

Redução das Perdas Elétricas nas Linhas de Distribuição com a Mudança na Topologia da Rede: Estudo de Caso

J. Wolfovitch, UNIFACS, Daniel Barbosa, UNIFACS - UFBA, Kleber Freire da Silva, UNIFACS-UFBA

Resumo —Este trabalho apresenta diretrizes para o estudo da redução das perdas elétricas nas linhas de distribuição visando uma economia financeira e uma maior eficiência energética no setor. Este documento relata um caso de mudança de topologia de uma subestação no estado da Bahia, onde é demonstrado grandezas que são melhoradas e o aumento da eficiência e da oferta energética. Assim vão ser analisados os dados reais de medição para comparação e verificação dos estudos na área.

Palavras-Chave —Perdas Elétricas, Linhas de Distribuição, Qualidade da Energia Elétrica, Nível de Tensão.

I. INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição é essencial para o desenvolvimento econômico e social de um país, pois a sua operação pode implicar diretamente nos custos dos consumidores a este conectado. Além disso, uma rede elétrica de distribuição bem estruturada, com bons indicadores operacionais, permite a realização de maiores investimentos em novas expansões, uma vez que grande parte da aplicação dos recursos são destinados à melhoria da própria rede elétrica [1]. Em face a isto, vários serviços e propostas são realizadas com o objetivo de aprimorar a sua eficácia operacional, incluindo, a redução das perdas técnicas, o aumento da disponibilidade e a melhoria na confiabilidade, dentre outros.

Para que se tenha um sistema de distribuição com uma boa efetividade, a infraestrutura das redes elétricas é refinada constantemente para que se tenha uma melhor atuação e aproveitamento do recurso de geração disponível [2], pois para se ter um maior rendimento do que é gerado é necessário minimizar principalmente as perdas. E isso gera um grande avanço na qualidade de distribuição do sistema, pois assim há uma melhora no gerenciamento da energia distribuída e a otimização da produção nacional.

Com a crescente tarifação da energia elétrica no Brasil e, consequentemente, os impactos econômicos associados, novas soluções de eficiência estão sendo avaliadas com o intuito de amenizar eventuais prejuízos financeiros, incluindo a possibilidade da substituição dos cabos para um que seja mais adequado a rede [3] e a implantação da geração distribuída para suavizar as perdas [4].

Tal fato, pode ser relacionado com a escassez de chuva nas bacias hidrográficas, uma vez que a base de geração no Brasil é hídrica, e o aumento do despacho de Usinas Termoeletricas (UTES) proporcionou um aumento no custo operacional do setor elétrico. Isto, contudo, se faz necessário, visto que o

Operador Nacional do Sistema (ONS) utiliza tal solução para que não haja uma crise energética no País.

Assim, uma solução plausível para melhorar o rendimento operacional do sistema, e evitar o desperdício de energia, é reduzir os índices de perdas, sejam essas técnicas ou não técnicas. As perdas técnicas, ou seja, aquelas que estão associadas a dissipação de energia nos condutores e estão relacionadas às características físicas das instalações [3], representam 8,12% da potência total injetada no sistema interligado nacional enquanto as perdas não técnicas são chamadas de perdas comerciais [11] e são as provenientes de duas modalidades, o furto e a fraude. O furto é o desvio de energia elétrica diretamente da rede das distribuidoras, já a fraude é quando o consumidor adultera sua medição, a soma dos dois tipos representa 5,63%, levando a uma perda elétrica total, técnica e comercial, de 13,75% [5].

Diante das consideráveis perdas energéticas associadas às características técnicas, diversos trabalhos foram propostos por pesquisadores e engenheiros com o intuito de minimizá-las e de reduzir os seus impactos na gestão operacional dos ativos associados.

É possível verificar nos trabalhos supracitados que a maioria dos autores buscam um melhor rendimento de todos os elementos e mecanismos do setor elétrico [10], sejam eles transformadores com melhores rendimentos, linhas de distribuição e/ou transmissão mais adequadas, gerações mais próximas a carga e *Smart Grid*, rede elétrica inteligente que busca tecnologias para monitorar e operar a rede da forma com o maior rendimento possível, dentre outras. Tais fatos corroboram com a maximização dos recursos disponíveis e a eficiência do sistema de suprimento de energia elétrica em todo o país.

Adicionalmente, pode-se verificar que os prejuízos decorrentes das perdas técnicas podem ser minimizados por melhores práticas operacionais, nas quais os estudos de fluxo de carga, do território e climatológicos são essenciais para uma análise detalhada das grandezas elétricas em questão.

Nesse contexto, esse trabalho propõe uma avaliação de parâmetros para se obter uma melhor qualidade de energia elétrica. Assim visando estudos operacionais e topológicos de uma nova linha de transmissão, que tem como meta melhorar seus altos índices de perdas técnicas, eliminação da violação dos critérios de qualidade de tensão, melhor confiabilidade dos serviços prestados e ampliação da oferta de energia. É esperado

que os itens em análise melhorem seus índices para justificar altos investimentos e garantir o retorno esperado.

II. PERDAS ELÉTRICAS

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é constituído de vários equipamentos com diversas finalidades para que se tenha um perfeito funcionamento e uma boa qualidade na prestação do serviço. Todavia, tais aparelhos não são ideais e possuem perdas elétricas durante a sua operação, pois são construídos, em sua maioria, de materiais ferromagnéticos que promovem perdas com a passagem da energia [8].

Essas perdas são chamadas de perdas técnicas, pois são atreladas aos equipamentos e necessárias para o funcionamento dos mesmos. Nesses dispositivos há uma subdivisão para o tipo de perda técnica em função dos componentes que os constitui, como por exemplo as perdas por efeito Joule nos condutores, nos núcleos dos transformadores e por fuga de corrente nos isoladores [6].

A. Perdas nos condutores

As perdas elétricas devido a passagem de corrente nos condutores são originadas pela dissipação térmica nos mesmos e são intrínsecos aos materiais construtivos. Assim, a melhor forma de cálculo para esse tipo de perda é utilizar um *software* de fluxo de carga [7], onde haverá a curva de carga, a distância da linha e as informações do cabo para se fazer as devidas análises e se obter resultados.

É importante salientar que os dados obtidos por meio desse tipo de cálculo, permite a determinação das perdas técnicas nos diversos tipos de linhas pertencentes às redes elétricas, incluindo as do sistema de distribuição.

B. Perdas nos transformadores

Nos transformadores, as perdas elétricas podem ser divididas principalmente em dois grupos: perda no ferro e no cobre. As perdas no ferro são provocadas pela histerese magnética e pelas correntes parasitas no núcleo, cujos cálculos baseiam-se nas informações provenientes dos ensaios em vazio e em curto-circuito disponibilizadas pelo fabricante [8].

Desta forma, para n transformadores a perda total será [8]:

$$p_f = n \cdot p_m \quad (1)$$

sendo p_f a perda total do ferro e p_m a perda média em vazio dos n transformadores disponibilizados.

As perdas no cobre dos transformadores, por sua vez, são provocadas em face à dissipação térmica nos enrolamentos, e podem ser calculadas por:

$$p_c = n \cdot \lambda^2 \cdot p_k \quad (2)$$

na qual, p_c é a perda total no cobre, λ é o carregamento do transformador, em pu, e p_k é a perda do ensaio de curto-circuito.

C. Perdas nos ramais de ligação

As perdas nos ramais de ligação, que são as conexões da concessionária com o consumidor, são provocadas pelo aquecimento dos condutores por toda a sua extensão. Esses

quando envolvidos por uma parte metálica contribuem para um aumento das perdas nas redes devido a energia térmica que foi transformada com a passagem da corrente. Esse tipo de perda pode variar bruscamente a depender da influência do meio ambiente ao qual está exposto e a qualidade do material adquirido.

Assim, faz-se necessário um acompanhamento desses equipamentos, de modo que se houver alguma variação de temperatura fora dos limites pré-estabelecidos, possíveis defeitos podem ser identificados [9].

D. Outras fontes de perdas

Além das perdas supracitadas, existem outras localizadas nos variados equipamentos, como: medidores, capacitores, reguladores de tensão, ramais de serviços, isoladores, efeito corona dentre outros [12]. Tal fato merece destaque pois a sua não consideração pode acarretar em erros consideráveis, seja na contabilização dos desperdícios associados ou durante a otimização do sistema.

III. ESTUDO DE CASO

Para verificar os impactos que as alterações na topologia promovem nas perdas elétricas do sistema, bem como nos indicadores de Qualidade de Energia Elétrica (QEE) de uma concessionária de distribuição de energia elétrica, um estudo de caso foi realizado.

Neste estudo, algumas características da rede foram levantadas, incluindo os dados dos equipamentos e as condições operacionais do sistema. Além disso, verificou-se a capacidade de transporte de energia e os níveis de tensão registrados. Com base nessas informações, foi possível visualizar as situações operacionais e determinar os ajustes necessários para a melhora dos índices de qualidade de serviço, sendo este o grande motivador para a realização desse estudo. A Fig. 1 apresenta o diagrama unifilar resumido do sistema antes da intervenção.

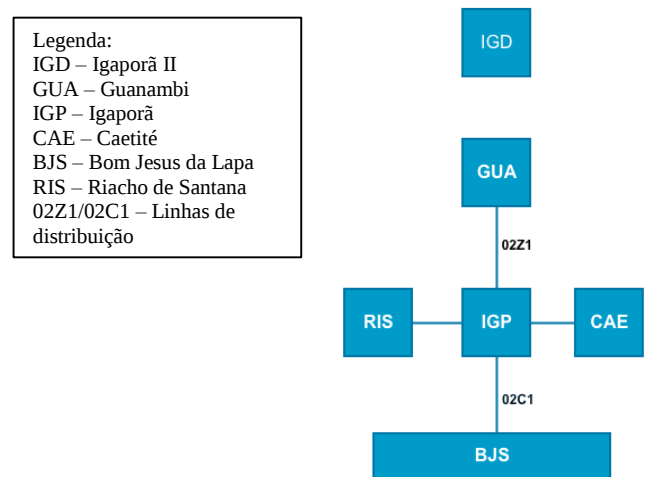


Fig. 1. Esquema Unifilar da região antes da intervenção.

Nessa figura é possível notar que as quatro subestações de distribuição, estão associadas a um único ponto de suprimento

da transmissora e que a energia percorre uma grande distância para atender a todos os pontos no sistema.

Após as análises, verificou-se que o sistema apresentava violações dos limites estabelecidos para os indicadores da qualidade de serviço e possuía apenas um alimentador em 69kV para a Subestação (SE) de Guanambi (GUA), o que tornava o sistema pouco confiável. Adicionalmente a este fato, havia uma grande sobrecarga nesse alimentador, o que contribuía para perdas nas linhas, estas no patamar de 10% a 15% da demanda contratada.

Nesse contexto, no qual existiam uma necessidade de expansão da capacidade de fornecimento de potência e uma busca por melhores índices operativos, uma mudança topológica foi realizada. A modificação, no sistema de distribuição da concessionária nordestina, foi caracterizada pela implantação de uma nova subestação do Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) mais próxima da concentração de cargas. Desta forma, houve uma diminuição nas distâncias das linhas de transmissão, um alívio de carga no sistema antigo, uma vez que este já estava com sua capacidade de oferta elétrica excedida, além da redução das perdas elétricas e da melhoria da qualidade do produto que é ofertado pela concessionária.

A Fig. 2 mostra o digrama unifilar do sistema de distribuição utilizado nesse estudo de caso. É possível observar as alterações realizadas destacadas em vermelho, inclusive as novas linhas de transmissão. Além disso, verifica-se que o sistema elétrico é composto por grandes cargas, longas distâncias de transmissão/distribuição e muitos instrumentos para a operação do sistema, como os transformadores. Assim, observando todos esses fatores, fica evidente a preocupação na obtenção de uma solução frente as grandes perdas elétricas registradas no sistema.

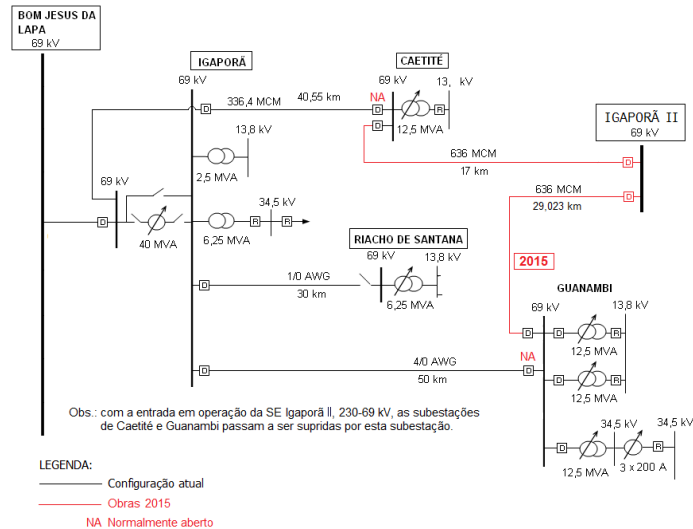


Fig. 2. Esquema Unifilar da região de Bom Jesus da Lapa.

Diante do exposto, e das informações apresentadas na Fig. 2, é factível constatar que existe uma redução significativa nas distâncias entre as subestações pertencentes a transmissora e a SE GUA, esta responsável por atender as cargas. Tal fato, corrobora diretamente para a redução das perdas, visto que o efeito Joule, intrínseco nos sistemas, é bem menor. A Fig. 3 mostra o esquemático das novas conexões.

Na Fig. 3 é possível notar que a SE GUA passa a ser suprida pela SE Igaporã II (IGD) pela nova linha de transmissão 02P5. Assim é constatado que há uma redução nas distâncias e haverá uma redução das cargas no sistema antigo, pois como já foi dito, o mesmo estava com o sistema completamente sobrecarregado.

A realização do projeto de melhoramento da rede proporcionou uma série de ganhos para o sistema elétrico local, além do aumento da oferta de energia e da confiabilidade, uma vez que há uma nova fonte supridora, os objetivos de planejamento foram atingidos e houve a diminuição das violações dos critérios de qualidade do serviço e do produto avaliadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), como por exemplo a melhora na qualidade do nível de tensão que é disponibilizado pela concessionária.

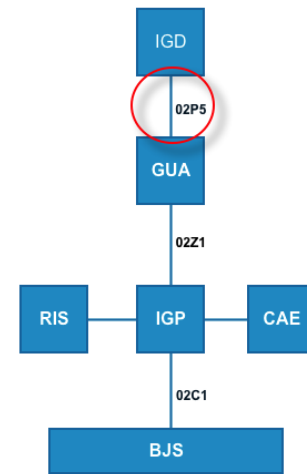


Fig. 3. Esquema Unifilar da nova ligação de Guanambi (GUA).

IV. METODOLOGIA

As análises realizadas nesse estudo de caso se baseiam nas informações contidas para medição de energia, pois por se tratar de um ponto de fronteira com a transmissora, há o Sistema de Medição para Faturamento (SMF), cujos medidores são de alta confiabilidade e realizam as leituras necessárias para o acompanhamento de grandezas elétricas, como: tensões, correntes e potências.

Sendo assim, o método utilizado nesse estudo consiste no cálculo das perdas por bay na SE IGD com base nas medições realizadas, esse cálculo de perda se baseia nos valores de fluxo de carga, em demanda máxima, e determina uma perda técnica máxima esperada no sistema. Tal informação baseia-se nas informações obtidas por meio da simulação no *software* de análises da rede o Power World, no qual é possível verificar o comportamento do sistema e suas características.

Tal mecanismo é fundamental para comparar os resultados da mudança topológica da rede, visto que o fluxo de carga é utilizado como fermenta de diagnóstico no levantamento das perdas elétricas em cada bay, ou seja, a perda esperada para cada ramo do SEP.

Esse levantamento da perda elétrica esperada é realizado levando em consideração as características físicas dos equipamentos, como: o tipo de cabo, aparelhos conectados, a distância da linha, e as demandas de energia em todos os horários. Desta forma, esse tipo de estudo se apresenta como um indicador relevante para o acompanhamento das melhorias obtidas em face as modificações mais expressivas que foram realizadas na rede e, assim, verificar se os objetivos do projeto foram alcançados.

V. RESULTADOS

Este tópico objetiva apresentar os resultados obtidos com as alterações realizadas na rede elétrica, incluindo uma comparação da condição operativa do sistema antes e após a realização das intervenções.

Para isso, serão apresentadas as medições realizadas em três horários distintos, de modo a caracterizar a curva de carga das linhas e permitir uma melhor visualização do problema enfrentado. Assim, com os dados de potência ativa injetada no sistema, bem como a potência das cargas, é possível se calcular as perdas elétricas na linha sob análise.

A. Perdas elétricas em setembro

O cenário do sistema no mês de setembro é definido como sendo antes da realização das intervenções, ou seja, a SE Guanambi (GUA) continuava sendo suprida pela antiga SE de Bom Jesus da Lapa (BJS), como foi mostrado na Fig. 1. Assim, os dados de demanda e de perdas obtidos no subsistema estudado em três horários distintos, às 8, 13 e 18 horas, são apresentados nas Tab. I e II, respectivamente.

TABELA I
Dados de demanda antes das intervenções.

Subestação	5/09 - 8h	5/09 - 13h	5/09 - 18h
	Demanda (kW)	Demanda (kW)	Demanda (kW)
BJS – Injeção	23.126	22.809	31.017
IGP - Carga	1.691	1.760	2.513
RIS - Carga	2.088	2.064	2.604
CAE - Carga	3.768	4.164	5.772
GUA - Carga	13.228	12.617	16.002

TABELA II
Perdas medidas no subsistema antes das intervenções.

Contribuição	5/09 - 8h	5/09 - 13h	5/09 - 18h
	Demanda (kW)	Demanda (kW)	Demanda (kW)
Injetada	23.126	22.809	31.017
Carga	20.775	20.605	26.891
Perda	2.351	2,203	4.125
Perda (%)	10,17%	9,66%	13,30%

Os resultados obtidos mostram que as perdas nesse sistema estão com valores muito elevados, pois há uma grande perda de energia, e que há uma grande falta de eficiência na distribuição de energia elétrica. Com essas informações fica evidente a necessidade de se realizar um estudo de viabilidade operacional para melhorar os índices em questão e tornar o SEP mais viável, eficiente e confiável.

É importante notar, ainda, que a topologia original, na qual toda a energia elétrica distribuída no subsistema composto pelas SE's Caetité (CAE), Riacho de Santana (RIS), Iguaporã (IGP) e Guanambi (GUA) fluem pela linha 02C1 (Fig. 1), e produzia uma perda significativa, de aproximadamente 10% do total, e, conseqüentemente, grandes prejuízos financeiros. É importante verificar que apesar da perda geral dessa distribuidora ser, em média, 10% do total de toda energia injetada, o circuito em questão contribuía de forma significativa para os valores registrados.

Tal fato, associado à crise energética brasileira, implicou na necessidade de melhorias na topologia supracitada, visto que essa se encontrava ineficiente e carecia de modificações para uma melhor utilização da energia elétrica disponibilizada no mercado.

B. Perdas elétricas em novembro

Após a realização das intervenções na rede, como descrito anteriormente, um novo levantamento de informações foi realizado considerando o mesmo dia da semana e os mesmos horários da condição operativa anterior, conforme a Tab. III.

TABELA III
Dados de demanda depois das intervenções.

Subestação	7/11 - 8h	7/11 - 13h	7/11 - 18h
	Demanda (kW)	Demanda (kW)	Demanda (kW)
BJS – Injeção	8.755	8.899	10.483
IGP - Carga	1.729	1.764	2.069
RIS - Carga	2.496	2.256	2.484
CAE - Carga	4.188	4.512	5.436

Tabela IV apresenta as perdas mensuradas após a realização das medições desconsiderando a carga alimentada pela SE GUA, uma vez que o suprimento desta SE foi alterado para a SE IGD durante a intervenção.

TABELA IV
Perdas medidas no subsistema depois das intervenções.

Contribuição	7/11 - 8h	7/11 - 13h	7/11 - 18h
	Demanda (kW)	Demanda (kW)	Demanda (kW)
Injetada	8.755	8.899	10.483
Carga	8.413	8.532	9.989
Perda	341	366	493
Perda(%)	3,90%	4,12%	4,70%

Após a análise dos dados, é possível constatar que o volume de energia elétrica perdida no subsistema estudado foi reduzido em função da intervenção que alterou o suprimento da SE GUA. Tal condição foi alcançada com a redução do fluxo de potência na linha 02C1 e a aproximação da SE GUA à outra fonte por meio da linha 02P5, conforme ilustra a Fig. 3.

Outro aspecto a ser salientado com a alteração topológica, é o aumento na oferta de energia para as regiões atendidas pelas subestações pertencentes ao estudo, e a possibilidade de expansão das redes de distribuição associadas.

Figura 4 apresenta as perdas associadas a topologia original, antes da inserção da nova SE IGD, e as perdas obtidas após as

intervenções, sendo estas considerando o mesmo dia da semana para os meses de setembro e novembro, respectivamente. É possível verificar que as perdas observadas nas linhas de distribuição estudadas (02Z1 e 02C1) foram reduzidas de forma significativa após a construção da nova linha de distribuição 02P5.

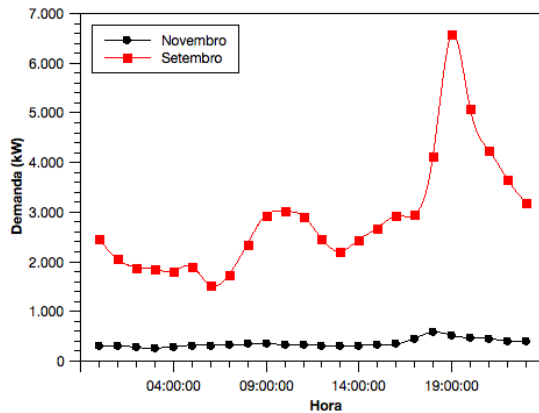


Fig. 4. Comparação das perdas elétricas antes e depois da intervenção.

C. Perdas elétricas no novo sistema da SE IGD

Com a mudança na topologia por meio da intervenção realizada no subsistema em análise, a SE GUA passou a ser atendida pela SE IGD, implicando na necessidade de uma nova avaliação das perdas elétricas associadas à essa nova condição operativa.

Adicionalmente as demandas, o registro das perdas elétricas, referentes as cargas da SE GUA, também foram recalculadas considerando a nova configuração operativa, na qual a potência injetada origina-se da SE IGD por meio da linha 02P5. A Tab. V apresenta as demandas e as perdas elétricas registradas na LT 02P5 que conecta a SE GUA após a realização das intervenções.

TABELA V
Dados da SE GUA após a intervenção.

Contribuição	7/11 - 8h	7/11 - 13h	7/11 - 18h
	Demanda (kW)	Demanda (kW)	Demanda (kW)
Injetada	16.992	15.408	16.440
Carga	16.793	15.206	16.243
Perda	198	201	196
Perda (%)	1,17%	1,31%	1,20%

A análise dos resultados obtidos com a alteração topológica mostra que houve uma redução considerável nas perdas elétricas associadas a SE GUA, mesmo quando se compara aos dados registrados somente na LT 02Z1 que liga SE GUA à IGP antes da intervenção. Tabela VI apresenta essas informações.

TABELA VI
Dados da SE GUA antes da intervenção.

Contribuição	5/09 - 8h	5/09 - 13h	05/09 - 18h
	Demanda (kW)	Demanda (kW)	Demanda (kW)
Injetada	13.990	13.780	17.620

Carga	13.228	12.617	16.002
Perda	762	1163	1618
Perda (%)	5,42%	8,44%	9,18%

Os resultados demonstrados anteriormente refletem a demanda energética perdida em alguns períodos do dia. Todavia, para uma verificação mais ampla, faz-se necessário o cálculo diário da energia dissipada na rede, visto que esta está diretamente relacionada com prejuízos financeiros. Nesse contexto, observou-se que as perdas diárias antes da intervenção eram em torno de 68.905,88kWh, enquanto que após a execução da obra, esse valor reduziu 8.149,25 kWh em média. Frente aos valores encontrados, fica constatado que a intervenção proporcionou uma maior eficiência do sistema de distribuição, pois houve uma redução drástica na energia perdida e permitiu uma expansão na rede elétrica da região.

D. Análise de Tensões

Além da análise das perdas elétricas nas linhas de transmissão, os comportamentos dos níveis de tensão também foram verificados em função da alteração topológica. Tal fato decorre da identificação prévia de grande variação do nível de tensão no decorrer do dia, principalmente devido ao comprimento da rede e a variação de demanda no sistema. Assim, a Fig. 5 apresenta os níveis de tensão registrados na chegada da SE IGP, na linha 02C1, antes e depois da intervenção.

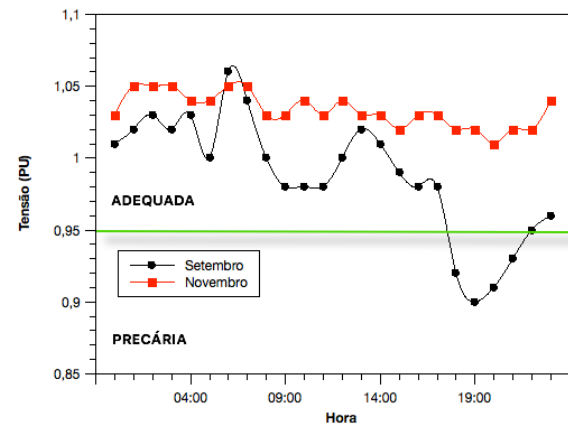


Fig. 5. Comparação dos níveis de tensão dos meses de setembro e outubro na SE IGP.

É possível verificar que em determinados momentos do dia, na configuração original do sistema, havia a violação dos níveis de tensão determinados pela ANEEL no módulo 8 do PRODIST, pois para o nível de tensão de 69kV, é determinado que o valor fique em uma faixa de $\pm 5\%$ do valor nominal para ser considerada adequada. A violação dessa norma pode implicar em multas e ressarcimento aos clientes conectados a SE.

Além da análise de tensão para o antigo circuito, também se fez por necessário examinar os níveis de tensão registrados na chegada da SE GUA, pois como já foi dito, era a subestação que mais contribuía para os resultados negativos do sistema estudado. Tais dados estão demonstrados na Fig. 6.

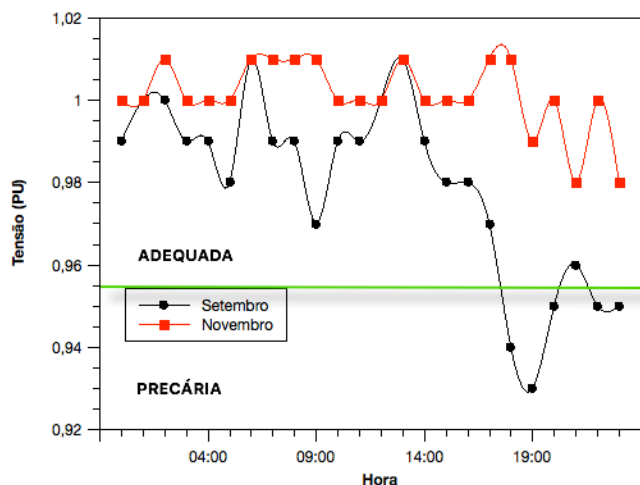


Fig. 6. Comparação dos níveis de tensão dos meses de setembro e novembro na SE GUA.

Na figura supracitada, é notório como os níveis de tensão foram melhorados na chegada da SE GUA com a mudança na topologia da rede. Fig. 6 mostra os níveis de tensão para o mês de setembro, quando a SE era suprida pela linha 02Z1 através da SE IGP e em novembro quando passou a ser atendida pela linha 02P5 através da SE IGD. Levando assim a uma melhora significativa na qualidade do produto ofertado pela concessionária.

Desta forma, além do que já foi exposto, a intervenção realizada permitiu uma adequação dos níveis de tensão, melhorando a qualidade do suprimento de energia elétrica para os consumidores, visto que a queda de tensão observada na linha de transmissão era menor do que a observada anteriormente.

VI. CONCLUSÃO

Os métodos de análise utilizados nesse trabalho permitiram identificar e verificar as necessidades de alteração topológica em um subsistema de distribuição de energia elétrica no interior do Estado da Bahia, visando uma melhora na qualidade do serviço e do produto prestado, uma maior eficiência na linha e o aumento do retorno financeiro com a diminuição das perdas elétricas.

O diagnóstico obtido com o levantamento e análise dos resultados do estudo de caso, mostrou a extrema necessidade do investimento na região para melhorar a qualidade da energia elétrica fornecida e a otimização do sistema.

A utilização de medições reais de campo, associadas com o estudo de fluxo de carga, permitiram constatar pontos de fragilidade operacional da rede, principalmente no que tange aos valores de perdas elétricas registradas e à violação dos níveis de tensão.

Tais informações evidenciaram e permitiram a realização das intervenções necessárias, pois foi reduzido consideravelmente as perdas elétricas registradas, a melhora dos níveis de tensão observados e a expansão da demanda elétrica disponível, pois era absolutamente necessária, visto que o sistema estava operando em situação crítica.

VII. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) e a Universidade Salvador (UNIFACS) pelo apoio disponibilizado no decorrer dos trabalhos.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] D. L. Flaten, "Distribution system losses calculated by percent loading," IEEE Transactions on Power Systems, Vol 3, No 3, August 1988.
- [2] T.C. Farqui, "Modelo para avaliação de oportunidades de oferta de geração distribuída," Doutorado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.
- [3] T.S. Lessa and A.C.S. Lima, "Avaliação da Eficiência Energética Obtida com Cabo Compósito de Fibra de Carbono No Núcleo para Linhas de Transmissão Aérea". Simpósio Brasileiro de Sistema Elétrico – SBSE, 2014.
- [4] M.A. Kashem; D.T. Le, M. Negnevitsky e G. Ledwich, "Distributed Generation for Minimization of Power Losses in Distribution System," IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [5] ABRADÉE – Associação brasileira de distribuidores de energia elétrica. Furto e Fraude de Energia, 2014.
- [6] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8, Resolução Normativa nº 641/2014
- [7] J. Bacelar, "Perda nos componentes de rede de distribuição" Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA.
- [8] W.V. Calil, "Determinação de fator de correção para cálculo de perdas magnéticas em núcleos de transformadores de potência pelo método elementos finitos," Mestrado em Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.
- [9] M.E. de Oliveira, "Avaliação de metodologias de Cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica" Doutorado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, São Paulo, 2009.
- [10] J. Choi e J. Kim, "Network reconfiguration at the power distribution system with dispersed generations for loss reduction", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol 4, 2000. IEEE
- [11] C.C.B. Oliveira, N. Kagan, A. Méffe, S. Jonathan, S. Caparroz e J.L. Cavaretti, "A new method For the computation of technical losses in electrical power distribution system", IEEE Electricity Distribution, Vol 5, No 482, 2001.
- [12] Cícero M.P. dos Santos, "Determination of electric power losses in distribution system", IEEE Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006.
- [13] Agência Nacional de energia elétrica (ANEEL). Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/Excel/Base_Perdas_Internetnov2015_19-11.xlsx> Acesso em: 28 mar. 2016