

Análise do Impacto da Inserção de Geração Distribuída de Fonte Solar Fotovoltaica no Fator de Potência da Rede Elétrica

Fernando H. G. Schmidt*; Carlos A. de Souza**; Mauricio Sperandio***

*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria - UFSM (Tel: +55 51 998.122.153; e-mail: fernandohgschmidt@gmail.com)

** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria - UFSM (Tel: +55 55 996.625.941, e-mail: souza.engeletrica@gmail.com)

*** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria – UFSM (Tel: +55 55 996.484.596, e-mail: mauricio.sperandio@ufsm.br)

Abstract: With the growing interest of consumers of electric energy for the benefits brought by the Distributed Generation (DG), there is a concern about the impact that such insertion will bring to the distribution networks. After the changes brought to the sector by the Normative Resolution (REN) 687/15 of the National Electric Energy Agency (ANEEL), which led to the rapid growth of the sector in the country, there was a need for studies in order to mitigate the technical and commercial impacts that this type of generation brings to the electricity sector. One of the points impacted by the insertion of generation with the load is the power factor (PF). As DG's billing is focused on the active energy delivered to the network, the generating agent is not encouraged to control the generation PF, which thus remains unitary, in order to produce only active energy. However, these consumers often also demand reactive energy, which necessarily needs to be provided by the network, as it is not generated by the DG units. As reactive energy is not billed to low voltage customers, a technical and commercial problem arises, as this energy still causes losses and services to the concessionaire's network. Thus, this work seeks to analyze the impact caused by the DG of a photovoltaic solar source on the PF of a distribution network with a simulation of an electrical system with DG in the OpenDSS software.

Resumo: Com o crescente interesse dos consumidores de energia elétrica pelos benefícios trazidos pela Geração Distribuída (GD), surge a preocupação com o impacto que tal inserção trará às – por muito inalteradas – redes de distribuição. Após as mudanças trazidas ao setor pela Resolução Normativa (REN) 687/15 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que levaram ao rápido crescimento do setor no país, surgiu a necessidade de estudos de modo a mitigar os impactos técnicos e comerciais que tal modalidade de geração traz ao setor elétrico. Um dos pontos impactados pela inserção de geração junto à carga é o fator de potência (FP). Como o faturamento da GD se dá pela parcela de energia ativa entregue a rede, o agente gerador não é incentivado a controlar o FP de geração, que permanece unitário, de modo a produzir apenas energia ativa. Contudo, estes consumidores muitas vezes demandam também energia reativa, esta que necessariamente precisa ser retirada da rede, pois não é gerada pelas unidades de GD. Como a energia reativa não é faturada para clientes da baixa tensão, surge um problema técnico-comercial, já que tal energia ainda ocasiona perdas e serviços à rede da concessionária. Assim, este trabalho busca analisar o impacto causado pela GD de fonte solar fotovoltaica no FP de uma rede de distribuição a partir da simulação de um sistema elétrico com GD no *software OpenDSS*.

Keywords: Distributed generation; Power factor; Solar Photovoltaic; Distribution network;

Palavras-chaves: Geração Distribuída; Fator de Potência; Solar Fotovoltaica; Rede de Distribuição;

1. INTRODUÇÃO

A energia é a base do crescimento econômico e tecnológico de qualquer sociedade. Garantir uma fonte de energia limpa, barata e confiável se tornou um objetivo chave da civilização nos últimos anos, muito devido à crescente preocupação ambiental e ao esgotamento de fontes não renováveis que atualmente representam a maior parcela da matriz energética.

Aliado à busca por fontes renováveis, um outro ramo dentro do setor elétrico ganhou notoriedade nas últimas décadas, a geração junto à carga. A chamada GD, tem como características principais ser mais limpa que fontes tradicionais, ser de investimento segregado e dividido pela sociedade e, como característica principal, estar junto da carga, sendo, portanto, distribuída no território. Os principais exemplos dessas gerações junto à carga são: energia eólica,

solar, cogeração, biomassa, entre outras (Dos Santos *et al.*, 2015).

O grande crescimento da GD no Brasil vem trazendo diversos desafios ao nosso setor elétrico. Desde a evolução na maneira de cobrança de energia até o planejamento da distribuição e da geração são afetados pela crescente inserção de novas unidades geradoras junto às cargas. Grande parcela da GD é composta pelas usinas fotovoltaicas (UFV), as quais representam de longe o maior salto em geração no ramo. Entre o fim de 2018 e o fim de 2019 a potência instalada em UFV's pulou de 397 MW para 1393,2 MW, representando um crescimento de 350% no período (Greener Estratégia e Pesquisa, 2019).

Dentre os diversos desafios técnicos impostos pela entrada da GD no sistema de distribuição de energia, existe um deles que representa também um problema comercial, o FP. Como já conhecido, o FP serve como parâmetro que pode categorizar a operação de um sistema de distribuição como eficiente ou ineficiente (Campas and Martinez, 2018), sendo definido pelo módulo 8 do PRODIST que ele deve estar compreendido entre 0,92 e 1,0 indutivo ou capacitivo (ANEEL, 2018).

Clientes atendidos em baixa tensão, representados como clientes do Grupo B, são faturados apenas pela energia ativa consumida, ou seja, o FP de sua carga não altera o valor faturado final. Esse aspecto, quando relacionado ao fato de que 81% da potência instalada em UFV's está justamente instalado em residências e comércios (ANEEL, 2020), dos quais a maior parcela das unidades consumidoras (UC's) destes tipos está enquadrada justamente no grupo B, mostra a dificuldade comercial que a rede irá enfrentar, já que a energia reativa consumida em prossumidores – consumidores que também produzem energia – não é cobrada. Sendo assim, o FP não é um parâmetro controlado em clientes atendidos em baixa tensão.

Esta questão, além de representar um problema comercial, caracteriza também uma dificuldade técnica. Sistemas fotovoltaicos *out of the box* são, normalmente, configurados e comissionados de modo a produzirem energia com FP unitário, ou seja, toda a energia produzida é energia ativa. Isso se torna um problema técnico pelo fato de que nem toda energia consumida pela carga do cliente é de energia ativa. Como a parcela de energia ativa retirada pelo cliente da rede da concessionária após a instalação do sistema FV passa a ser menor, já que ele está gerando internamente tal energia, a parcela de energia reativa retirada por ele se torna então mais expressiva, pois a parcela reativa permanece inalterada.

Enquanto essa inserção de GD não é significativa, a rede tende a lidar sem grandes impactos com tal situação. Em projeções mais longas, contudo, quando a inserção de UFV's na rede passa a ser expressiva, problemas de qualidade de energia devem começar a se tornar realidade. É este o cenário que é estudado e debatido neste trabalho, onde serão mensurados e apontados os impactos causados pela grande

inserção de geração solar fotovoltaica em uma rede de distribuição genérica.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A GD no Brasil teve seu marco regulatório no ano de 2012, a partir da REN 482/2012 da ANEEL. A REN 482 estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012), autorizando a entrada de geradores de até 100 kW de potência instalada denominados então como “microgeradores distribuídos” e maiores de 100 kW até 1 MW de potência instalada denominados “minigeradores distribuídos”. Além de definir os limites de potência para o enquadramento como GD, a REN 482 também instituiu o sistema de compensação de energia elétrica com base em créditos de energia, conhecido como *net metering*. Como disposto na REN, o prossumidor teria até 36 meses para consumir seus créditos de energia ativa, sendo após tal, estes expirados.

Com um crescimento tímido de GD instalada no país após a entrada em vigor da REN 482, houve então no ano de 2015 uma atualização da normativa, a REN 687. A atualização trouxe ao cenário da GD algumas mudanças, como por exemplo do enquadramento de micro e minigeração distribuída, sendo a primeira agora reduzida dos 100 kW da REN 482 para uma potência instalada menor ou igual a 75 kW, e a segunda – minigeração distribuída – superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas e ou menor ou igual a 5 MW para fontes renováveis – dentre elas fotovoltaica e eólica. Além das mudanças de enquadramento de micro e minigeração, houve a criação de novas modalidades de compensação de energia elétrica. A partir da REN 687 foram incluídas as modalidades de empreendimentos de múltiplas UC's, geração compartilhada e autoconsumo remoto, possibilitando assim um recebimento remoto dos créditos, ou seja, sem a geração de energia no local da carga beneficiada. Foi ainda ampliado o tempo máximo para compensação de créditos de 36 para 60 meses, e determinado que eventuais custos de adequações no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída seriam arcados integralmente pela distribuidora, exceto nos casos de geração compartilhada (ANEEL, 2015).

Com o aumento da atratividade no setor de GD após a entrada em vigor da atualização da normativa, em 2015, o setor elétrico começou a ver um crescimento exponencial na inserção de novas unidades geradoras. O volume de potência instalada – apenas de UFV's – passou de 9,7 MW ao fim de 2015 para mais de 3.500 MW no mês de Setembro de 2020 (ANEEL, 2020).

No gráfico apresentado na Fig. 1 é evidenciado o rápido crescimento após a implementação da REN 687, no ano de 2015. A partir desta atualização da REN 482 pôde-se verificar de fato o aumento inserção da matriz solar fotovoltaica por meio também de GD no país.

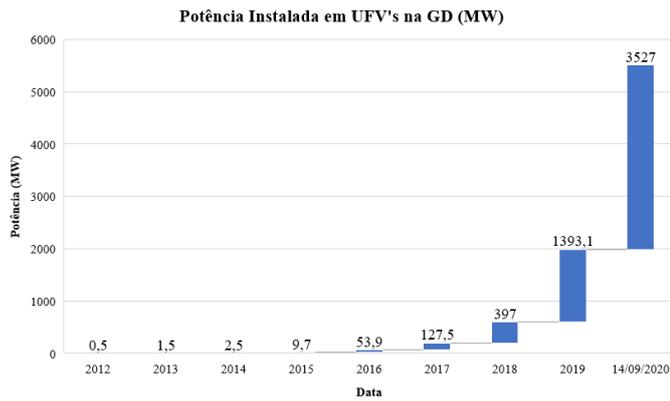


Fig. 1 Crescimento da potência instalada em UFVs no país.

Das 84 milhões de UC's de energia elétrica presentes no país atualmente, um montante de mais de 293 mil delas são também geradores de energia por meio de UFV's, ou seja, um total de 0,35% do total.

O crescimento do número de unidades consumidoras que se tornaram participantes do sistema de compensação de energia elétrica desde a criação da REN 482 em 2012 é apresentado na Fig. 2.

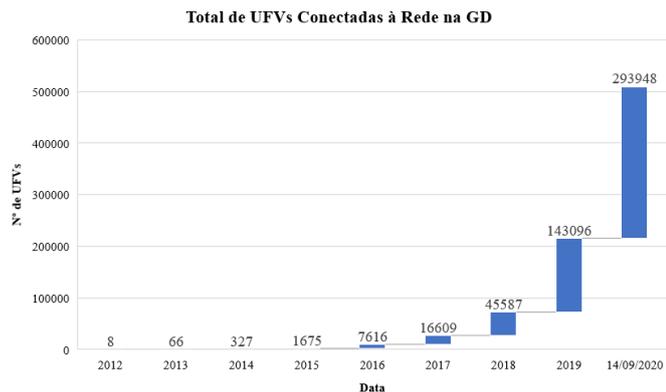


Fig. 2 Crescimento do número de unidades geradoras de fonte solar fotovoltaica conectadas à rede.

Uma das grandes características da GD é a distribuição territorial de acordo com a carga. Assim, de forma a evidenciar tal característica, é apresentado na Fig. 3 a disposição das UFVs no território brasileiro, que o abrangem inteiramente, porém naturalmente concentradas nas regiões com maior carga instalada;

A grande inserção e o crescimento exponencial do setor solar fotovoltaico no país também são justificados pelo elevado potencial brasileiro para esse tipo de geração, muito superior a países como Alemanha, por exemplo, que realizou grandes investimentos no setor. Para um comparativo entre os dois países, é apresentada a Fig. 4, onde verifica-se o potencial fotovoltaico médio por kWh/kWp/dia e anual. A irradiação brasileira varia entre 3,8 e 4,8 kWh/kWp/dia, muito acima da média da Europa, que varia em sua maior parte entre 2,0 e 4,0 kWh/kWp/dia. A nível global, contudo, existem regiões que

atingem níveis de potencial que superam os 6,0 kWh/kWp/dia.



Fig. 3: Distribuição das UFVs sobre o território brasileiro.

As regiões com maior potencial a nível global são a Austrália, norte e sul da África, Oriente Médio, parte da Ásia Central, parte do Paquistão, sudoeste dos Estados Unidos da América, além de México, Peru e deserto do Atacama, no Chile, onde neste as médias diárias chegam a atingir os 6,4 kWh/kWp (SOLARGIS, 2020).

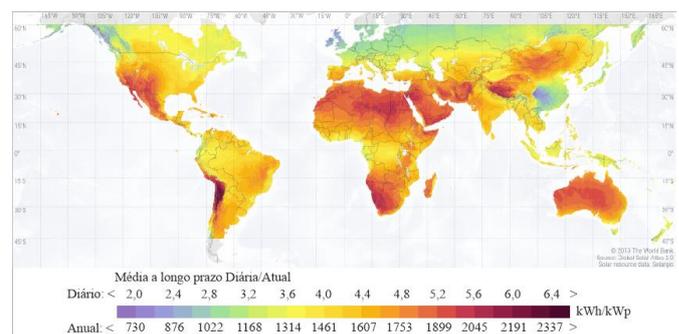


Fig. 4: Mapa mundi do potencial solar fotovoltaico.

Contudo, apesar do grande potencial solar fotovoltaico do país e do crescimento se demonstrar consistente, se mantendo firme nos últimos 5 anos, as normativas que regem o setor ainda são muito escassas em diversos temas. Um dos pontos essenciais não mencionados e definidos pelas normativas são os Serviços Ancilares (SA), que ainda não contam com diretrizes definidas para possibilitar a remuneração da GD por sua prestação à rede elétrica. A falta de incentivo financeiro para a prestação destes serviços essenciais para a qualidade e estabilidade do setor elétrico faz com que os gestores das UFVs enquadradas como GD busquem apenas a injeção de potência ativa na rede – independente do horário – e na maior proporção que as condições permitem, pois é ela que será faturada, assim, deixando de contribuir tecnicamente com a rede.

3. SERVIÇOS ANCILARES

Os SA são serviços tradicionalmente associados a venda de energia elétrica, não correspondendo propriamente à energia em si. Os SA são em suma todos os recursos e ações que

contribuem com a continuidade do fornecimento, de forma linear e confiável, garantindo assim a qualidade e a segurança na energia e no fornecimento. Dentro dos SA estão presentes os serviços de reserva de potência ativa, potência reativa, regulação de frequência e controle de tensão (Chaves, 2009).

Enquanto o mercado de energia segue pelo caminho da privatização buscando o aumento de competitividade e eficiência, fica claro que os SAs necessitam também de uma mudança de abordagem. Para garantir a atratividade aos SAs, faz-se necessário seu desmembramento e sua remuneração. Isso se mostra cada vez mais necessário ao ponto que a geração de energia elétrica sai das mãos do estado – que por sua vez prestava os SA sem remuneração específica – e passam para as mãos privadas, tanto de geração centralizada (GC) quanto de GD, que por sua vez buscam naturalmente os serviços financeiramente mais vantajosos.

A GD pode, com a correta normatização e valoração, passar a ser um importante elemento no fornecimento de SAs locais. A eletrônica de potência oferece diversas possibilidades para a adequação dos perfis de tensão e frequência nas redes, beneficiando assim tanto os usuários da rede, a própria rede e o proprietário da GD. Dentre os SA que a GD pode fornecer, podemos citar serviços tais como: Controle de Tensão, regulação, suprimento de reserva, estabilidade e reserva de rede, entre outros (Alsokhiry, Adam and Lo, 2012). Contudo, focaremos neste trabalho no suprimento de energia reativa, de modo a retirar da geração centralizada a totalidade dessa função, buscando assim a redução de perdas causadas pelo fornecimento de reativos e a necessidade de instalação de elementos provedores de reativos nas linhas de distribuição e transmissão, tais como bancos de capacitores. Deste modo, buscando deixar a carga da GD a regulação do FP e da tensão.

4. ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA EM UM ALIMENTADOR

A fim de realizar uma análise quantitativa do impacto da inserção de geração fotovoltaica em um alimentador com diferentes elementos, foi realizado a partir do software *OpenDSS* uma simulação em um sistema com as características apresentadas abaixo:

- Tensão de subtransmissão: 69 kV
- Tensão de distribuição primária: 13,8 kV
- Transformador alimentador: 5MVA - 69/13,8 kV
- Carga 1: 6MW / FP = 0,9i (potência da carga varia conforme curva de demanda)
- Carga 2: 2MW / FP = 0,9i (Carga fixa)
- Gerador Diesel: 1,5MW / FP = 0,9i (Geração Fixa)
- UFV: 3MW / FP = 1 (Geração variável conforme curva de geração diária)
- Capacitor: 500 kVAR / 13,8 kV
- Curva de Demanda Carga 1: 0.2 0.3 0.35 0.4 0.45 0.7 0.8 0.6 0.5 0.55 0.4 0.45 0.4 0.5 0.6 0.65 0.8 0.9 1 0.95 0.7 0.4 0.3 0.2

- Curva de Geração da UFV: 0 0 0 0 0 0.3 0.44 0.58 0.74 0.88 1 0.9 0.83 0.76 0.65 0.54 0.33 0 0 0 0 0

Deste modo, é apresentado na Fig. 5 o diagrama dos elementos do circuito simulado no software *OpenDSS*. O circuito baseia-se em uma rede de subtransmissão de 69 kV, rebaixada para tensão de distribuição de 13,8 kV por um transformador de potência de 5 MVA. A distribuição conta com duas gerações, sendo a primeira fixa, de fonte diesel, com 1,5 MW de potência e FP igual a 0,9. A segunda geração tem característica variável, conforme curva de geração apresentada, de fonte solar fotovoltaica e com potência máxima de 3 MW, de FP unitário. Além das gerações a distribuição conta com um capacitor para regulação de tensão e provisão de reativos de 500 kVAR e duas cargas. A carga 1 é variável conforme curva de demanda apresentada, e potência máxima de 6 MW e FP de 0,9 indutivo. A carga 2 é fixa com potência de 2 MW e FP também igual a 0,9 indutivo.

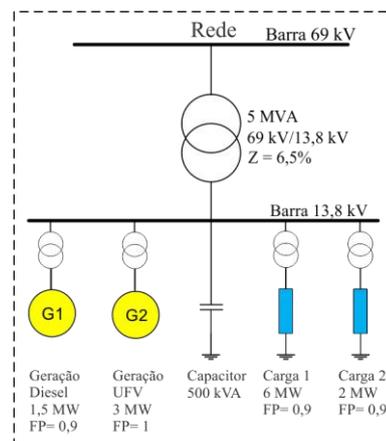


Fig. 5: Diagrama do circuito simulado.

Deste modo, foi avaliado o comportamento do alimentador no decorrer de 24h com carga típica de um dia de semana e de geração de um dia de verão com céu descoberto. A carga total tem potência máxima vista pelo transformador entre as 18h e 20h, com a geração máxima ocorrendo naturalmente entre as 10h e 14h.

A partir da Fig. 6 observa-se o comportamento da carga vista pelo transformador do alimentador e do FP visto pelo mesmo.

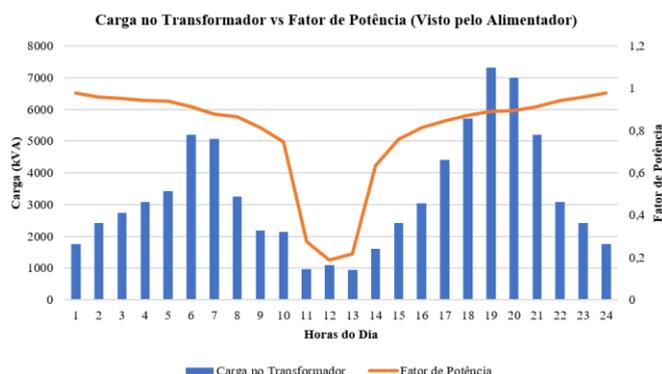


Fig. 6: Carga no transformador do alimentador e FP visto pelo mesmo.

O comportamento da carga no transformador é esperado, visto que o momento de menor carga no transformador coincide com o momento de maior geração solar fotovoltaica. Deste modo, as cargas presentes no alimentador são atendidas via rede de distribuição de 13,8 kV pela geração da UFV, que provê a maior parcela da potência consumida pelas mesmas, e também pela geração a diesel.

Assim, o FP visto pelo transformador no mesmo período de grande geração fotovoltaica cai para níveis próximos de 0,2, o que é explicado pela característica do FP da geração fotovoltaica e das cargas.

A UFV inserida no alimentador tem característica de injetar apenas potência ativa, ou seja, apresenta FP unitário. As cargas presentes no alimentador por sua vez apresentam característica de FP não unitário, igual a 0,9, consumindo, portanto, uma parcela de potência reativa. Esta potência reativa demandada pelas cargas não é atendida pela UFV, restando, portanto, para a rede o papel de prover tal reativo. Com isso, a potência entregue pelo transformador alimentador no intervalo de maior geração fotovoltaica tem característica principalmente reativa, reduzindo assim o FP da rede aos níveis apresentados na Fig. 6.

O período de maior carga visto pelo transformador se dá entre as 18h e 21h, período este em que a participação da geração fotovoltaica reduz a zero. Já o período de FP mais próximo ao unitário visto pelo transformador alimentador é notado entre as 22h e 2h, momento em que a geração fotovoltaica é nula e a carga total no alimentador diminui.

Considerando curvas de geração (representado pela curva A) e consumo (representado pela curva C), apresentados na Fig. 7 (Adaptado de *I9 Solar*, 2019), fica evidente a ligação entre o baixo FP observado entre as 10h e 14h, explicado pela discrepância entre a alta geração e o baixo consumo das cargas no período. Durante as 18h e as 6h, horário representado pela curva B, onde não há geração solar fotovoltaica, e todo o consumo provém da rede e do gerador diesel, se observa a elevação do FP visto pela rede.

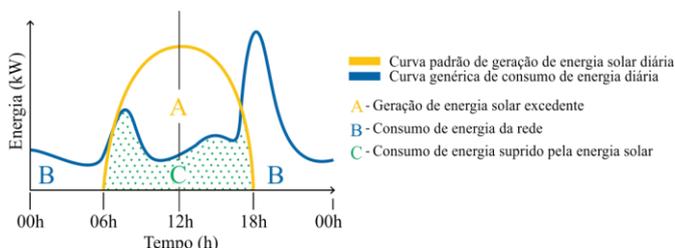


Fig. 7: Curvas típicas da UFV e da carga.

Na figura 8 é apresentado o comparativo entre a geração da UFV e a carga total na rede de distribuição do alimentador

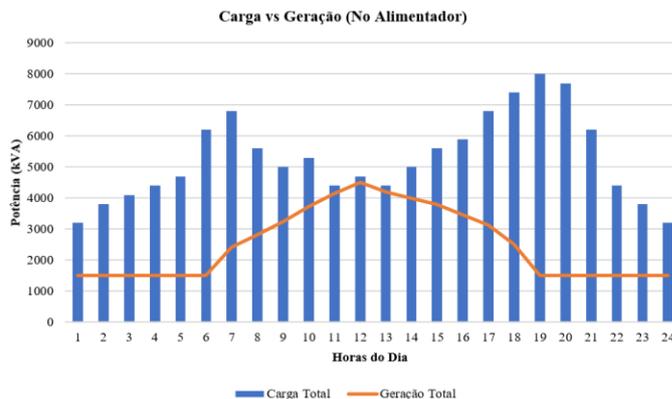


Fig. 8: Gráfico comparativo de carga total e geração da UFV no alimentador.

Pode-se perceber que no período de maior geração solar fotovoltaica tem-se quase totalmente a carga atendida pela geração interna do alimentador, aliviando assim a carga no transformador do mesmo. De fato, no momento de maior geração fotovoltaica, o transformador atua injetando energia na rede de subtransmissão, pois, além da geração da UFV existe ainda a geração fixa do gerador diesel. Isso explica o motivo de o transformador ainda apresentar uma potência de transformação de aproximadamente 1 MVA.

5. CONCLUSÕES

A inserção da GD tende a causar alguns impactos nas redes de distribuição que não podem ser ignorados. De modo geral, a inserção a nível nacional ainda pode ser considerada baixa, na ordem dos 0,37%. Porém, mesmo com uma inserção baixa, muitos alimentadores em específico já lidam com alta geração interna, sofrendo muitas vezes com impactos na qualidade de energia.

Como visto nas simulações realizadas, o FP em alimentadores com alto nível de inserção de geração interna tende a ser fortemente impactado quando não se controla o índice de produção de reativos por estes geradores. Desta forma, fica evidente a importância da preocupação normativa sobre este assunto, de modo a não comprometer a qualidade de energia por conta da geração junto à carga.

Tais complicações que surgem em conjunto com a GD evidenciam a importância da agilidade na evolução das normativas do setor elétrico, que se têm tornado muito mais fluido no decorrer dos últimos anos, muito por conta de o poder decisivo ter passado das mãos do estado e/ou empresas privadas para também dos próprios consumidores.

Assim, as normativas do setor devem evoluir comercialmente de modo a incentivar o ajuste de produção de reativos pela GD, faturando para o prossumidor a energia reativa produzida e cobrando do mesmo caso esta seja apenas provida pela rede, tirando assim o peso da reserva de reativo da GC.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2020) *Geração Distribuída ANEEL*. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp (Accessed: 22 October 2019).
- Alsokhiry, F., Adam, G. P. and Lo, K. L. (2012) 'Contribution of distributed generation to ancillary services', *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*. doi: 10.1109/UPEC.2012.6398451.
- ANEEL (2012) 'Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa 482'.
- ANEEL (2015) 'Agência Nacional de Energia Elétrica - Resolução Normativa 687'.
- ANEEL (2018) 'Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica', *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*, 8, p. 88. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisão_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9.
- ANEEL (2020) *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída: Resumo por Classe de Consumo*. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp (Accessed: 26 May 2020).
- Campas, C. N. A. and Martinez, M. M. (2018) 'Interaction between photovoltaic power systems and distribution power systems: Impact on the power factor and energy losses', *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing, ROPEC 2017*, 2018-January (Ropec), pp. 1–6. doi: 10.1109/ROPEC.2017.8261589.
- Chaves, F. D. M. (2009) 'Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos', p. 146. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000775351>.
- Greener Estratégia e Pesquisa (2019) *Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico GD*. Disponível em: <http://greener.greener.com.br/estudo-gd-1sem2019>.
- Dos Santos, L. L. C. *et al.* (2015) 'Methodology for long-term forecasting to insertion of DG in distribution systems', *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, 2015-November. doi: 10.1109/UPEC.2015.7339945.
- I9 Solar - *Aquecimento e Energia Solar Fotovoltaica - Indaiatuba e Região* (2019). Disponível em: <https://www.i9solar.com/solucoes/energia-solar-fotovoltaica/> (Accessado: 14 de Setembro de 2020).
- SOLARGIS. Solar resource maps and GIS data for 200+ countries. 2020. Disponível em: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/overview>.