



Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Plataforma para Avaliação de Impactos Técnicos da Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica em Larga Escala na Rede de Distribuição

LEONADO HENRIQUE DE MELO LEITE(1); JOHNNY JOSÉ MAFRA JÚNIOR(1); LUCAS DE GODOI TEIXEIRA(1); PEDRO MACHADO ALESSI(2); FITec(1); CEB(2);

RESUMO

As fontes de energia fotovoltaica, principalmente aquelas empregadas na modalidade de geração distribuída conectada à rede de energia, têm experimentado forte crescimento no Brasil e com tendência de expansão. Embora essas fontes tragam benefícios direto ao consumidor, em especial pela autogeração para suprimento de parte de seu consumo de energia elétrica, elas podem impactar alguns parâmetros de qualidade da rede de distribuição quando inseridas em larga escala. Esse trabalho apresenta resultados de impactos técnicos da inserção de fontes de Geração Distribuída Fotovoltaicas (GDFV) dispersas em um alimentador da rede de distribuição, a partir de projeções de cenários de inserção dessas fontes em unidades consumidoras residenciais. Resultados mostram que, para alguns cenários de penetração, ocorre violação dos limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST. No que diz respeito às perdas técnicas, para os cenários estudados, observa-se diminuição dessas perdas em kWh com o aumento da penetração das fontes de GDFV, como consequência direta da diminuição da energia fornecida pela subestação. Tais resultados foram obtidos a partir de uma plataforma de avaliação de impactos técnicos da inserção de GDFV, desenvolvida segundo a metodologia proposta pela padronização IEEE 1547.7.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Distribuída Fotovoltaica, Impactos Técnicos e Econômicos, OpenDSS, Metodologia, Regulamentação

1.0 - INTRODUÇÃO

Considerando o arcabouço técnico, regulatório e econômico e observando as tendências internacionais na adoção de fontes renováveis de energia e implantação de geração distribuída em larga escala, pode-se dizer que o contexto é favorável para uma larga penetração dessa forma de geração no sistema elétrico brasileiro, o que já se evidencia pelo crescimento do número de conexões nos últimos anos. Atualmente existe cerca de 697 MW provenientes de fontes Geração Distribuída instaladas no Brasil, sendo 84% provenientes de fonte solar fotovoltaica (1).

No entanto, os modelos de negócios das concessionárias de energia podem sofrer ameaças frente ao crescimento acelerado na implantação de tecnologias que geram energia localmente ou no âmbito da rede de distribuição, reduzindo a necessidade de adquirir energia de fontes centralizadas. Por

outro lado, a implantação de fontes de geração distribuída em larga escala pode apresentar oportunidades para o setor, relacionadas à postergação de investimentos na rede de distribuição, redução de perdas técnicas, aumento da confiabilidade do serviço de energia, atendimento às comunidades isoladas, novos modelos de negócios apoiado por serviços ancilares (ex. regulação de tensão) e concepção de microrredes.

Esse trabalho apresenta resultados da análise dos impactos técnicos da inserção de geração distribuída em larga escala na rede de distribuição da CEB (Companhia Energética de Brasília), a partir de uma plataforma de software concebida segundo a metodologia proposta pela padronização IEEE 1547.7. Esse artigo apresenta a arquitetura da plataforma de software e a descrição dos seus principais blocos funcionais. Apresenta a metodologia utilizada para a avaliação dos impactos técnicos e a caracterização dos cenários de penetração de fontes de GDFV na rede de distribuição da CEB. Apresenta também o estudo de caso para um alimentador específico, com foco nos impactos causados na violação dos limites de tensão e perdas técnicas. E, por fim, apresenta as conclusões desse trabalho e proposta de trabalhos futuros.

2.0 - DESENVOLVIMENTO

2.1 Arquitetura e Metodologia

A FIGURA 1 ilustra a arquitetura geral da plataforma de software para análise de impactos técnicos e econômicos da inserção de fontes de geração distribuída em larga escala na rede de distribuição da CEB.

Os dados dos alimentadores da rede de distribuição sob análise são extraídos do sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Tais dados estão relacionados à topologia do alimentador, parâmetros técnicos da rede de distribuição, características dos equipamentos distribuídos na rede, características das cargas e curva de carregamento em base horária. Além dos dados dos alimentadores, diferentes cenários de penetração de fontes de geração distribuída, baseados na potência dessas fontes, na localização ao longo do alimentador e nas respectivas curvas de geração, também são parâmetros de entrada para o fluxo de potência.



FIGURA 1 - Arquitetura de Referência - Análise de Impactos - Inserção de GDFV

O fluxo de potência é executado em cenários sucessivos de simulação, definidos pelo módulo de avaliação dos impactos técnicos, de modo que os seus parâmetros de saída, relacionados aos níveis de tensão, corrente, potência ativa e reativa em diversos pontos de interesse da rede de distribuição, possam ser coletados e avaliados para cada situação. Os parâmetros de saída resultantes dos cenários de simulação do fluxo de potência constituem os dados de entrada para os módulos de avaliação dos impactos técnicos e econômicos, retratando os cenários de inserção de fontes de GDFV em larga escala.

A metodologia para a avaliação de impactos de inserção de GDFV é baseada na norma IEEE 1547.7 – “IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection” (2) e na regulamentação nacional fundamentada na resolução ANEEL 687 (3) e nos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (4) e (5).

2.2 Descrição do Circuito e dos Patamares de Carga e Consumo

O alimentador escolhido para a análise, identificado como 0409, atende boa parte da carga da região Asa Norte, em Brasília. Esta região é predominantemente residencial de média e alta renda, com reais possibilidades de inserção de GDFV. Este circuito possui topologia radial, com segmentos de média e baixa tensão, representados pelo modelo multifásico. O comprimento total dos condutores é de 42,57 km, sendo 11,06 km para 278 segmentos de média tensão e 31,51 km para 3.857 segmentos de baixa tensão. As características elétricas típicas dos condutores utilizados nos alimentadores da CEB podem ser encontradas em (6).

A rede primária, suprida em 13,8 kV, é representada por um equivalente trifásico equilibrado a três fios (ABC). Estes segmentos são interconectados às redes de distribuição secundária por 57 transformadores de distribuição trifásicos, todos na configuração triângulo no primário e estrela-aterrada no secundário, com tensões nominais de 13.8/0.38 kV, totalizando 6,4 MVA de capacidade de transformação. A rede secundária é composta por quatro fios (ABCN), sendo três fases e um neutro aterrado no transformador e no painel de serviço dos consumidores. Este alimentador é desprovido de dispositivos de regulação de tensão.

As cargas são modeladas em potência e impedância constante, utilizando-se um fator de alocação de 50% para englobar estas duas representações. Toda rede opera em regime permanente e sem chaveamentos, desconsiderando-se os transitórios eletromagnéticos, visto que os impactos analisados no presente trabalho são em regime permanente. O alimentador possui 6.353 consumidores alocados nas 57 redes secundárias, sendo 4.632 residenciais, 117 comerciais e 1.604 pontos de iluminação pública. Cada consumidor possui sua curva de carga e sua faixa de consumo mensal. Os perfis se diferem em 72 horas, representando um dia útil, um sábado e um domingo. É importante destacar que as representações dos diferentes tipos de consumidores são essenciais para analisar os impactos de GDFV, dado que a potência injetada na rede é a diferença entre geração e demanda.

Com o intuito de uniformizar a análise, determinou-se um perfil de carga agregado de carga para o alimentador em estudo. Para tal, realizou-se a soma ponderada das potências demandadas pelos consumidores em cada hora típica dos 12 meses do ano. A FIGURA 2 ilustra a rede primária georeferenciada do alimentador e o seu perfil de carga.

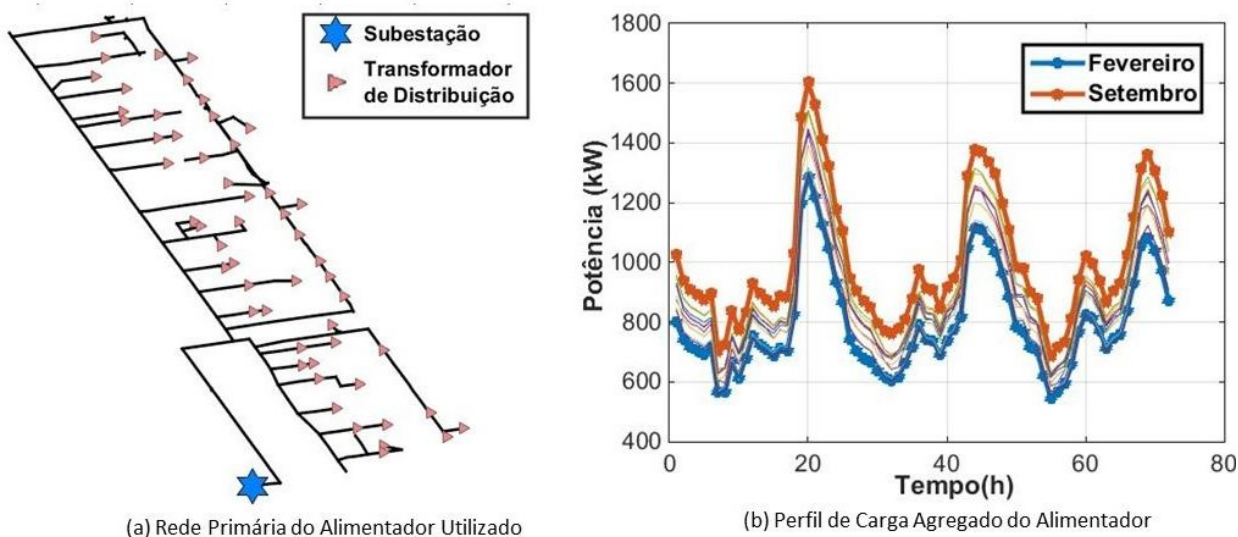


FIGURA 2- Rede Primária do Alimentador e Perfil Agregado da Carga

2.3 Modelagem do Sistema Fotovoltaico e Curva de Irradiação Típica

O modelo PVSystem do OpenDSS (7) assume que o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência rapidamente, o que simplifica a modelagem dos componentes individuais do sistema. Inicialmente, especifica-se a potência nominal neste ponto. Em sequência, este valor é ponderado pelas curvas normalizadas de Irradiação vs Tempo, Fator de Temperatura vs Temperatura no Painel e Eficiência do Inversor vs Potência.

A potência injetada na rede, em intervalos de maior geração, será a diferença entre esta ponderação com a respectiva potência de carga. A curva de irradiação típica do Distrito Federal foi obtida a partir de uma análise de uma base de dados de 365 dias disponibilizadas na página virtual do Instituto Nacional de Meteorologia (8). Na FIGURA 3 são exibidas, no mesmo gráfico, as curvas normalizadas da carga vista pelo alimentador e a irradiação solar característica da região.

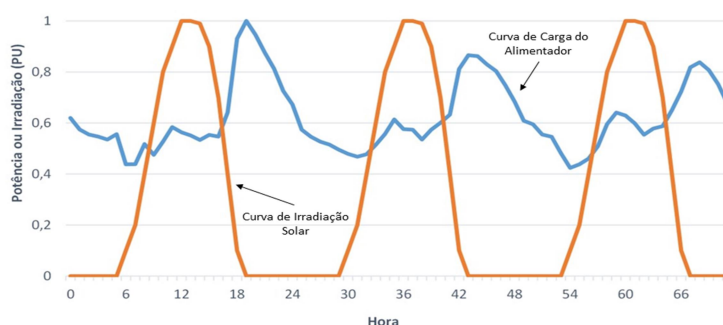


FIGURA 3 - Curva de Carga Vista pelo Alimentador e Irradiância Solar Característica Normalizadas

2.4 Metodologia para Geração do Cenário

As análises realizadas no presente trabalho são relacionadas às unidades de GDFV instaladas em consumidores de baixa tensão. No contexto da GDFV, cada cenário pode ser caracterizado por um conjunto de geradores solares conectados em diferentes pontos da rede elétrica, injetando potência durante um determinado período de interesse. Ou seja, variáveis como localização, potência nominal e fases de alocação são características importantes de um cenário, sucintamente descritas abaixo.

- **Localização:** Os consumidores foram selecionados de modo aleatório para alocação de um gerador solar, até que o número total de geradores nas redes de baixa tensão atingisse o percentual característico do cenário.
- **Potência Nominal de cada GDFV:** A potência instalada foi calculada com base no consumo médio mensal da respectiva unidade sorteada, admitindo-se que o consumidor instalaria GDFV para compensar 100% do consumo médio mensal, conforme (9).
- **Fases de Conexão:** As unidades de GDFV foram alocadas nas mesmas fases dos consumidores sorteados nos cenários.

Foram utilizados quatro cenários de inserção de fontes de GDFV: Leve, Moderado, Otimista e Crítico, em conjunto com o cenário sem GDFV, denominado de caso base, conforme descrito na TABELA 1 .

TABELA 1 - Cenários de Inserção de GDFV no Alimentador

Cenário	Unidades de GDFV Criadas	Percentual do Alimentador (%)	Capacidade (kWp)	kWp Médio
Base	0	0	0	0

Leve	50	0,803	245,13	4,81
Moderado	102	1,606	598,35	5,87
Otimista	205	3,211	1.038,44	5,09
Crítico	306	4,817	1.760,56	5,75

2.5 A Plataforma de Software

Para a realização dos estudos de impactos da inserção de GDFV, foi desenvolvida uma plataforma de software que possibilita a inserção de um cenário de dispersão de GDFV desejado e a execução dos testes de impactos técnicos e econômicos na rede de distribuição.

A aplicação principal da plataforma é baseada no *framework Electron* que faz interface com o OpenDSS, responsável pela execução do fluxo de potência. A integração da aplicação principal com o OpenDSS se dá através da interface COM/DLL. O fluxo de potência é executado em cenários sucessivos de simulação, de modo que as saídas de interesse sejam armazenadas para todas as situações de carga e cenários de análise. Os resultados são coletados em cada hora dos dias típicos. A FIGURA 4 ilustra a interface da plataforma e seus principais componentes.

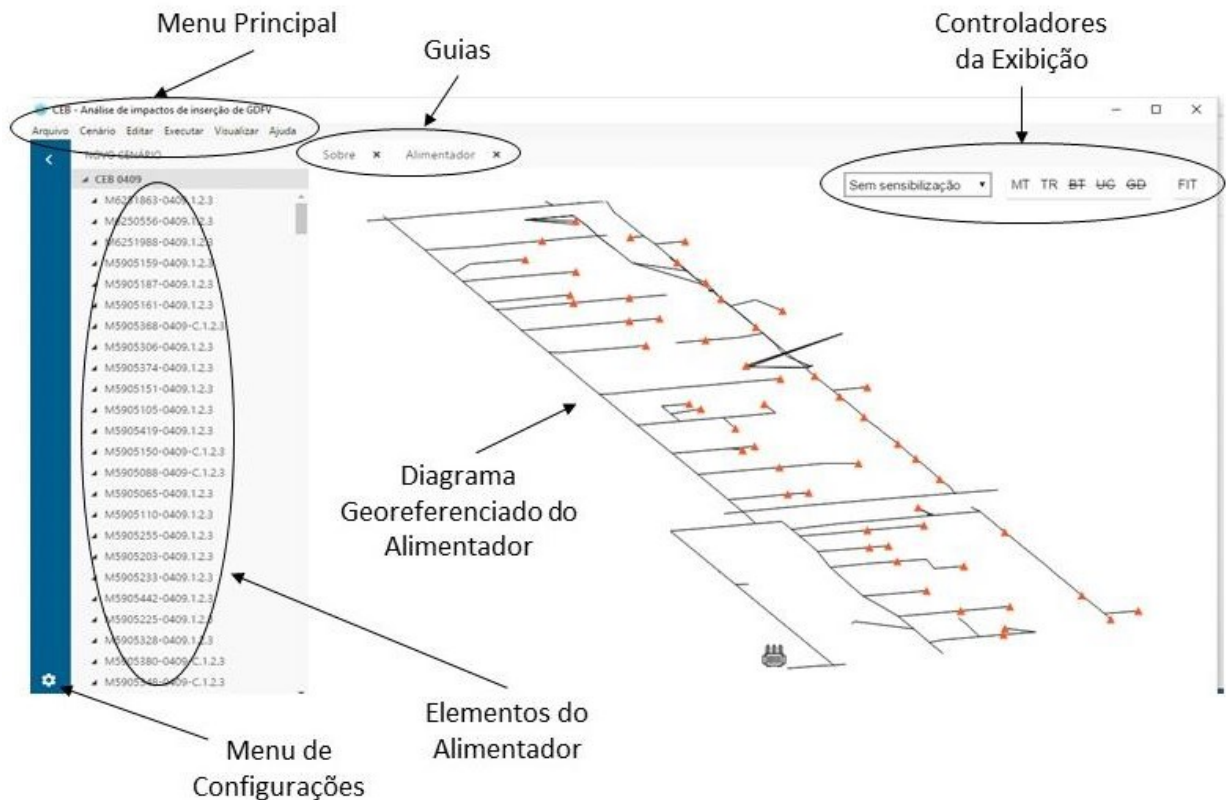


FIGURA 4: Elementos da Interface Gráfica da Plataforma de Software

No menu Editar está a operação de inserir GDFV. As inserções de GDFV podem ser:

- Aleatoriamente no alimentador, especificando-se um percentual do total de UCs.

- Aleatoriamente no(s) transformadores selecionados(s), também se especificando um percentual do total de UCs sob cada transformador selecionado.
- Especificamente na(s) UC(s) selecionada(s).
- Especificamente na(s) barra(s) MT selecionada(s).

No menu Executar estão agrupadas as três principais análises que podem ser feitas com o software:

- Análise de impactos técnicos
- Análise de impactos econômicos
- Valoração dos impactos técnicos e econômicos

Cada um dos itens do menu Executar contém as respectivas operações para análise. A análise de impactos técnicos contém os vários testes de simulação que podem ser executados, envolvendo fluxo de potência no alimentador corrente, e comparando-se o cenário base – ou seja, o alimentador sem inserção de GDFV – e o cenário correntemente selecionado. A análise de impactos econômicos agrupa um conjunto de indicadores e projeções macroeconômicas, permitindo várias análises de custo e viabilidade da implantação de GDFV na CEB. A valoração dos impactos técnicos e econômicos considera especificamente o cenário corrente e, considerando o período de análise configurado pelo usuário (diário, mensal ou anual), calcula as eventuais perdas financeiras que poderão advir da efetivação do cenário.

3.0 - RESULTADOS

3.1 Impactos na Tensão de Fornecimento dos Consumidores

As tensões de fornecimento dos 6.553 consumidores foram monitoradas ao longo das 72 horas típicas do mês de mínimo carregamento, sendo este o mais susceptível a elevações de tensão devido a reversão do fluxo de potência. As medições são realizadas por hora e a contabilização para consumidores com mais de uma fase é feita com base na mínima tensão entre fases.

Com o intuito de satisfazer os limites de níveis de tensão do alimentador, é importante prever o perfil de tensão para qualquer momento do dia e, dessa forma, caso existam instantes nos quais este critério não seja atendido, seja possível tomar medidas para melhorar o fornecimento, evitando danos ou funcionamentos inadequados de certos equipamentos das diversas unidades consumidoras.

Tradicionalmente, a tensão das barras reduz ao longo do alimentador devido as quedas de tensão nas impedâncias da rede. A medida que novos sistemas fotovoltaicos são conectados, estes valores tendem a aumentar por efeito da reversão do fluxo de potência, ou seja, para que uma unidade consumidora consiga exportar energia para a rede de distribuição, a tensão no ponto de conexão desta unidade deve ser maior do que a tensão das barras à jusante. Em um dia típico de baixa carga, este efeito pode se agravar, violando os limites regulamentados. No alimentador estudado, a maior elevação ocorreu às 13 horas de um dia útil típico, onde a tensão na fase C variou de 210,15 V, no caso base, para 234,06 V no cenário crítico. A FIGURA 5 ilustra os perfis de tensão vistos pela subestação nestes dois cenários.

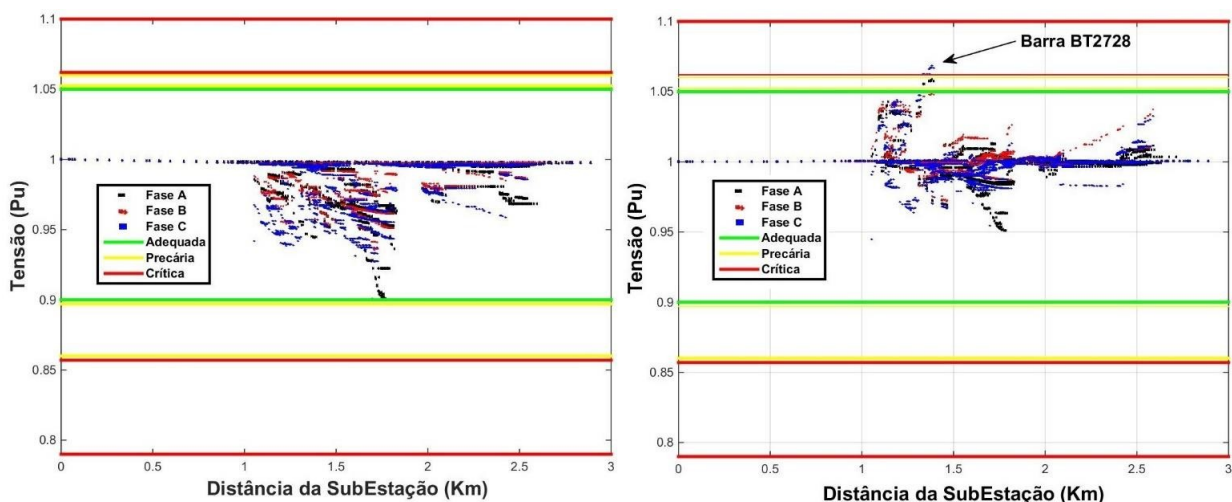


FIGURA 5 - Perfis de Tensão vistos pela Subestação às 13 horas de um dia útil típico de baixa carga: sem GDFV (b) com GD no cenário crítico

3.2 Perdas Totais do Alimentador

Neste estudo foram analisadas as perdas nos transformadores, no alimentador primário e nas redes de baixa tensão, ao longo dos 72 patamares de carga do mês de maior carregamento. A TABELA 2 resume estes cálculos nos cinco cenários de análise. Conforme observado nos números apresentados na tabela, a redução das perdas mensais em kWh do alimentador ocorre à medida que a inserção de GDFV aumenta, ou seja, menos energia é fornecida pela subestação. Entretanto, as perdas totais, em termos do percentual de energia perdida pelo alimentador, aumentam, exatamente devido ao fluxo de energia reverso, que provoca perdas técnicas nos transformadores e linhas de média e baixa tensão.

Esta ocorrência se justifica pelo fato de que a redução relativa da energia fornecida pela subestação não é a mesma da energia perdida. Por exemplo, ao comparar o caso base com o cenário crítico, verifica-se uma redução de 28,49% da energia fornecida pela subestação, ao passo que a redução das perdas totais (kWh) é de 9,5%. Dentro do percentual de perdas, a diminuição relativa também não é a mesma, onde a redução percentual nos transformadores é de 4,68%, enquanto que nas linhas de média e baixa tensão, a diminuição é de 23,81% e 19,22%, respectivamente. Ou seja, os transformadores podem ser apontados como os principais responsáveis pelo aumento da perda percentual do alimentador.

Em uma escala mais ampla, esta ocorrência poderia ter alguma implicação comercial para as concessionárias, ao passo que algumas metas de redução de perdas são especificadas em termos percentual e não da energia propriamente dita.

TABELA 2 - Resumo das Perdas Mensais Calculadas do Alimentador em Estudo

Cenário	Energia da Subestação (kWh)	Perdas Totais (kWh)	Perdas Totais (%)	Perdas nos Transformadores		Perdas nas Linhas de Média Tensão		Perdas nas Linhas de Baixa Tensão	
				kWh	Percentual da SE	kWh	Percentual da SE	kWh	Percentual da SE
Caso Base	96046	5357	5,578%	3673	3,824%	294	0,306%	1390	1,447%
Leve	91655	5202	5,676%	3621	3,951%	276	0,301%	1305	1,424%
Moderado	87377	5088	5,823%	3571	4,087%	261	0,299%	1256	1,437%
Otimista	79480	4987	6,275%	3538	4,451%	242	0,304%	1207	1,519%
Crítico	68683	4848	7,059%	3501	5,097%	224	0,326%	1123	1,635%

4.0 - CONCLUSÃO

Esse trabalho apresentou resultados de impactos técnicos da inserção de fontes de GDFV em larga escala na rede de distribuição da CEB. Em alimentadores mais propensos, o nível de penetração de sistemas fotovoltaicos pode atingir 3,06% das unidades consumidoras em um horizonte de 12 anos. A atratividade de geração distribuída ao consumidor é bastante sensível ao tempo de retorno do investimento, o qual pode ser acelerado pelas projeções de aumento constante das tarifas do consumo de energia e pelas condições favoráveis de produtividade da geração fotovoltaica no Distrito Federal.

Em dias de forte irradiação solar e horário de baixa carga, poderá haver um aumento significativo no fluxo reverso de energia na rede, acarretando sobretensão em alguns pontos, acima dos limites permitidos pelo código de rede. Em um cenário crítico de penetração, os estudos apresentaram violação dos limites de tensão na barra BT2728.

As perdas técnicas, em unidades de energia, tendem a diminuir à medida que a inserção de GDFV aumenta, justamente devido a menor necessidade de fluxo energético da subestação em direção à carga. Nos cenários estudados houve redução de perdas técnicas totais em kWh, embora o percentual de energia perdida no

alimentador aumente gradativamente, uma vez que a redução relativa da energia fornecida pela subestação não é a mesma da energia perdida nos elementos da rede.

Como continuidade desse trabalho propõem-se investigar técnicas de controle dos inversores das fontes fotovoltaicas, a fim de que essas possam auxiliar a rede de distribuição a partir do controle do fluxo de potência reativa dessas fontes nos respectivos pontos de acoplamento, em uma forma coordenada com os demais dispositivos de controle, tais como reguladores de tensão, banco de capacitores e transformadores com mudança de tap.

5.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores desse trabalho agradecem a Companhia Energética de Brasília - CEB Distribuição, a FITec – Fundação para Inovações Tecnologias e a ANEEL

– Agência Nacional de Energia Elétrica, por proverem as informações e os recursos necessários para a realização desse trabalho

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BANCO DE INFORMAÇÃO DE GERAÇÃO – BIG – ANEEL – Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acessado em: 11 de fevereiro de 2019.
- (2) IEEE 1547.7-2013 - Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection. New York, 2013.
- (3) ANEEL- Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, Brasília, 2015
- (4) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – ANEEL. Módulo 1 – Introdução. Revisão 10. Brasília, 26/12/2018
- (5) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – ANEEL. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Revisão 7. Brasília, 01/06/2017
- (6) NTD 1.02 - Nota Técnica de Distribuição. Critérios para Projeto de Redes Aéreas Urbanas Convencionais. Companhia Energética de Brasília – CEB. Brasília, 2002.
- (7) OpenDSS PVSystem Element Model - Electric Power Research Institute., 2011.
- (8) Instituto Nacional de Meteorologia – INMET - Estação Meteorológica de Observação de Superfície Automática. Disponível em: www.inmet.gov.br. Acessado em 20 de janeiro de 2018.
- (9) Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito – CRESESB. Disponível em: www.cresesb.cepel.br. Acessado em 20 de janeiro de 2018.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Leonardo Leite: Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG – 2016). Mestre em Engenharia Elétrica (UFMG – 2005). Graduação em Engenharia Elétrica (UFMG – 2000). Engenheiro Eletricista

Sênior da FITec – Fundações para Inovações Tecnológicas – há 18 anos, atuando como Coordenador Técnico de diversos projetos no campo da Engenharia Elétrica em concessionárias de energia e empresas do setor. Professor do Curso de Pós Graduação da PUC-MG. Áreas de interesse e atuação: Geração Distribuída de Energia, Redes Inteligentes de Energia (*Smart Grids*), Fontes de Energia Renováveis, Automação de Sistemas Elétricos de Potência, Co-Simulação de Sistemas de Energia e Telecomunicações.

Johnny Mafra: Graduação em Engenharia Elétrica pela UFMG (1988) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela USP (1992). Consultor Técnico Sênior na FITec com 30 anos de experiência em P&D e em Gestão e Planejamento. Engenharia de produtos eletrônicos, incluindo EMI e EMC, projetos para o setor de energia elétrica, Smart Cities e IoT em conjunto com parceiros no Brasil, Estados Unidos, Europa e China. Membro de Grupos de Trabalho da ABNT e Inmetro.

Lucas Teixeira: Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG – junho/2019). Possui Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP – Campus João Monlevade 2017). Atualmente é Especialista em Engenharia de Sistemas na FITec - Fundação para Inovações Tecnológicas. Atua e tem interesse em Sistemas Reais de Distribuição de Energia, Redes Inteligentes e Recursos Energéticos Distribuídos.

Pedro Machado Alessi: Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU 2008). Possui MBA em Gestão de Projetos pela Fundação Getúlio Vargas (2019). Engenheiro Eletricista da CEB – Companhia Energética de Brasília, desde 2010, onde atua no Gerenciamento do Planejamento Elétrico.