phi(V, V_{a2}, V_{b2}) \quad (1)$$

Em (1), P_0 é a potência ativa inicial e V_0 é a tensão associada a P_0 . Nesta equação, f_0 é a frequência nominal (ou seja, 50 ou 60 Hz). V e f são as variáveis independentes, e K_s e n_s são os parâmetros do modelo. A recomendação da Força Tarefa do IEEE inclui parâmetros limites utilizados para reduzir linearmente o quarto e o quinto termos de (1) a zero à medida que a tensão cai abaixo desses parâmetros limites. A função Φ , definida por (2), impõe esses parâmetros limites.

$$\Phi(V, V_a, V_b) = \begin{cases} 1, & \text{if } V \geq V_a \\ 0, & \text{if } V < V_b \text{ or } V_a > V_b \\ \frac{V - V_b}{V_a - V_b}, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2)$$

A Fig. 2 mostra a forma da função Φ . Esta função tem como objetivo modelar cargas, tais como a iluminação por descarga (por exemplo, iluminação fluorescente e metal halide). A potência consumida pela iluminação por descarga vai a zero abruptamente quando a tensão é tal que não pode haver reignição do arco.

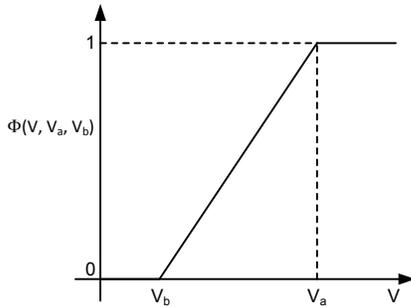


Fig. 2. Função Φ dos parâmetros limites (V, V_a, V_b)

Além dos parâmetros limites, os seguintes parâmetros são números reais maiores do que zero:

$$K_z, K_i, K_c, K_1, K_2 \in \mathbb{R}^+ \quad (3)$$

A soma desses parâmetros tem que ser igual a 1, conforme mostrado em (4).

$$1 = K_z + K_i + K_c + K_1 + K_2 \quad (4)$$

C. Modelo de Cargas ZIP

O modelo de cargas ZIP vê a carga como uma mistura da impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência

constante (P). Este modelo pode ser obtido ajustando-se os limites $K_1, n_{v1}, n_{f1}, K_2, n_{v2}$ e n_{f2} iguais a 0 no modelo padrão de forma que (1) se torne (5).

$$\frac{P}{P_0} = K_z \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + K_i \frac{V}{V_0} + K_c \quad (5)$$

K_z é a fração da impedância constante da carga, K_i é a fração da corrente constante da carga, e K_c é a fração da potência constante da carga. A soma desses parâmetros tem que ser igual a 1, conforme mostrado em (6).

$$1 = K_z + K_i + K_c \quad (6)$$

D. Modelo de Cargas do Simulador do Sistema de Potência para Engenharia (PSS[®]E)

Uma aproximação adequada do modelo de cargas usado pelo PSS[®]E (“Power System Simulator for Engineering”) para análise do fluxo de potência pode ser obtido ajustando-se os seguintes limites no modelo da norma IEEE (1):

$$K_c, n_{v1}, n_{f1}, K_i, V_{b1}, V_{b2}, n_{f2} = 0$$

$$V_{a1} = \text{PQBRAK}$$

$$V_{a2} = 0.5$$

$$n_{v2} = 1$$

PQBRAK é um parâmetro da solução PSS[®]E que tem um dos seguintes valores: 0.6, 0.7 ou 0.8 pu. Neste modelo, K_1 representa a fração da potência constante da carga e K_2 representa a fração da corrente constante da carga. A equação do modelo é mostrada em (7).

$$\frac{P}{P_0} = K_z \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + K_1 \Phi(V, V_{a1}, V_{b1}) + K_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) \Phi(V, V_{a2}, V_{b2}) \quad (7)$$

E. Modelo de Cargas Exponencial

O modelo de cargas exponencial para análise do fluxo de potência pode ser obtido ajustando-se os seguintes limites no modelo padrão (1):

$$K_z, K_i, K_c, K_2, V_{a1}, V_{b1}, V_{a2}, V_{b2} = 0$$

$$K_1 = 1$$

$$f = f_0$$

$$K_p = n_{v1}$$

Isso implica o seguinte:

$$\Phi(V, V_{a1}, V_{b1}) = 1$$

$$\Phi(V, V_{a2}, V_{b2}) = 1$$

Portanto, (1) se torna:

$$\frac{P}{P_0} = \left(\frac{V}{V_0} \right)^{K_p} \quad (8)$$

onde:

K_p corresponde a n_{v1} em (1).

O modelo simplificado mostrado em (8) depende apenas de um coeficiente. Se o coeficiente $K_p = 0$, a carga não varia com

a tensão (ou seja, carga de potência constante); quando $K_p = 2$, o modelo se comporta como uma carga de impedância constante; e quando $K_p = 1$, o modelo se comporta como uma carga de corrente constante.

Para nosso estudo, selecionamos o modelo exponencial simplificado mostrado em (8) devido à dificuldade em determinar os múltiplos coeficientes para outros modelos e porque o comportamento das cargas pode ser facilmente pressuposto através do coeficiente do modelo.

Para obter o coeficiente K_p a partir das medições do regulador de tensão, ajustamos V_0 e P_0 para as medições pré-tap da tensão e potência e V e P para as medições pós-tap da tensão e potência. Em seguida, computamos K_p usando (9).

$$K_p = \frac{\log\left(\frac{P}{P_0}\right)}{\log\left(\frac{V}{V_0}\right)} \quad (9)$$

Por exemplo, usando os dados de uma das operações de tap, obtemos:

$$K_p = \frac{\log\left(\frac{0.9915}{1}\right)}{\log\left(\frac{0.995}{1}\right)} = 1.7 \quad (10)$$

K_p igual a 1.7 é consistente com uma carga de impedância quase constante associada ao aquecimento residencial.

III. TENSÃO REAL DURANTE UMA OPERAÇÃO DE MUDANÇA DE TAP

Para manter a tensão no alimentador dentro da faixa permitida, os reguladores de tensão aumentam ou diminuem a tensão mudando os taps de um autotransformador. Para alterar os taps do autotransformador sem interromper a corrente de carga, o regulador de tensão permite temporariamente que dois taps sejam conectados em paralelo. A conexão de dois taps em paralelo evita interromper a corrente de carga, mas cria um loop de corrente dentro do autotransformador. Para limitar a corrente neste loop, resistores são conectados a cada um dos taps antes de conectá-los em paralelo.

A Fig. 3 mostra, da esquerda para a direita, os cinco estágios para executar uma operação para abaixar o tap. As linhas vermelhas em negrito indicam o caminho da corrente para o autotransformador. No estágio pré-tap, a corrente flui diretamente para o autotransformador. No Estágio 1, o caminho direto para o autotransformador é interrompido, desviando a corrente de carga através do resistor Ra. No Estágio 2, o comutador de tap cria um loop entre os taps e a corrente de carga flui para o autotransformador através de ambos os taps. No Estágio 3, o Tap A é desconectado e a corrente flui através do resistor Rb. Finalmente, no estágio pós-tap, o resistor Rb curto-circuita e os fluxos da corrente de carga fluem diretamente para o autotransformador através do Tap B.

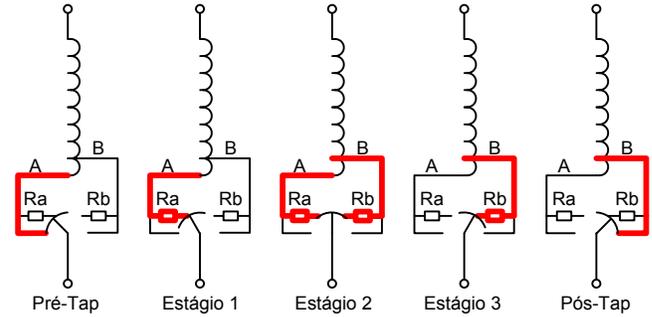


Fig. 3. Operação para abaixar o tap

A Fig. 4 mostra a tensão durante uma operação para abaixar o tap, como a que foi descrita acima. O Estágio 2 não é identificável na Fig. 4 porque ele leva aproximadamente 4 milissegundos para concluir. É importante observar que a tensão durante o Estágio 3 cai abaixo do nível pós-tap.

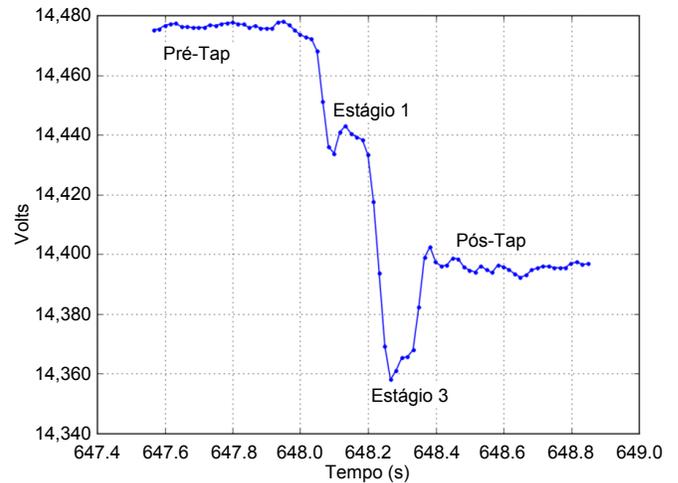


Fig. 4. Tensão durante uma operação para abaixar o tap

IV. IMPLEMENTAÇÃO

Para medir o efeito da habilitação da redução de tensão, foi utilizada a abordagem "day on, day off" [6]. Este método é normalmente usado na indústria e considerado uma maneira adequada para isolar o efeito da redução de tensão na demanda de carga.

Duas subestações foram selecionadas para o projeto. Em cada subestação, um alimentador foi selecionado para o teste. Em cada instalação, a subestação como um todo foi medida com medição de demanda de 15 minutos, e os circuitos sob teste foram medidos com medição de demanda de 15 minutos. Analisamos estatisticamente as grandezas medidas na subestação versus grandezas medidas no alimentador nos dias em que a redução de tensão estava habilitada comparando com os dias em que ela estava desabilitada. Esta comparação quantificou o efeito que a redução de tensão teve em um alimentador específico.

Em ambas as instalações do projeto, os reguladores de tensão sob teste somente controlavam um circuito; logo, o perfil de demanda de cada alimentador pôde ser comparado com o perfil de demanda da subestação como um todo. Os valores da demanda de 15 minutos da subestação foram

disponibilizados para comparação com os valores da demanda de 15 minutos dos alimentadores. A comparação desses valores de 15 minutos forneceu um meio de comparação da demanda da subestação versus alimentador nos dias em que a redução da tensão estava habilitada com os dias em que ela estava desabilitada.

Ambas as subestações são localizadas na região sudeste dos Estados Unidos continental. O perfil dos consumidores dessas subestações é principalmente residencial, com uma carga comercial e agrícola ocasional. Um percentual de 75% dos consumidores associados a esses alimentadores reporta usar aquecimento elétrico como sua fonte primária; isso é importante porque os dados considerados são relativos aos meses de inverno. O aquecimento elétrico mais usado consiste de bombas de aquecimento elétricas, com barras de aquecimento resistivas (“resistive heat strips”) usadas em climas extremamente frios. Além disso, 87% dos consumidores ligados a esses alimentadores usam aquecedores de água elétricos. Esses dois tipos de carga são controlados por termostato, cujo efeito será discutido posteriormente. Apenas 11% dos consumidores reportam o uso de iluminação com lâmpadas fluorescentes compactas para mais da metade de suas necessidades de iluminação. Isso é importante porque a iluminação incandescente responde bem à CVR pelas duas seguintes razões:

- É uma carga de impedância quase constante.
- Não é controlada por termostato.

A Subestação #1 implementou a seguinte programação para rotatividade da redução da tensão:

- Dia 1: redução da tensão *off*
- Dia 2: redução da tensão *off*
- Dia 3: redução da tensão em 3%
- Dia 4: redução da tensão *off*

A Subestação #2 implementou a seguinte programação para rotatividade da redução da tensão:

- Dia 1: redução da tensão *off*
- Dia 2: redução da tensão em 2%
- Dia 3: redução da tensão em 3%
- Dia 4: redução da tensão *off*

O regulador comutava os pontos de ajuste da redução de tensão à 1h01 de cada dia.

O controle do regulador de tensão enviava as medições de tensão e corrente do sincrofator a uma taxa de 60 mensagens por segundo para um computador da subestação, arquivando os dados para análise posterior.

V. ANÁLISE

A. Coeficiente K_p

Cada vez que o controle do regulador de tensão inicia uma mudança de tap, ele calcula o coeficiente K_p usando (8). As entradas para este cálculo são as amostras de tensão e potência dos dados da unidade de medição fasorial (“phasor measurement unit” – PMU). A condição inicial, conforme definida por P_0 e V_0 , é determinada imediatamente antes da operação de tap, e a condição final, conforme definida por V_e

P_e , é calculada logo após a operação de tap ter sido concluída. A Fig. 5 ilustra os tempos dessas amostras.

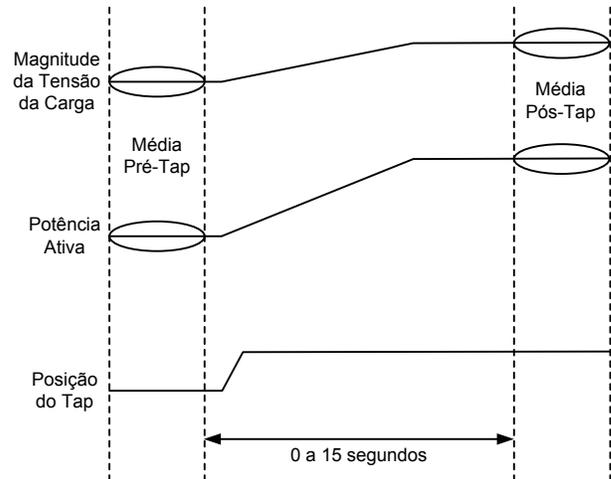


Fig. 5. Tempos das medições de tensão e potência efetuadas durante a operação de tap

Os pontos de dados coletados imediatamente antes e depois da operação do tap são mostrados na Fig. 6. A correlação positiva entre a tensão e a potência é visível neste gráfico. Esses pontos de dados são usados no cálculo do coeficiente K_p .

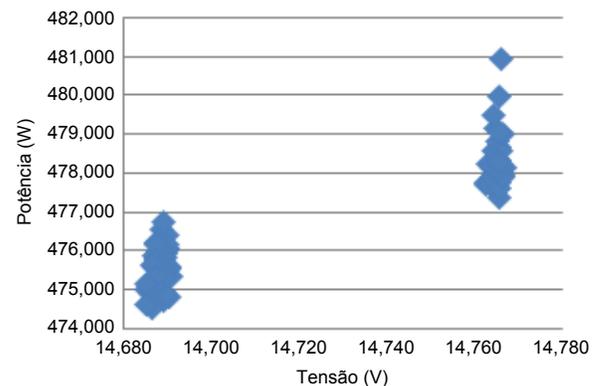


Fig. 6. Conjunto de amostras dos pontos de dados coletados para o cálculo do coeficiente K_p

O conjunto de dados que está sendo considerado incluiu mais de 1,600 operações de tap. O K_p de cada uma dessas operações foi, em média, maior do que 1, conforme mostrado na Tabela I. Isso significa que, na média, haverá uma redução imediata na demanda de potência quando a redução de tensão for habilitada.

TABELA I
VALOR MÉDIO DE K_p CALCULADO

Subestação	Fase A	Fase B	Fase C
1	1.17	1.18	1.17
2	1.62	1.19	1.4

Como a carga não exhibe sempre as mesmas características, K_p será muito pequeno, algumas vezes, ou mesmo negativo, enquanto em outras ocasiões ele será relativamente grande. Um valor de K_p negativo ocorre quando uma redução na

tensão corresponde a um aumento na potência ou um aumento na tensão corresponde a uma redução na potência.

A Fig. 7 mostra os coeficientes K_p obtidos a partir de 200 operações de tap; os resultados variam conforme descrito. Embora a maioria deles esteja na faixa entre 1 e 2, existem alguns valores que indicam que pode haver outros fatores envolvidos, tais como uma mudança súbita da carga não relacionada com a mudança de tap.

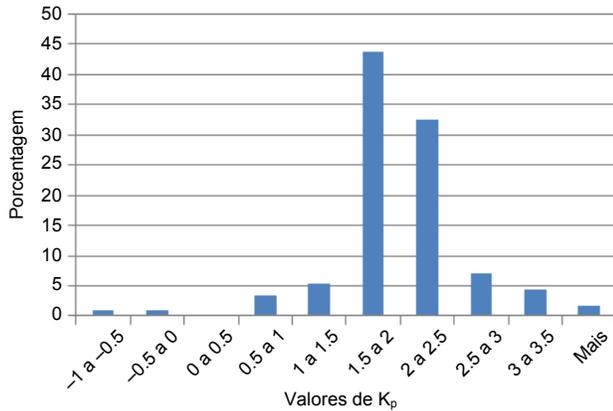


Fig. 7. Variação do coeficiente K_p para um alimentador e 200 diferentes operações de tap

B. Efeito na Demanda Diária

Poderíamos esperar que se a redução inicial de tensão produzisse realmente uma redução na demanda, poderia haver alguma economia de energia ao longo de um dia. No entanto, os dados não forneceram suporte para esta conclusão. Para os circuitos considerados, não houve diferença estatística entre a energia consumida no circuito nos dias em que a redução de tensão estava habilitada e nos dias sem redução de tensão.

Para entender este fato, considere os efeitos de curto prazo versus longo prazo da redução de tensão nas cargas controladas termostaticamente. Por exemplo, considere um bairro usando aquecedores resistivos, com cada aquecedor operando durante 50% do tempo. Se a redução de tensão for iniciada em $t = 0$, quanto tempo levará até que 60% dos aquecedores estejam operando ao mesmo tempo devido à redução de sua potência com uma tensão mais baixa? A redução de tensão afetará adversamente a diversidade das cargas no caso de cargas controladas termostaticamente.

Conforme mostrado na Tabela I, os coeficientes K_p prognosticaram que uma redução na tensão causaria uma redução na potência. Pode-se ver, contudo, que isso não aconteceu ao longo de um dia. A conclusão natural é que o coeficiente K_p apenas é capaz de medir o efeito de curto prazo da redução de tensão. A questão permanece — qual é o intervalo de tempo deste efeito de curto prazo?

C. Efeito na Demanda de Curto Prazo

Em seguida, analisamos o efeito da redução de tensão sobre a demanda para um curto período imediatamente após o início da redução da tensão.

Para quantificar a redução da demanda, dividimos o dia em períodos de 15 minutos. Computamos a demanda média de cada período para os dias com CVR habilitada e dias com

CVR desabilitada, tanto no alimentador quanto na subestação. Como a subestação contém vários alimentadores e apenas um deles estava sob CVR, assumimos que a variação na demanda de energia da subestação não era significativamente afetada pela CVR; logo, qualquer diferença entre a demanda da subestação nos dias com CVR habilitada e dias com CVR desabilitada foi atribuída ao clima ou aos padrões de uso do consumidor.

Usamos a relação simples:

$$\frac{SD, \text{ no CVR}}{SD, \text{ with CVR}} = \frac{FD, \text{ no CVR}}{\text{Expected FD, with CVR}} \quad (11)$$

onde:

SD é a demanda da subestação.

FD é a demanda do alimentador.

Por exemplo, vamos supor que a demanda média da subestação para um dia com CVR habilitada seja 10% maior do que a demanda média da subestação para um dia com CVR desabilitada. Se não tivéssemos habilitado a CVR no alimentador, esperaríamos que a demanda de energia do alimentador também seria 10% mais alta. Então, comparamos a demanda estimada do alimentador com a demanda real do alimentador com CVR habilitada para obter a redução na demanda.

1) Subestação #1

Na Subestação #1, a demanda do alimentador foi reduzida, em média, 2.2% nas primeiras 5 horas quando uma redução de tensão de 3% estava habilitada. Isso seria tempo suficiente para beneficiar o operador da rede durante o pico de carga. A Fig. 8 mostra a redução na demanda para cada período de 15 minutos.

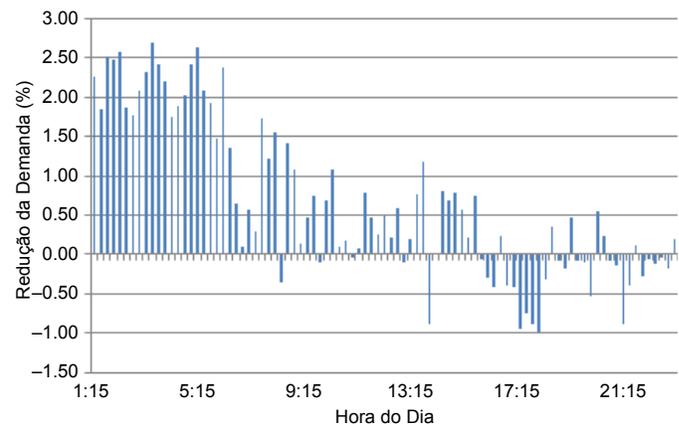


Fig. 8. Redução na demanda de 3% por 15 minutos na Subestação #1

É interessante observar que a redução na demanda foi maior nas primeiras 5 horas, até a carga de pico da manhã. Além disso, também é interessante observar que a demanda foi aumentada com a redução de tensão habilitada para alguns períodos de tempo, conforme indicado pelos valores negativos do gráfico.

Com a equação comumente utilizada para o fator CVR, mostrado em (12), a Subestação #1 tem um fator CVR de 0.73 para as primeiras 5 horas. Cada concessionária terá seu próprio critério para determinar quando os benefícios da

redução de tensão são suficientes para que a implementação valha a pena. Com um fator CVR de 0.73, poderia valer a pena implementar a redução de tensão se houvesse pouco risco e custo baixo envolvidos.

$$\text{CVR factor} = \frac{\% \text{ demand reduction}}{\% \text{ voltage reduction}} \quad (12)$$

2) Subestação #2

O efeito da redução de tensão na demanda de curto prazo da Subestação #2 foi 0.5% na primeira 1.75 hora quando a redução de tensão de 3% estava habilitada e um aumento na demanda quando a redução de tensão de 2% estava habilitada. De acordo com experiências preliminares efetuadas em uma concessionária norte-americana de grande porte, foi teorizado que o fator CVR inicial experimentado vai depender da hora do dia na qual a regulação de tensão está habilitada. As características da carga vão variar ao longo do dia conforme utilização dos consumidores ligando e desligando as luzes e aquecedores. Há menos carga de iluminação no meio da noite do que no meio do dia. Como alguns tipos de iluminação respondem bem à redução de tensão, o fator CVR inicial pode ser mais benéfico se a regulação de tensão for habilitada durante o dia ao invés de à 01h01, conforme efetuado neste projeto. Levando este fato em consideração, este artigo discute posteriormente uma modificação neste projeto.

Conforme mostrado na Tabela I, os coeficientes K_p prognosticaram sobre a mesma redução de demanda na Subestação #1 e Subestação #2. Acabamos de ver que essas duas subestações respondem de formas muito diferentes à redução de tensão. Neste ponto, contudo, embora possamos encontrar um período durante o dia no qual a Subestação #2 produza um fator CVR inicial positivo, esta é uma questão que ainda está para ser respondida.

D. Análise do Fluxo de Dados da PMU

Para o objetivo deste projeto, um fluxo constante de amostras da PMU foi armazenado em um computador externo para análise posterior. Durante a análise dos dados, a natureza variável da carga chamou nossa atenção. Em alguns períodos de tempo, houve oscilações de potência óbvias; em outros períodos de tempo, não pareceu haver um padrão para as alterações de carga.

As oscilações de potência mostradas na Fig. 9 têm uma frequência de 1 Hz e uma magnitude de 6.7 kW numa carga base de 816 kW, ou 0.8%. Neste contexto, a magnitude da oscilação é significativa porque uma mudança de tap sobre esses reguladores de tensão apenas altera a tensão em 0.625%.

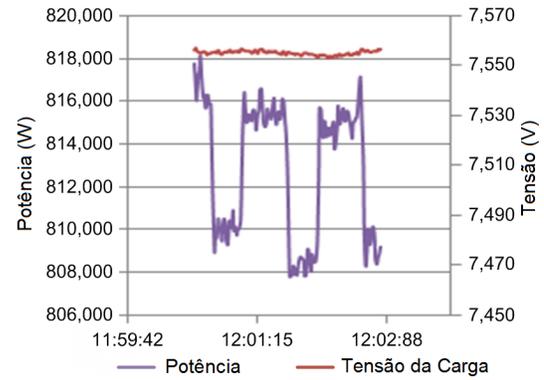


Fig. 9. Oscilação de potência durante uma condição de tensão no estado de regime

A natureza variável da carga torna difícil identificar a mudança no degrau de potência que é devida a uma mudança no tap de tensão versus uma mudança na potência em função da demanda do consumidor. Se, por acaso, a rápida mudança no fluxo de potência coincidir com uma mudança do tap, é necessário remover a influência da variação da potência de qualquer cálculo. Esta é uma área para estudos e experiências adicionais.

VI. CONCLUSÃO

O conceito fundamental da estimação de carga estática é construído sobre um modelo matemático e, como tal, sua aplicação é válida para a tarefa em questão. No entanto, a capacidade deste algoritmo de análise para fornecer aos engenheiros de concessionárias um coeficiente único para caracterizar as cargas no seu sistema depende da capacidade de caracterização de outros aspectos do circuito de distribuição. Os dois principais aspectos que precisam ser melhor compreendidos e caracterizados são os seguintes:

- O intervalo de tempo no qual a redução da tensão reduz a demanda de potência.
- A variabilidade de curto prazo das cargas.

Se as variações de carga oscilantes forem regulares o suficiente para serem caracterizadas com uma frequência e magnitude, entende-se, portanto, que elas podem ser normalizadas de forma a não influenciar no cálculo do coeficiente K_p . Conforme observado, a carga não varia sempre de forma oscilatória regular; logo, pode não ser sempre possível normalizar a variabilidade de forma a não influenciar nos cálculos. Nesses casos, pode ser melhor evitar o cálculo do coeficiente K_p .

A seguir, são apresentadas duas técnicas possíveis para caracterizar o intervalo de tempo em que a redução de tensão é benéfica:

- Modelar as cargas considerando a hora do dia, estação do ano, temperatura ambiente e efeitos de termostatos.
- Observar a resposta à redução de tensão em um circuito específico em diferentes horas do dia e do ano, tirando conclusões a partir dos dados coletados.

VII. TRABALHO FUTURO

Enquanto este projeto continua, há mais trabalho que pode e será efetuado para caracterização das cargas e aplicação de modelos matemáticos para entender e prever seu comportamento. Seguindo esta linha, vemos o futuro deste projeto nas seguintes direções:

- Para melhorar a qualidade do coeficiente K_p , precisamos normalizar os valores pré-condição e pós-condição de forma a remover as influências das variações de potência não causadas por mudanças nos degraus de tensão.
- Para criar um mapa do efeito de curto prazo da redução de tensão em diferentes horas do dia, modificaremos o horário de início diário da redução de tensão.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] B. W. Kennedy and R. H. Fletcher, "Conservation Voltage Reduction (CVR) at Snohomish County PUD," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 3, pp. 986–998, agosto de 1991.
- [2] D. M. Lauria, "Conservation Voltage Reduction (CVR) at Northeast Utilities," *IEEE Power Engineering Review*, Vol. PER-7, No. 10, pp. 58–59, outubro de 1987.
- [3] T. L. Wilson, "Energy Conservation With Voltage Reduction – Fact or Fantasy," proceedings of the IEEE Rural Electric Power Conference, Colorado Springs, CO, maio de 2002.
- [4] D. Kirshner, "Implementation of Conservation Voltage Reduction at Commonwealth Edison," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 4, pp. 1178–1182, novembro de 1990.
- [5] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, "Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, pp. 1302–1313, agosto de 1995.
- [6] Global Energy Partners, LLC, "Distribution Efficiency Initiative: Market Progress Evaluation Report, No. 1," Report #E05-139, May 2005. Available: <http://neea.org>.

IX. BIOGRAFIAS

Greg Hataway recebeu seu BS em Engenharia Elétrica da University of Alabama em 1991. Ele tem ampla experiência na área de proteção e operação de sistemas de potência. Após a graduação, trabalhou quase 12 anos na Alabama Electric Cooperative na área de proteção de subestações da transmissão e distribuição antes de assumir o papel de superintendente de serviços técnicos. Ele ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) em 2002 como engenheiro de aplicação de campo na região sudeste dos Estados Unidos. Após 8 anos na SEL, voltou para a PowerSouth Energy Cooperative em 2010 como engenheiro da divisão de fornecimento de energia. O Sr. Hataway é autor de inúmeros guias e artigos técnicos e é membro da IEEE Power and Energy Society.

Dallas Jacobsen recebeu um BS em Engenharia de Computação, *magna cum laude*, da University of Washington em 2003. Ele trabalhou como engenheiro elétrico para a Puget Sound Energy nos departamentos de relés e proteção de sistemas e geração de energia. Em 2011, ingressou na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. como engenheiro de potência líder na divisão de pesquisa e desenvolvimento. O Sr. Jacobsen é um engenheiro profissional licenciado em Washington e membro do IEEE.

Marcos Donolo recebeu seu BSEE da Universidad Nacional de Río Cuarto, Argentina, em 2000, seu *masters degree* em Engenharia Elétrica (2002), seu *masters degree* em Matemática (2005), e seu Ph.D. em Engenharia Elétrica (2006) do Virginia Polytechnic Institute and State University. Desde 2006, ele está na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., onde atualmente é um engenheiro de pesquisas líder. Ele é membro do IEEE.