

Impacto nas perdas técnicas regulatórias da modelagem de transformadores 34,5/13,8 kV com OLTC

Tema: Planejamento da Expansão

Autores: Felipe Ariel Meneguello dos Santos

Co-Autores:

Empresa: EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A

Resumo

Esse trabalho tem por objetivo apresentar a modelagem de perdas técnicas regulatórias para transformadores de 34,5/13,8 kV com OLTC (*On-Load Tap Changer*) e propor solução técnica que garanta o correto cálculo dos percentuais, com consequente reconhecimento tarifário. A solução proposta possui a virtude de restabelecer a consistência pretendida e necessária entre os valores simulados e os que ocorrem na rede elétrica, além de resolver o problema de convergência nas simulações desses circuitos. Consta relacionado estudo de caso que permite a identificação da problemática, além dos impactos nos percentuais finais obtidos em simulação. Dessa forma, a proposta sugere aprimoramento no Manual de Orientações para envio dos dados para a revisão tarifária periódica, tornando mais precisa e acessível a modelagem para todas as distribuidoras.

1. Introdução

Dentro do contexto de estrutura do setor elétrico brasileiro, as tarifas de suprimento são estabelecidas com a segregação de preços de geração, tarifas de fornecimento. Por sua vez, as tarifas de fornecimento, abatidas as parcelas correspondentes ao suprimento, foram segregadas em "tarifas de distribuição" e "preços de comercialização", mantendo-se o nível vigente de preços finais ao consumidor.

A formação da tarifa de energia elétrica tem em sua composição os custos das perdas de energia elétrica, onde essas são divididas em técnicas e não técnicas [1]. O percentual regulatório de perdas de energia elétrica a serem considerados na tarifa de energia elétrica é definido no momento da revisão tarifária, conforme previsto nos Contratos de Concessão, sendo calculados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, conforme regulamentado em [6].

A natureza da atividade de Distribuição de energia elétrica provoca perdas técnicas, devido aos fenômenos físicos intrínsecos ao transporte de energia elétrica, onde temos: efeito Joule, Foucault e Histerese, conforme [2], [3] e [4]. Além das perdas técnicas a tarifa de energia elétrica também prevê a perda não técnica, ou perda comercial, de acordo com [1] e [5], que representa todas as perdas comerciais associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, inconsistências no processo de faturamento, erros e/ou ausência de medição etc, ou seja, corresponde à diferença entre as perdas na Distribuição (total) e as Perdas Técnicas, em megawatt-hora (MWh).

A metodologia de cálculo de perdas técnicas definida pela ANEEL em [6], é segregada da seguinte forma:

- Sistema de Distribuição de Alta Tensão e Subestações de Distribuição: balanço energético;
- Sistema de Distribuição de Média e Baixa Tensão: fluxo de carga.

O cálculo para obtenção das perdas no Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) e Sistema de Distribuição de Baixa Tensão (SDBT) é baseado no método de injeção de correntes nodais, desenvolvido para redes radiais de distribuição, o qual utiliza o software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), cujo fabricante é o EPRI (*Electric Power Research Institute*).

Conforme exposto em [7] e [8], a apuração das perdas técnicas dos sistemas de distribuição pelo cálculo de fluxo de carga é diretamente impactada pelos parâmetros utilizados na modelagem, em especial, pelo modelo de carga adotado.

Com a dinâmica de expansão do sistema, bem como as características elétricas das cargas que são constantemente alteradas, torna-se muito difícil definir um modelo de carga que garanta total aderência no cálculo de fluxo de carga e o comportamento real.

O modelo de carga estabelecido em [6] é o ZIP. Esse modelo de carga representa a combinação de Impedância (Z), Corrente (I) e Potência (P) constantes através de um equacionamento que relaciona a tensão na barra de carga, dessa forma o consumo de potência ativa e reativa variam função da tensão, de acordo [9].

As proporções do ZIP descrito em [6] são alteradas em função da tensão da barra onde a carga está conectada, em que para tensão maior ou igual a 0,92 p.u., no SDBT e 0,93 p.u. no SDMT, é adotado:

- 100% impedância constante para a parcela reativa da carga;
- 50% impedância constante e 50% potência constante para a parcela ativa da carga.

No caso de tensão menor que 0,92 p.u., no SDBT, e 0,93 p.u., no SDMT, é adotado:

- 100% impedância constante para a parcela reativa da carga;
- 100% impedância constante para parcela ativa de carga.

A alteração no modelo de carga para 100% impedância constante para parcela ativa e reativa acaba por diminuir o resultado das perdas técnicas, visto que a potência consumida pela carga tende a reduzir, ocasionando menor fluxo de corrente nos elementos que compõem o sistema elétrico, que é o fato gerador das perdas técnicas.

Desta forma, a aplicação de um modelo de fluxo de carga que tenha uma acurácia mais próximo possível das condições operativas reflete em resultados de perdas técnicas mais próximo aos reais.

Portanto, uma grande preocupação das distribuidoras é a tensão nas barras obtida no processo de apuração de perdas técnicas regulatórias, de modo a evitar a troca indevida do modelo de carga e a consequente diminuição da potência circulante, resultando na apuração de índices de perdas técnicas muito aquém dos realizados.

2. Desenvolvimento

Cotidianamente, distribuidoras de energia enfrentam o desafio de manter, no ponto de conexão com os consumidores, níveis adequados de tensão, que são definidos através de [10] O comportamento da tensão no sistema de distribuição sofre interferência direta da própria dinâmica de carga atendida pelas Subestações de Distribuição, que são as variações de consumo ao longo do dia. Para tanto, são empregados equipamentos reguladores de tensão e transformadores com OLTC (*on load tap changer*), com objetivo de controlar a tensão ao longo do sistema a nas barra de saída dos alimentadores de distribuição.

A. Transformadores com OLTC

Os transformadores com OLTC, ou CDC (comutador de derivação em carga) são equipamentos amplamente utilizados no sistema elétrico, pois possibilitam a alteração das relações de transformação com o equipamento em carga, resultando em pequena variação na tensão de saída em sua barra temporária. Esse tipo de transformador é normalmente aplicado em Subestações de Distribuição, onde as distribuidoras de energia buscam estabilizar a tensão da barra de saída de seus alimentadores, diminuindo as variações de tensão ao longo dos trechos e, conseqüentemente, os impactos nos consumidores.

B. Subestações de Distribuição 34,5/13,8 kV

O planejamento da expansão das concessionárias de distribuição tem suas premissas definidas em [11], onde um dos critérios observados é a avaliação de alternativas tecnicamente viáveis sob a ótica financeira, definindo a solução de menor custo global. Essa premissa de [11] é preponderante nos estudos de atendimento de regiões distantes de redes de distribuição de alta tensão, visto que os valores investidos e a complexidade técnica e ambiental atrelada às obras aumentam à medida que se trabalha em níveis de tensão mais elevados.

A solução difundida por entre as distribuidoras é a construção de Sistemas de Distribuição em 34,5 kV, onde o mesmo é composto por uma Subestação de Distribuição AT/34,5 kV, alimentadores em 34,5 kV e Subestações de Distribuição 34,5/13,8 kV. Dessa forma é possível implantar novas fontes nos centros de carga afastados do Sistemas de Distribuição de Alta Tensão. A Figura 1 apresenta a estrutura esquemática de composição dos Sistemas de 34,5 kV.

Figura 1. Esquema de composição de Sistema de Distribuição 34,5 kV.

Conforme apresentado através da Figura 1, a Subestação de Distribuição de 34,5 kV pode estar conectada a níveis de tensão como 138 kV, 88 kV, 69 kV, ou até mesmo 34,5 kV. Vale destacar que sua principal vantagem é minimizar os custos e a complexidade de implantação de redes de distribuição de alta tensão. Normalmente, por estarem à alguns quilômetros de distância das subestações fontes, as Subestações de Distribuição 34,5/13,8 kV, apresentam regulador de tensão na saída de seus alimentadores de 13,8 kV, ou os transformadores de 34,5/13,8 kV são dotados com OLTC.

No sistema elétrico do Grupo EDP existem implantados alguns exemplos de Sistemas de 34,5 kV, conforme características de um caso exemplo, listadas na Tabela I.

TABELA I - Exemplo de características do sistema de distribuição 34,5 kV

Sistema de Distribuição 34,5 kV existente	
Transformação 88/34,5 kV (fonte)	1 x 20 MVA
Transformação 34,5/13,8 kV (carga)	1 x 20 MVA
Extensão do alimentador de 34,5 kV	12,5 km
Quantidade de alimentadores de 13,8 kV	4 em carga
Quantidade de consumidores MT	22
Quantidade de consumidores BT	11.436

Esse sistema foi implantado devido as longas distâncias entre sistema de 88 kV, que devido à complexidade fundiária e ambiental para extensão de rede nessa tensão, optou-se pela construção do Sistema de 34,5 kV, colocando uma fonte robusta na região. A Figura 2 ilustra o Sistema apresentado.



Figura 2. Sistema de Distribuição 34,5 kV existente na EDP com características descritas pela Tabela I.

C. Modelagem de transformadores para perdas técnicas

O modelo de cálculo de fluxo de carga adotado pela ANEEL representa os transformadores com TAP fixo, o que é a representação totalmente adequada para transformadores de distribuição MT/BT, pois é dessa forma que os mesmos são construídos.

A título de esclarecimento, segue a linha de código em *OpenDSS* referente a modelagem de transformadores adotada pela ANEEL para o cálculo de perdas técnicas:

```
New "Transformer.TRF_" phases=3 windings=2
buses=["BARRA-1.1.2.3.0" "BARRA-2.1.2.3.4"]
conns=[Wye Wye] kvs=[13.8 0.22]
taps=[1 1.045454545]
kvas=[225 225]
%loadloss=1.06
%noloadloss=0.2488888888888889
```

```
New "Reactor.TRF__R" phases=1 bus1=BARRA-2.4 R=15 X=0 basefreq=60
```

Conforme estabelecido pela ANEEL em [12], as Subestações de Distribuição MT/MT, devem ser declaradas como pertencentes a um único alimentador de maior tensão, definido como alimentador pai. Dessa forma o alimentador pai (34,5 kV) possui o transformador 34,5/13,8 kV com a barra dos alimentadores de 13,8 kV coincidindo com a barra secundária do transformador 34,5/13,8 kV.

Como o modelo adotado no cálculo de perdas técnicas regulatórias adota TAP fixo para todos os transformadores MT/MT e MT/BT, os resultados do fluxo de potência podem não representar o comportamento real do sistema para os casos onde os transformadores MT/MT são dotados de OLTC.

D. Modelagem de reguladores de tensão para perdas técnicas

O modelo de cálculo de fluxo de carga adotado pela ANEEL, representa os reguladores de tensão utilizando o valor que será a meta do controle, buscando fixar a tensão através do valor ajustado.

Segue abaixo a linha de código em OpenDSS referente a modelagem do regulador de tensão (apresentada somente a modelagem de uma fase) adotado pela ANEEL para o cálculo de perdas técnicas:

```
New "Transformer.REG_1_A" phases=1 windings=2
buses=["Barra 1.2.0" "Barra2.2.0"] conns=[Wye Wye]
kvs=[7.62102355330306 7.62102355330306]
kvas=[1670 1670] xhl=0.50999999
%loadloss=8.49700616766467E-07
%noloadloss=2.04191610778443E-07
```

```
New "Regcontrol.REG_1_A" transformer="REG_1_A" winding=2
vreg=104
band=2 ptratio=76.2102355330306
```

Sabendo que o único equipamento representado no modelo adotado pela ANEEL que apresenta o “Reg-control” é o regulador de tensão, seria oportuno que fossem considerados reguladores de tensão fictícios, conectados no secundário dos transformadores MT/MT com OLTC, visando melhorar a modelagem do fluxo de potência tornando o comportamento mais próximo das condições reais de operação do sistema.

D. Resultados e Discussões

A EDP dispõe em seu parque de transformadores de subestação equipamentos com OLTC, dessa forma, tendo em vista a citada limitação de modelagem adotada pela ANEEL através do OpenDSS, foi elaborado estudo para avaliar a inserção de um regulador de tensão trifásico fictício em série com o transformador MT/MT, de modo a garantir uma representação fidedigna da tensão regulada pelo OLTC do transformador, proporcionando a apuração das perdas técnicas com maior acurácia em relação ao realidade dos equipamentos em campo.

As características do regulador de tensão fictício utilizadas são descritas abaixo:

- Inserção de regulador de tensão trifásico, com a Barra 1 igual a Barra 2 do transformador MT/MT a qual se deseja inserir modelar o OLTC;
- Alteração da Barra 1 dos alimentadores conectados no transformador MT/MT igual a Barra 2 do regulador de tensão;
- Os parâmetros elétricos do regulador de tensão que representará o OLTC devem considerar perdas nulas para não interferir na apuração:

Rests_% = 0

$$\text{ReatHL}_{\%} = 0,0001$$

$$\text{PerdTI}_{\text{W}} = 0$$

$$\text{PerdVz}_{\text{W}} = 0$$

Nas simulações realizadas o parâmetro $\text{ReatHL}_{\%}$ apresentou erro ao ser considerado nulo, portanto, foi considerado um valor muito baixo para que não afetasse os resultados e permitisse o cálculo do fluxo de carga.

Os parâmetros elétricos propostos fazem com que esse equipamento não acrescente perdas técnicas, pois o objetivo único era o de controlar a tensão na barra.

Na Figura 3 é apresentado um exemplo de Sistema 34,5 kV, cujo alimentador de 34,5 kV possui a extensão de 5,14 km e atende 4 alimentadores de 13,8 kV. Esse sistema foi utilizado para elaboração dos estudos pontuais e demonstração dos impactos da representação do OLTC na modelagem.



Figura 3. Sistema de 34,5 kV utilizado nas simulações.

Analisando o comportamento da tensão na barra secundária do transformador 34,5/13,8 kV, observa-se uma notória variação da tensão em função da carga, comportamento este que não é observado na operação, haja visto que se trata de uma subestação em que os transformadores são dotados de OLTC, logo, a tensão é mantida constante apesar das variações diárias do carregamento observado pelo sistema.

Através da Figura 4 o perfil de tensão na barra secundária do transformador 34,5/13,8 kV é apresentada. Nesta mesma Figura 4 é apresentado o perfil de tensão com o regulador de tensão (OLTC) modelado. O regulador de tensão foi modelado com os parâmetros, conforme detalhado anteriormente.

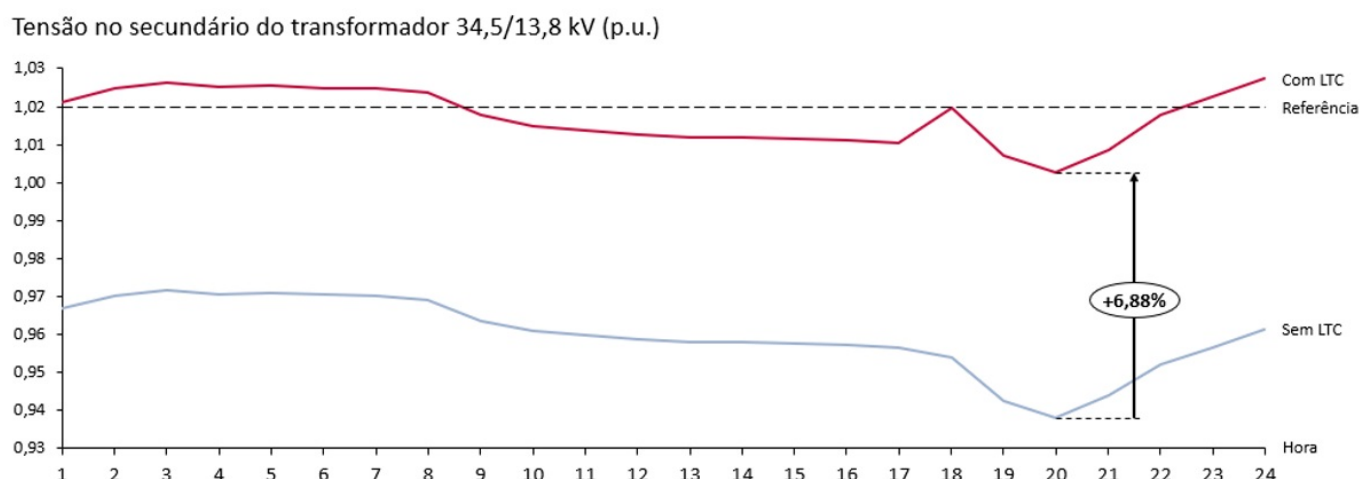


Figura 4. Comportamento da tensão no secundário do transformador 34,5/13,8 kV, com e sem regulador de tensão fictício.

Através desse aprimoramento na modelagem dos alimentadores foi possível obter a convergência do fluxo de carga em quatro outros alimentadores que possuem a mesma situação, pois a queda de tensão observada é tão agressiva que leva o sistema a instabilidade numérica no cálculo do fluxo e não obtendo convergência.

Essa solução possibilita um reconhecimento mais adequado de perda técnicas em alimentadores nas condições apresentadas. Comparando os resultados obtidos com a modelagem proposta para transformadores MT/MT com OLTC, foi observado o incremento de aproximadamente 0,15 pontos percentuais na perda técnica apurada para empresa.

A perda técnica regulatória homologada na revisão tarifária permanece constante para os repasses nos processos tarifários compreendidos pelo ciclo, conforme definido em [13]. Para mensurar o impacto financeiro provocado pela modelagem proposta no âmbito do processo de Revisão Tarifária Periódica de 2019 da EDP ES, a perda técnica homologada passaria de 7,06% para 6,91%.

Aplicando o Custo Médio de energia definido no processo tarifário em análise, que foi de 200,67 R\$/MWh, o incremento da perda técnica possibilitou o reconhecimento tarifário de aproximadamente R\$ 3,7 milhões/ano, que na hipótese de não reconhecimento, seriam arcados pela própria companhia.

3. Conclusão

O presente trabalho demonstrou que o modelo de apuração de perdas técnicas adotado pela ANEEL possui espaço para aprimoramento no tocante a transformadores de 34,5/13,8 kV com OLTC. Através desse aprimoramento o resultado da apuração de perdas técnicas regulatórias terá maior acurácia, refletindo de forma mais adequada pelo modelo o comportamento real do sistema em campo.

A solução apresentada para a modelagem é bastante simples e de fácil implementação, pois considera apenas a inclusão de regulador de tensão trifásico fictício, em série, conectado ao secundário dos transformadores MT/MT com OLTC.

Diante das demonstrações apresentadas, resta evidenciado que a solução corrige a distorção promovida pelo modelo, adicionalmente, possibilita a convergência dos alimentadores representados por sistemas

de 34,5 kV, que normalmente oferecem maior complexidade para convergência devido as extensões das redes.

O reconhecimento adequado das perdas técnicas repercute no justo repasse tarifário, garantindo o equilíbrio econômico para a distribuidora, além de oportunizar a determinação das perdas não técnicas, que são obtidas pela diferença entre as perdas totais e as técnicas.

4. Referências bibliográficas

- [1] QUEIROZ, L. M. (2010). Estimação E Análise Das Perdas Técnicas Na Distribuição De Energia Elétrica. Tese de Doutorado - Universidade de Campinas - UNICAMP. Campinas, SP, Brasil.
- [2] BERNARDON, D. P. et al. Perdas técnicas e comerciais de energia elétrica em sistemas de distribuição. Universidade Federal de Santa Maria-UFSM/AES Sul-Distribuidora Gaúcha de Energia S/A, 2007.
- [3] ANTONELLI, Denis. Uma contribuição para o cálculo simplificado de perdas técnicas regulatórias em redes otimizadas de distribuição de energia elétrica. 2014. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo.
- [4] EL HAGE, Fábio S., Marco AP DELGADO. "Regulação Técnica e Econômica em Monopólios Naturais: Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica." Rio de Janeiro: Synergia (2015), p. 347.
- [5] ANEEL-i. (Maio de 2006). Tratamento regulatório das perdas de energia nas tarifas dos sistemas de distribuição de energia elétrica, Nota Técnica nº 026. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_Perdas%20T%C3%A9cnicas.pdf>. Acessado em: 17/05/2024.
- [6] ANEEL. (dezembro de 2021). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 7 Cálculo de perdas na distribuição. Brasília.
- [7] NEVES, Marcelo Silva. Modelagem de carga em sistemas de energia elétrica: modelo matemático e sua validação com testes de campo. M. Sc., UFJF, Juiz de Fora, MG, 2008.
- [8] VIOTTO, Carlos Eduardo Barbosa. Modelagem Elétrica de Ambiente Residencial Visando a Testabilidade de Smart Grids.
- [9] CHAIRMAN, W. P. Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation. IEEE Transactions on Power Systems, 10 (1995): 523–538.
- [10] ANEEL. (dezembro de 2021). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 Qualidade do fornecimento de energia elétrica. Brasília.
- [11] ANEEL. (dezembro de 2021). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 2 Planejamento da expansão do sistema de distribuição. Brasília.
- [12] ANEEL. (Novembro de 2016). Orientações para envio dos Dados para a Revisão Tarifária Periódica - Apuração das Perdas Técnicas; Cálculo das Tarifas de Referência e Definição da Estrutura Tarifária. Brasília.
- [13] ANEEL. (Junho de 2024). Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET – Submódulo 3.2 Custos de Aquisição de Energia. Brasília.