

Análise do ilhamento de Geração Distribuída por meio da reconfiguração automática de redes de distribuição para melhoria dos indicadores de continuidade

Seldo Pletsch Junior * Paulo Ricardo da Silva Pereira **

* *Escola Politécnica, Unisinos, RS, (e-mail: spletsch@edu.unisinos.br).*

** *Escola Politécnica, Unisinos, RS, (e-mail: prpereira@unisinos.br).*

Abstract: The search for quality in any form of service provision is a daily matter. Electricity is what drives a large part of the economy and contributes effectively to the society comfort. Therefore, uninterrupted supply of electricity is an interesting target, then the study of alternative and independent supply of main source is necessary. This article presents a study of the impacts of the insertion of a Distributed Generation plant, with photovoltaic characteristics, in a distribution network and aims to propose the creation of adaptative microgrids through the islanding of the generation system. The impacts on the voltage levels in permanent regime are approached and compared considering the scenarios with and without Distributed Generation operating in parallel with the main supply and, finally, the impacts of islanding of different portions of the system are analyzed, which are determined interactively according to the generation capacity and load demand at different times.

Resumo: A busca por qualidade em qualquer forma de prestação de serviço é assunto cotidiano. A energia elétrica é o que move grande parte da economia e, não menos importante, contribui, efetivamente, para a noção de conforto da sociedade. Sendo assim, o fornecimento ininterrupto de energia elétrica é um alvo interessante a se almejar e, dessa maneira, o estudo de alternativas para o fornecimento alternativo e independente da fonte principal é necessário. O presente trabalho apresenta um estudo dos impactos da inserção de uma usina de Geração Distribuída, com características fotovoltaicas, em uma rede de distribuição e tem como finalidade a proposição da criação de microrredes adaptativas através do ilhamento do sistema de geração. São abordados e comparados os impactos nos níveis de tensão em regime permanente considerando os cenários com e sem Geração Distribuída operando em paralelo com a alimentação principal e, por fim, são analisados os impactos do ilhamento de diferentes porções do sistema, que são determinadas interativamente de acordo com a capacidade de geração e demanda de carga em diferentes horários.

Keywords: Smart Grids; Reconfiguration of Distribution Networks; Distributed Generation Island; Microgrids; Electricity Quality.

Palavras-chaves: Redes Elétricas Inteligentes; Reconfiguração de Redes de Distribuição; Ilhamento de Geração Distribuída; Microrredes; Qualidade da Energia Elétrica.

1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico, assim como qualquer outro negócio do mundo contemporâneo, vem sendo pautado por assuntos inovadores provindos da indústria 4.0, que tem por base o uso da internet das coisas, *big data* e inteligência artificial. O sistema elétrico de potência (SEP) e a indústria 4.0 se unem no conceito de Rede Elétrica Inteligente (REI).

A REI é uma inovação disruptiva, onde tem-se a integração de tecnologias digitais, recursos computacionais e comunicação intensa. Além disso, primordialmente, a REI tem como características a resposta a demanda, que nada mais é do que a redução de carga de acordo com a disponibilidade de geração, medição eletrônica do consumo de energia elétrica, restauração automática do sistema de distribuição, qualidade da energia, eficiência energética e

a integração de Geração Distribuída (GD), essencialmente provinda de fontes renováveis.

A qualidade da prestação de serviço das concessionárias de energia elétrica é aspecto chave das REIs e determinante quando trata-se da qualidade de vida e de crescimento econômico, haja visto que a suspensão do fornecimento de eletricidade pode ocasionar perdas substanciais a comércios, indústrias, hospitais e, até mesmo, a consumidores residenciais. Para o controle e resguardo da qualidade do serviço, as concessionárias fornecem indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que por sua vez estabelece limites para cada concessionária e conjunto de consumidores e, quando os limites são extrapolados, há o pagamento de multas e compensações. O conceito de Geração Distribuída, com geração mais próxima dos

consumidores, desfaz a pura dependência dos grandes empreendimentos de geração, geralmente, localizados a grandes distâncias. O conceito de GD, juntamente com o de reconfiguração automática de redes de distribuição, além da redução das perdas nas longas linhas de transmissão, participação ativa dos consumidores no sistema e integração de fontes de energia renováveis traz a possibilidade da criação de microrredes locais. Dessa forma, a Geração Distribuída pode suprir o fornecimento de energia elétrica a uma parcela dos consumidores quando há alguma falta na rede ou, até mesmo, a interrupção do fornecimento de energia elétrica por parte da geração principal.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Continuidade do fornecimento de energia elétrica

A concessionárias de energia elétrica são avaliadas pela ANEEL levando em conta, além dos aspectos referentes à conformidade do produto, a continuidade do serviço, que diz respeito à disponibilidade da energia elétrica ao consumidor. Cada uma das concessionárias possui limites diferenciados, com base no seu próprio histórico.

Os indicadores de continuidade são divididos em individuais e coletivos. Sendo os individuais: DIC (Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão), FIC (Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão), DMIC (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão) e DICRI (Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão). Os indicadores de continuidade coletivos são o DEC (Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e o FEC (Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora), sendo calculados de acordo com (1) e (2). (ANEEL, 2018).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (2)$$

Sendo "i" o índice de unidades consumidoras faturadas no conjunto e "C_c" o número total de unidades consumidoras faturadas no conjunto.

Os indicadores DIC e FIC são dados por (3) e (4).

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3)$$

$$FIC = n \quad (4)$$

Onde "i" é o índice de interrupções da unidade consumidora no período apurado e "n" o número de interrupções da unidade consumidora.

2.2 Redes Elétricas Inteligentes

A demanda por maior qualidade e confiabilidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, a inserção de fontes re-

nováveis, a participação ativa do consumidor no sistema de distribuição por meio da Geração Distribuída e, sobretudo, o avanço tecnológico são alicerces para a concepção de um sistema elétrico inteligente. O conceito de REI busca por redes mais confiáveis, mais seguras, econômicas, eficientes e mais amigáveis ao meio ambiente. A rede inteligente não deve ser tomada como um conceito fechado e imutável, mas, segundo USA - Department of Energy (2009), como uma visão a ser completada seguindo as necessidades do mercado onde está inserida.

A modernização do SEP passando por geração, transmissão, distribuição e usuário final, assumindo o grande desenvolvimento da capacidade de comunicação e de processamento de dados dos integrantes do SEP, são aspectos determinantes para o conceito de rede elétrica inteligente, pois permitem o controle e monitoramento do sistema como um todo. Sendo assim, a REI pode ser entendida como a convergência e integração intensa de tecnologia da informação, com alta capacidade de comunicação, com o sistema de potência. (Farhangi, 2010).

Como características fundamentais das REIs, Falcão (2009) traz:

- a) autorrecuperação do sistema;
- b) participação ativa do consumidor;
- c) alta qualidade de energia;
- d) integração de várias fontes de energia;
- e) redução do impacto ambiental em decorrência da diminuição de perdas e inserção de fontes de energia renováveis;
- f) viabilização da competitividade do mercado de energia com a inserção de microgeração e minigeração.

2.3 Geração Distribuída

A demanda por energia cresce de maneira progressiva, mas, em contraponto, as fontes de energia convencionais, com destaque para os recursos energéticos fósseis, estão se esgotando. Além do esgotamento, há a necessidade constante de procurar formas de reduzir a poluição causada pelos combustíveis fósseis, que passa, primordialmente, pela busca de novas fontes de energia. Dessa forma, a ideia de produzir energia localmente, ou seja, próximo dos consumidores, com fontes não convencionais e renováveis conectadas na rede de distribuição (RD) é uma saída. Esse conceito é chamado de Geração Distribuída e é definido dessa forma para haver a diferenciação dos geradores convencionais centralizados. As fontes de energia podem ser gás natural, biocombustível, eólica, fotovoltaica, etc. Conceitualmente, a GD não despacha energia de forma centralizada, ou seja, alimenta as cargas locais, não é o gerador principal e serve como alternativa local, tem potência de até 50 MW e é conectada, geralmente, em baixa tensão. Pela proximidade de geração e carga, as perdas de transmissão são reduzidas. (Chowdhury et al., 2009).

Pelo fato da sua entrega usual ser em baixa tensão, a GD permite a conexão de outros elementos de geração na rede, assim pode haver a criação de uma microrrede. (Chowdhury et al., 2009).

A conexão de geradores distribuídos ao sistema de distribuição enquadra-se no conceito de redes de distribuição ativas, ou seja, com fluxo de potência bidirecional, o que

traz diversos problemas às redes de distribuição convencionais, que tem funcionamento radial. De acordo com Chowdhury et al. (2009), para implantação de redes ativas é necessário o foco nos estudos de:

- a) controle ativo da área;
- b) proteção e controle adaptativos;
- c) dispositivos para gestão da rede;
- d) simulação da rede em tempo real;
- e) implementação de sensores e medições avançadas;
- f) comunicação dos equipamentos integrantes do sistema;
- g) extração de dados de maneira inteligente;
- h) estudo na inovação dos sistemas de distribuição e transmissão.

3. METODOLOGIA E ESTUDO DE CASO

A fim de avaliar o impacto da inserção da Geração Distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica foram analisados, considerando o regime permanente, três cenários:

- a) rede de distribuição operando sem conexão de Geração Distribuída;
- b) rede de distribuição com Geração Distribuída operando em paralelo com a alimentação principal, ou seja, o fornecimento da concessionária;
- c) rede de distribuição operando com a Geração Distribuída ilhada.

O alimentador escolhido para realização das simulações foi uma versão adaptada do 123 *Node Test Feeder* do IEEE, que, segundo IEEE (2014), é caracterizado por trechos de redes subterrâneos e aéreos, presença de reguladores de tensão, banco de capacitores em derivação (*shunt*), cargas desequilibradas e chaves para manobra. Por meio do *OpenDSS* e com o intuito de ter uma configuração de sistema mais próxima da realidade brasileira, a rede teve sua tensão nominal modificada de 4,16 kV para 13,8 kV e teve o comprimento original das linhas multiplicado em dez vezes, assim o circuito passa a apresentar perdas significativas e há queda de tensão ao longo do sistema.

As cargas presentes no sistema seguem os modelos de potência constante, impedância constante e corrente constante e são conectadas em média tensão, pois foi assumido que todas elas são pontos de entrega a transformadores rebaixadores. As cargas foram conectadas à rede de distribuição em Delta (Δ) ou Estrela (Y), com tensões de alimentação de 13,8 kV ou 7,967 kV, e a cada uma delas foi atribuída uma curva de consumo seguindo os padrões residencial, comercial ou industrial.

Além da definição do perfil de consumo, fez-se necessário atribuir o número de consumidores correspondente a cada umas das cargas, a fim de calcular os indicadores de continuidade. Nesse estudo, foram considerados 2,5 kVA e 4,5 kVA por consumidor residencial e comercial, respectivamente. As cargas de perfil industrial representam um único consumidor. O número de consumidores por classe de consumo é apresentado na Tabela 1.

A usina de minigeração adotada para realização das simulações possui as características vistas na Tabela 2. O fator de potência do gerador foi definido como 0,8 capacitivo,

Tabela 1. Número de consumidores por classe de consumo

Residencial	Comercial	Industrial
648	265	7

pois as cargas presentes na rede de distribuição demandam potência reativa. Assim, pelo fato da conexão do RED ser feita em média tensão, se faz necessária a utilização de um transformador elevador, onde a tensão de 380 V é elevada para 13,8 kV.

Tabela 2. Características da Geração Distribuída adotada nas simulações

Potência ativa	2 MW
Potência reativa	1,5 Mvar
Potência aparente	2,5 MVA
Fator de potência	0,8
Conexão	Δ
Tensão	380 V

A escolha do ponto de conexão da GD é um aspecto importante da análise, assim, com o objetivo de ter a menor perda total com a conexão da minigeração foi realizada, de maneira interativa por meio de algoritmo desenvolvido em Python, a simulação da conexão do gerador em todas as barras trifásicas da rede de distribuição em análise, considerando demanda máxima e geração capaz de suprir a totalidade de cargas, tendo como resultado a perda global em cada situação. Assumindo a conexão otimizada, parametrizando aqui o ponto ótimo como sendo a situação de menor perda global, opta-se por conectar a GD na barra 52, onde o sistema apresenta a perda global de 53,412 kW, esse valor correspondendo a 1,685% da carga ativa total do sistema operando com demanda máxima.

As curvas de geração atribuídas a GD descrevem o comportamento de um sistema de geração fotovoltaico, onde o período de geração está situado entre às 6 e 18 horas. As curvas de geração utilizadas nas simulações, vistas na Fig. 1, são baseadas no levantamento de geração real de um sistema de geração fotovoltaico, considerando um dia ensolarado e outro parcialmente encoberto.

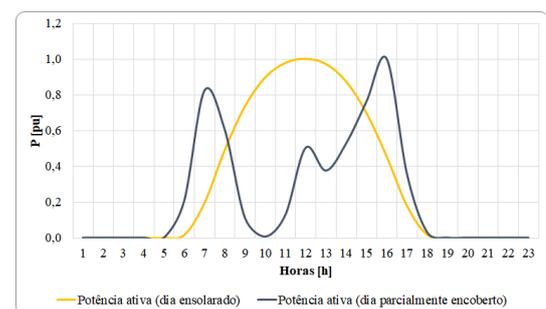


Fig. 1. Curvas de geração fotovoltaica adotadas

A fim de possibilitar a reconfiguração do sistema e criação dos cenários de ilhamento, por meio do seccionamento de algumas zonas, as chaves existentes no 123 *Node Test Feeder* foram consideradas telecomandadas e, como complemento, foram inseridas as chaves SW9, SW10 e SW11, também telecomandadas. A posição dos elementos de chaveamento pode ser vista na Fig. 2.

Por meio de algoritmo desenvolvido em Python, houve a definição da sequência de abertura das chaves, vista na

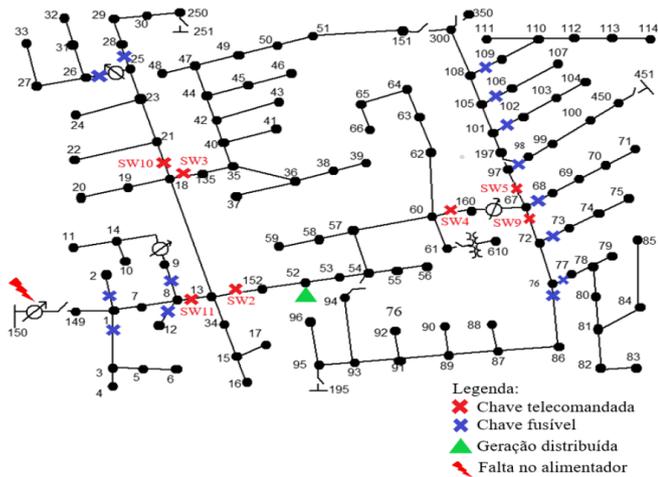


Fig. 2. Localização dos elementos de chaveamento no circuito

Tabela 3, que é seguida caso haja a perda da alimentação principal e a GD venha a manter o sistema abastecido de acordo com sua capacidade de geração. Para isso, foram consideradas as curvas de carga para dia útil, dessa maneira foi possível determinar o nível de carregamento de cada chave ao longo do dia. E, assim, foi determinada a sequência de abertura das chaves, seguindo a ordem da chave com menor nível de carregamento até a com o maior nível de carregamento. Seguindo essa premissa, o objetivo é priorizar o atendimento do maior nível de carga possível, caso seja necessário ilhar porções do sistema de distribuição.

Tabela 3. Sequência de abertura das chaves por faixa horária

Faixa horária [h]	Sequência de abertura das chaves
24:00 - 06:00	SW10, SW11, SW5, SW3, SW9, SW2, SW4
06:00 - 09:00	SW10, SW11, SW5, SW3, SW9, SW4, SW2
21:00 - 24:00	SW10, SW11, SW5, SW3, SW9, SW4, SW2
09:00 - 21:00	SW10, SW11, SW5, SW9, SW3, SW4, SW2

Após o trabalho de modelagem, as simulações foram realizadas utilizando Python e VBA, ferramentas conectadas ao simulador por meio da interface COM.

Por meio da linguagem Python, também foi implementada a rotina descrita no fluxograma da Fig. 3, que é responsável por estabelecer os cenários de ilhamento.

Caso haja a perda da alimentação principal, o algoritmo verifica as condições das chaves telecomandadas e identifica os geradores presentes no sistema. Na sequência, são comparados a carga do sistema e a capacidade de geração, caso a geração não seja capaz de suprir a carga, as chaves são abertas, de maneira sequencial e hierárquica, até o nível de carga estar dentro das possibilidades de atendimento do gerador.

Já, por meio do VBA e do *Microsoft Excel*, foi possível levantar todos os níveis de tensão no circuito ao longo do dia, considerando todos os cenários do estudo.

A análise de viabilidade da operação ilhada da Geração Distribuída, além de considerar a capacidade de geração e a carga demandada, deve considerar outros fatores, entre

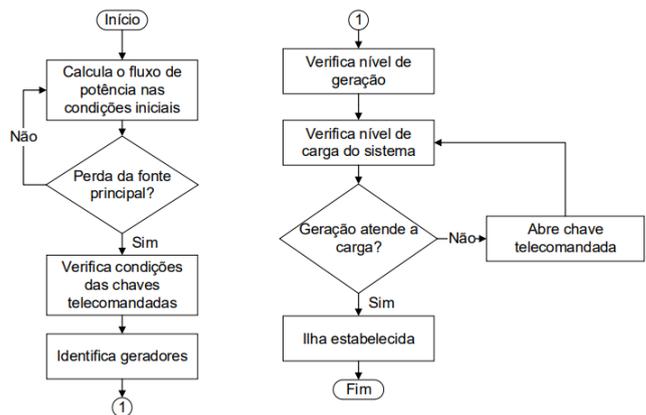


Fig. 3. Fluxograma do algoritmo para ilhamento do sistema

eles o efeito transitório no sistema de distribuição. Os demais aspectos relevantes à viabilização do ilhamento serão tratados em trabalhos futuros.

4. RESULTADOS

4.1 Rede sem Geração Distribuída

No primeiro momento, a fim de estabelecer as características originais do sistema, ou seja, quando ele opera sem Geração Distribuída conectada, foi realizada a análise das tensões em regime permanente nesse cenário, levando em consideração os níveis de tensão adequada, precária e crítica estabelecidos no PRODIST.

As tensões foram analisadas, primeiramente, levando em consideração os dias úteis, onde há a participação considerável de consumidores comerciais e industriais nos níveis de carregamento da rede. Dessa forma foi determinado o número total de transgressões, levando em consideração as 24 horas diárias e todos os nós da rede de distribuição, totalizando 6576 pontos de análise. A relação das tensões nos níveis adequado, precário e crítico é vista na Tabela 4.

Tabela 4. Classificação das tensões dos pontos de análise da rede sem GD em dia útil

Classificação	Número de pontos
Adequada	6391
Precária	169
Crítica	16

As transgressões, como visto na Fig. 4, ocorrem em duas faixas horárias, entre às 10 e 12 horas e entre às 15 e 20 horas, sendo a maioria das transgressões dadas como precárias e com destaque para os horários das 18 e 19 horas, onde há o maior número de transgressões, inclusive com a presença de transgressões de nível crítico.

Tomando as barras de maneira individual, as que apresentam os níveis de tensão mais preocupantes são as barras 61, 66 e 151, com destaque para a fase A de cada uma delas, sendo a que mais transgride o limite precário e, nos casos das barras 61 e 66, também há transgressão do limite crítico.

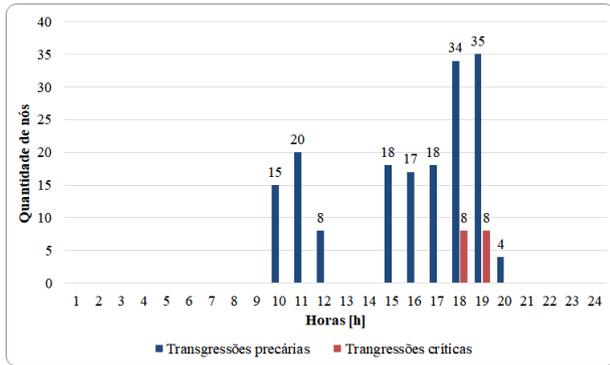


Fig. 4. Transgressões de tensão da rede sem GD em dia útil

Os menores níveis de tensão das barras 61, 66 e 151 quando considerado um dia útil, no horário das 19 horas, são respectivamente, 0,893 pu, 0,890 pu e 0,911 pu.

Quando o perfil de consumo é alterado de dia útil para um domingo típico, onde não há grande influência de comércios e indústrias, que consequentemente leva a rede a apresentar um nível de carregamento menor, os níveis de tensão em regime permanente se mantêm quase que na sua totalidade no nível adequado, como é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5. Classificação das tensões dos pontos de análise da rede sem GD no domingo

Classificação	Número de pontos
Adequada	6575
Precária	0
Crítica	1

Tomando as barras destaque, que apresentam as transgressões mais consideráveis nos dias úteis, nota-se que as tensões se mantêm oscilando levemente entre 1 pu e seus valores mínimos de 0,978 pu, 0,976 pu e 0,974 pu, respectivamente das barras 61, 66 e 151.

A única transgressão se dá às 23 horas, onde a fase A da barra 83 apresenta 1,0503 pu de tensão, assim transgredindo o limite crítico superior. A mesma barra, quando considerando o dia útil no mesmo horário, apresenta nível de tensão de 1,048 pu, ou seja, muito próximo do limite crítico superior. Por conta disso, qualquer oscilação de carga traz o risco de transgressão.

4.2 Rede com Geração Distribuída

Quando a usina de geração, caracterizada nesse trabalho como sendo de geração fotovoltaica, passa a operar em conjunto com a alimentação principal há aumento da injeção de potência no sistema, sendo assim, as tensões nos nós tendem a aumentar. Por isso, principalmente durante o período das 6 às 18 horas, nós que eram classificados com tensão precária quando a rede opera sem o sistema de Geração Distribuída, agora tem sua tensão dada como adequada. Em compensação, como é visto na Tabela 6, o número de pontos analisados em um dia passa a contar com uma parcela maior de tensões críticas, visto que pontos antes com tensão adequada têm acréscimo nos seus níveis de tensão.

Tabela 6. Classificação das tensões dos pontos de análise da rede com GD em dia útil

Classificação	Número de pontos
Adequada	6419
Precária	87
Crítica	70

Analisando as faixas horárias com níveis de transgressão, detalhadas na Fig. 5, nota-se que entre às 10 e 14 horas a rede com Geração Distribuída conectada apresenta níveis de tensão críticos, que no cenário anterior, onde não havia a presença de GD, eram dados predominantemente por níveis precários.

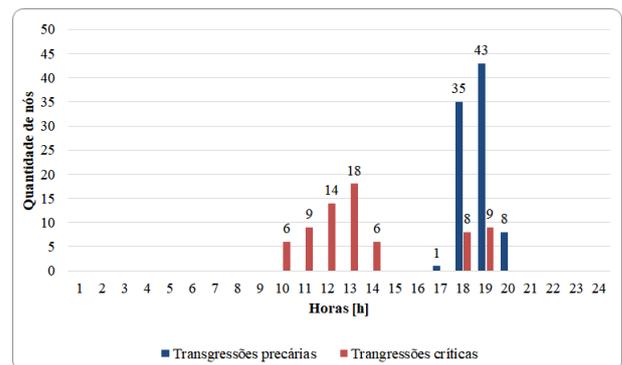


Fig. 5. Transgressões de tensão da rede com GD em dia útil

Por outro lado, o período entre às 15 e 17 horas, que anteriormente apresentava transgressões de nível precário, passa a ter seus níveis de tensão classificados como adequados.

As transgressões no cenário da rede de distribuição operando com GD conectada, e com capacidade de fornecer potência, se dão na sua maioria às 13 horas, como é visto na Fig. 5. Diferente do cenário sem GD, a fase com o maior número de transgressões é a fase B, e a barra com o maior nível de transgressão é a barra 52.

A fase B das barras 52, 61 e 66 apresentam, às 13 horas, respectivamente, níveis de tensão de 1,065 pu, 1,059 pu e 1,053 pu quando a Geração Distribuída está presente. O fato da barra 52 ser a que apresenta o maior nível de tensão é consequência da GD ser conectada justamente nesse ponto do sistema.

Quando analisadas e comparadas as situações com maior nível de transgressão do cenário da rede operando sem GD, ou seja, a fase A das barras 61, 66 e 151, e o cenário da rede com operação da GD nota-se a melhora dos níveis de tensão dessas barras. A melhora é, novamente, pelo aumento da potência entregue ao sistema, que faz com que os níveis de tensão se elevem de maneira geral.

Quando as curvas de carga adotadas são as de um domingo típico, os níveis de tensão críticos se fazem mais presentes no sistema, como é destacado na Tabela 7, visto que os níveis de tensão sem a GD conectada eram na sua maioria adequados e agora tem sua tensão acrescida pela influência da potência extra do gerador.

O sistema, no cenário da Geração Distribuída conectada, no domingo, começa a apresentar níveis críticos de tensão

Tabela 7. Classificação das tensões dos pontos de análise da rede com GD no domingo

Classificação	Número de pontos
Adequada	6200
Precária	0
Crítica	376

às 9 horas e mantém os níveis de criticidade até as 15 horas, como é visto na Fig. 6.

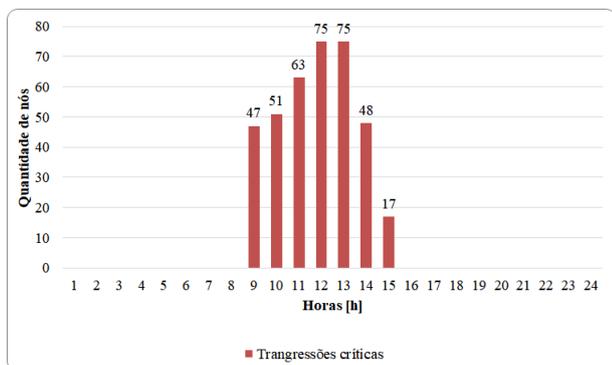


Fig. 6. Transgressões de tensão da rede com GD no domingo

O maior nível de tensão das barras 52 e 61 se dá às 12 horas, com tensões de 1,071 pu e 1,072 pu, respectivamente. Já a barra 66 tem seu pico de tensão de 1,07 pu às 13 horas.

4.3 Rede com Geração Distribuída ilhada

Caso haja a perda da alimentação principal, seja em caso de contingência ou manutenção programada, o sistema de Geração Distribuída conectado ao sistema é capaz de manter o fornecimento de energia elétrica de determinadas zonas da rede de distribuição. As microrredes, ou ilhas, variam de acordo com o horário em que a falta da concessionária ocorre, pois, tanto a capacidade de Geração Distribuída, quanto a demanda do sistema não são constantes ao longo do dia, já que seguem, respectivamente, a curva típica de um sistema de geração fotovoltaico e as curvas de consumo típicas de consumidores residenciais, comerciais e industriais.

De acordo com a sequência de abertura das chaves, seguindo a premissa de abrir inicialmente as chaves com menor carregamento, as ilhas são criadas e totalizam sete possibilidades. Cada ilha é criada de acordo com a capacidade de Geração Distribuída e a demanda no instante da criação, assim, o número de consumidores ilhados diminui ou aumenta de acordo com a ilha estabelecida.

Cada configuração de ilha é capaz de manter o fornecimento de energia elétrica a um número diferente de consumidores, como é visto no gráfico da Fig. 7, com destaque para a ilha 7, que é capaz de manter todos os 920 consumidores energizados.

As tensões em regime permanente, em todas as situações de ilhamento estabelecidas, se mantêm no nível adequado, pois, graças ao sistema de ilhamento adaptativo, a potência gerada é sempre alinhada com o nível de demanda.

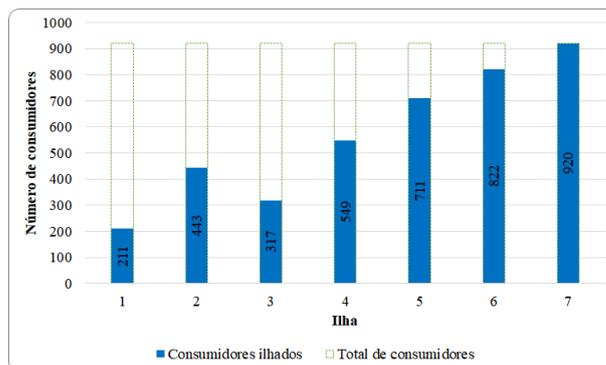


Fig. 7. Número de consumidores atendidos por cada ilha

A comparação da capacidade de Geração Distribuída, considerando a curva de geração de um dia ensolarado, e da demanda horária da rede de distribuição, para um dia útil, nos horários em que o gerador fornece potência, é vista no gráfico da Fig. 8.

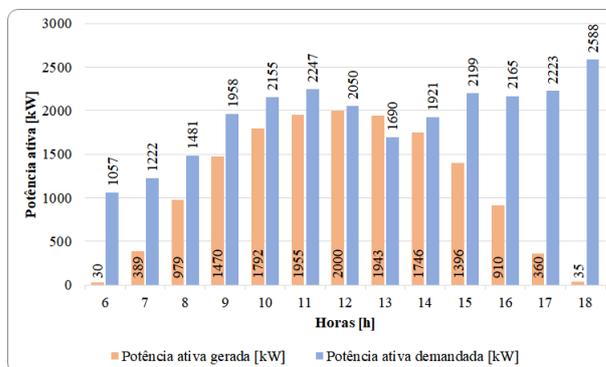


Fig. 8. Comparação de geração e demanda horária em um dia útil ensolarado

Em um dia útil há a possibilidade de criação das sete ilhas ao longo do dia, com a primeira possibilidade sendo às 7 horas e a última às 16 horas, isso por conta da capacidade de geração ser desprezível, quando comparada com a demanda, fora dessa faixa horária.

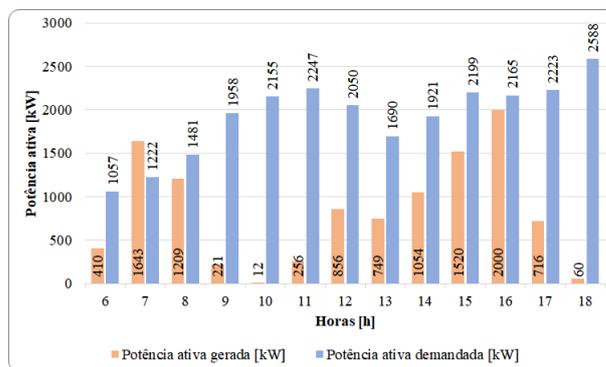


Fig. 9. Comparação de geração e demanda horária em um dia útil parcialmente encoberto

Tomando a curva de geração de um dia com tempo inconsistente e de muitos momentos parcialmente encobertos, a capacidade de geração e, por consequência, a performance de ilhamento, são alteradas e pioradas em muitos horários. O comparativo de geração e demanda horária, em um dia

parcialmente encoberto, para os horários em que a geração fornece potência, é dado na Fig. 9.

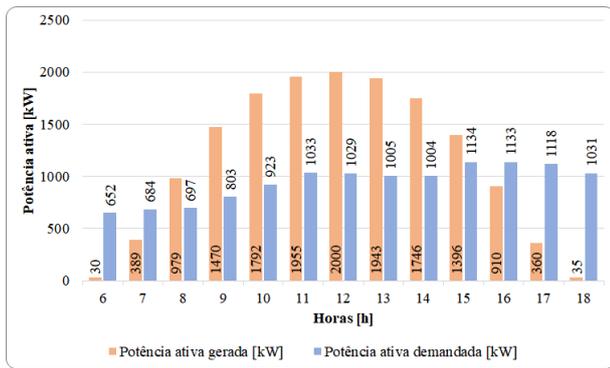


Fig. 10. Comparação de geração e demanda horária em um domingo ensolarado

Quando analisado um domingo típico, onde a demanda é reduzida em todos os horários e considerando a capacidade de geração de um dia útil ensolarado, cenário ilustrado na Fig. 10, o sistema pode ser suprido de maneira muito mais abrangente.

O número de possibilidades de ilhamento em um domingo típico, por conta do nível de demanda horária, é reduzido para quatro, com predominância da ilha 7, onde todos os consumidores tem seu fornecimento garantido. O primeiro horário com possibilidade de ilhamento, comparando com o dia útil ensolarado, continua sendo às 7 horas, mas o último passa a ser às 17 horas.

Alterando o cenário de geração para um dia parcialmente encoberto e comparando com a demanda horária do sistema, comparação vista na Fig. 11, nota-se, novamente, a capacidade do sistema ser ilhado por completo em vários horários.

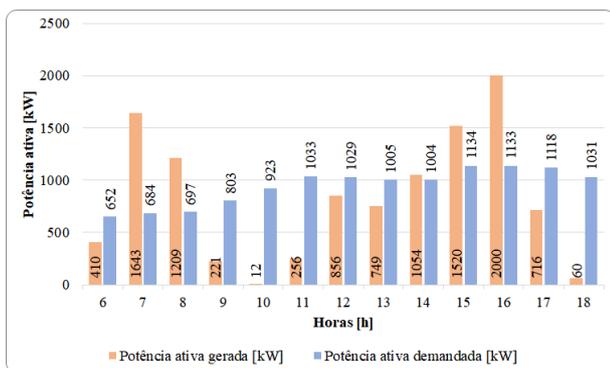


Fig. 11. Comparação de geração e demanda horária em um domingo parcialmente encoberto

O número de possibilidades de ilhamento, em comparação com um domingo ensolarado, passam de quatro para seis.

Nas Tabelas 8 e 9 são resumidos os resultados referentes ao número de consumidores ilhados em cada situação analisada.

Tendo o número de consumidores energizados e desenergizados em cada situação de ilhamento é possível calcular os indicadores de continuidade, como é demonstrado na subseção 4.4.

Tabela 8. Consumidores ilhados por faixa horária em um dia ensolarado

Período	Parcialmente Encoberto			
	Dia útil		Domingo	
	Ilha	Consumidores ilhados [%]	Ilha	Consumidores ilhados [%]
07:00 - 08:00	1	23%	2	48%
08:00 - 09:00	2	48%	7	100%
09:00 - 10:00	3	34%	7	100%
10:00 - 11:00	4	60%	7	100%
11:00 - 12:00	5	77%	7	100%
12:00 - 13:00	6	89%	7	100%
13:00 - 14:00	7	100%	7	100%
14:00 - 15:00	5	77%	7	100%
15:00 - 16:00	3	34%	7	100%
16:00 - 17:00	1	23%	4	60%
17:00 - 18:00	-	0%	1	23%

Tabela 9. Consumidores ilhados por faixa horária em um dia parcialmente encoberto

Período	Parcialmente Encoberto			
	Dia útil		Domingo	
	Ilha	Consumidores ilhados [%]	Ilha	Consumidores ilhados [%]
06:00 - 07:00	1	23%	2	48%
07:00 - 08:00	7	100%	7	100%
08:00 - 09:00	4	60%	7	100%
09:00 - 10:00	-	0%	1	23%
10:00 - 11:00	-	0%	-	0%
11:00 - 12:00	-	0%	1	23%
12:00 - 13:00	1	23%	5	77%
13:00 - 14:00	1	23%	4	60%
14:00 - 15:00	3	34%	7	100%
15:00 - 16:00	3	34%	7	100%
16:00 - 17:00	5	77%	7	100%
17:00 - 18:00	1	23%	3	34%

4.4 Indicadores de Continuidade

Os indicadores de continuidade são auferidos de acordo com o número de consumidores afetados, em um determinado período de apuração, por interrupções no fornecimento de energia elétrica. Considerando o circuito em análise, qualquer interrupção advinda do alimentador principal, representado pelo segmento de linha entre as barras 150 e 149, resultaria em interrupção de todos os 920 consumidores. Entretanto, quando é considerada a inserção da GD e avaliada a possibilidade de ilhamento, caso haja falta do alimentador principal, é clara a melhora da continuidade do fornecimento, haja visto que na maior parte do período de geração há alguma porção do sistema que tem seu abastecimento assegurado.

Com base em (1) e (2), que se referem aos indicadores de continuidade DEC e FEC, e considerando, a fim de simplificação, o número de interrupções por unidade consumidora e o tempo de interrupções unitários é possível estimar os indicadores de continuidade do sistema para o período de uma hora nas situações de ilhamento e no cenário base, ou seja, sem a possibilidade de criação de ilhas. O comparativo entre os cenários é visto na Tabela 10.

Tabela 10. Comparativo dos indicadores de continuidade coletivos para falta de uma hora

Cenário	DEC/FEC
Sem GD ilhada	1
Ilha 1	0,77
Ilha 2	0,52
Ilha 3	0,66
Ilha 4	0,4
Ilha 5	0,23
Ilha 6	0,11
Ilha 7	0

Nos cenários onde o ilhamento não é estabelecido, caso haja a interrupção do alimentador principal, todos os consumidores são desabastecidos, assim DEC e FEC são máximos. Quando as ilhas são criadas, conforme o número de consumidores que cada uma delas supre, os indicadores são reduzidos. Quanto maior o número de consumidores ilhados, menor o indicador, com melhora de 100% no caso da ilha 7, onde todos os consumidores permanecem com fornecimento de energia elétrica.

Se a hipótese for de um período de interrupção de uma dia, com início da interrupção à meia noite e se mantendo até as 23 horas, considerando um dia útil ensolarado, caso não houver a possibilidade de ilhamento o DEC é máximo, pois todos os consumidores são desligados. Mas, caso haja a possibilidade de ilhamento do sistema de Geração Distribuída, o número de consumidores desabastecidos diminui em vários períodos do dia, como pode ser observado na Tabela 8. Os resultados comparativos dos indicadores para a hipótese de interrupção de um dia são vistos na Tabela 11.

Tabela 11. Comparativo dos indicadores de continuidade coletivos para falta de um dia

Cenário	DEC	FEC
Sem GD ilhada	24	1
Com GD ilhada	18,33	2,25

Quando comparados os cenários sem e com a possibilidade de ilhamento, nota-se que o FEC aumenta, pois os consumidores têm o seu fornecimento interrompido mais vezes ao longo do dia. Em compensação, o DEC diminui aproximadamente em 24%, pois o tempo de interrupção dos consumidores diminui, visto que no período em que há contribuição da Geração Distribuída muitos deles tem seu fornecimento garantido.

Nota-se a condição de aumento do FEC em função da característica da fonte de GD considerada no estudo. Alternativas como a inserção de sistemas de armazenamento de energia associados à fonte de GD podem contribuir para a redução desse tipo de impacto.

5. CONCLUSÃO

O objetivo principal do trabalho foi avaliar e validar a possibilidade do sistema de Geração Distribuída operar ilhado, bem como os impactos nos indicadores de qualidade de energia elétrica, com destaque aos níveis de tensão em regime permanente e para os indicadores de continuidade do fornecimento. O estudo realizado é a primeira etapa

de avaliação da viabilidade do ilhamento, pois se fazem necessárias as análises de estabilidade e de contingência para determinar a efetividade das condições operativas. O trabalho, trazendo uma análise inicial, contribui na discussão do ilhamento da Geração Distribuída como alternativa à geração principal.

Através dos cenários de análise, considerando um sistema de geração com características fotovoltaicas, foi possível determinar as diferenças nos níveis de tensão do circuito quando operando sem GD e com o sistema de geração em paralelo com o fornecimento da concessionária. As tensões, em muitos momentos apresentaram melhora, principalmente com a redução dos níveis precários, pelo fato da GD fornecer potência ativa e elevar as tensões de todos as barras do sistema. Em compensação, quando a carga é reduzida, cenário visto claramente nas simulações considerando um domingo típico, os níveis de tensão se tornam críticos em alguns horários.

O principal resultado do trabalho foi a proposição do ilhamento adaptativo do gerador distribuído, resultando na criação de ilhas, que apresentaram capacidade de suprir o fornecimento de energia elétrica de porções de consumidores, caso haja a falta do alimentador principal. Quando comparado o sistema sem e com a possibilidade de ilhamento, notou-se a clara melhora dos indicadores de continuidade e, por consequência, a melhora da confiabilidade do sistema, pois o número de consumidores desabastecidos é reduzido substancialmente.

5.1 Trabalhos Futuros

Como complemento ao presente trabalho, e sugestão de trabalhos futuros, mostra-se interessante a realização dos seguintes estudos:

- análise do impacto do ilhamento quando utilizadas outras fontes de energia como geradores distribuídos;
- análise da inserção de elementos armazenadores de energia para melhoria dos indicadores de continuidade;
- análise de estabilidade do sistema no instante do ilhamento da Geração Distribuída;
- análise em um alimentador de distribuição real considerando a conexão de múltiplos geradores;
- estudo de alocação de chaves telecomandadas para o ilhamento dinâmico de redes de distribuição.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2018). PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.
- Chowdhury, S., Chowdhury, S., and Crossley, P. (2009). *Microgrids and active distribution networks*. The Institution of Engineering and Technology, Londres, 1 edição.
- Falcão, D.M. (2009). Smart Grids e microredes: o futuro já é presente. *VIII Simpase*, 1–11.
- Farhangi, H. (2010). The path of the Smart Grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, 8(1), 18–28.
- IEEE (2014). IEEE 123 Node Test Feeder Letterhead.
- USA - Department of Energy (2009). A vision for the Smart Grid.