

ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA NECESSIDADE DE REFORÇO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO PARA CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Rafael Amaral Shayani – shayani@ene.unb.br
Marco Aurélio Gonçalves de Oliveira – mago@ene.unb.br
Universidade de Brasília, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. Com a expectativa de crescimento expressivo de usinas fotovoltaicas na modalidade de geração distribuída, três novos aspectos surgem ao se considerar o planejamento da expansão da rede de distribuição: como o perfil intermitente de geração impacta o sistema elétrico, quais as implicações da geração estar conectada diretamente na rede de distribuição, e como abordar a questão de que é o próprio consumidor quem define onde a geração fotovoltaica será instalada, qual a sua potência e em que momento ela será instalada (desde que dentro dos limites de potência previamente definidos pela ANEEL), o que dificulta realizar previsões de longo prazo. Visando abordar esses novos desafios, o presente trabalho tem como objetivo apresentar um método que permita avaliar, de forma probabilística, a necessidade de reforço da rede de distribuição visando a realização de investimentos prudentes na rede, em prol da modicidade tarifária. As análises envolvem os impactos causados pelo fluxo reverso de potência injetado pela usina, visando identificar qual a probabilidade da rede elétrica apresentar um indicador fora do limite. Com base nessa probabilidade, é possível analisar se vale a pena realizar o reforço da rede, ou se a potência da usina FV deve ser limitada somente nos momentos críticos.

Palavras-chave: Energia Solar, Geração Distribuída Fotovoltaica, Rede de Distribuição

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira está iniciando uma nova fase de crescimento. Historicamente, a geração de eletricidade no Brasil foi baseada em grandes empreendimentos hidrelétricos, tais como Itaipú e Tucuruí, normalmente localizadas longe dos centros de carga, cuja energia é transmitida por extensas linhas de transmissão. Quando o sistema hidrelétrico não é suficiente para suprir a demanda, em especial quando ocorrem longos períodos de estiagem, usinas termelétricas são despachadas. Entretanto esse modelo não mais atende a sociedade moderna, visto os impactos ambientais causados. Novas hidrelétricas na Região Amazônica, tais como Belo Monte e Tapajós, contam com a reprovação da opinião pública, enquanto as termelétricas, além do elevado custo que é repassado à população por meio das bandeiras tarifárias, degradam o meio ambiente, atitude essa na contra-mão das discussões das Convenções do Clima realizadas pela Organização das Nações Unidas, com metas determinadas pelo Acordo de Paris, do qual o Brasil é signatário.

A energia solar surge, então, como alternativa viável para o crescimento energético sustentável brasileiro, juntamente com a energia eólica, já tida como sucesso no país. A utilização de fontes renováveis possibilita conciliar o crescimento energético com a preservação do meio ambiente, em especial quando a energia solar fotovoltaica é utilizada na modalidade de geração distribuída (GDFV), ao ser instalada em telhados de unidades consumidoras já existentes, não ocupando área extra para a geração de eletricidade.

Com a expectativa de crescimento expressivo de usinas fotovoltaicas na modalidade de geração distribuída, três novos aspectos surgem ao se considerar o planejamento da expansão da rede de distribuição: como o perfil intermitente de geração impacta o sistema elétrico, quais as implicações da geração estar conectada diretamente na rede de distribuição, e como abordar a questão de que é o próprio consumidor quem define onde a geração fotovoltaica será instalada, qual a sua potência e em que momento ela será instalada (desde que dentro dos limites de potência previamente definidos pela ANEEL), o que dificulta realizar previsões de longo prazo.

Visando abordar esses novos desafios, o presente trabalho tem como objetivo apresentar um método que permita avaliar, de forma probabilística, a necessidade de reforço da rede de distribuição visando a realização de investimentos prudentes na rede, em prol da modicidade tarifária.

1.1 A complexidade da definição do momento certo de reforçar a rede de distribuição considerando GDFV

Grandes usinas centralizadas, por exemplo as hidrelétricas de Itaipú e Tucuruí, podem despachar potência da ordem de giga watts. Usinas termelétricas possuem potência da ordem de centenas de mega watts. Em todos esses casos, justifica-se a instalação de linhas de transmissão específicas da usina até a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) para que a energia possa fluir para as distribuidoras. Mesmo as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), da ordem de dezenas de mega watts, podem ter ramais exclusivos para transmitir sua energia. Já as usinas fotovoltaicas

classificadas como minigeração situam-se na faixa de potência compreendida entre 75 kW e 5 MW. Devido à pequena potência instalada, quando comparada às usinas centralizadas hidrelétricas e termelétricas, muitas vezes a usina FV pode ser conectada diretamente a um ramal de distribuição de 13,8 kV já existente. Essa configuração, inclusive, apresenta diversas vantagens pelo fato da energia ser gerada próxima à carga, pois evita os custos relacionados com longas linhas de transmissão e suas respectivas perdas por efeito Joule. Logo, torna-se necessário avaliar se um ramal de distribuição já existente comportará determinada usina FV, ou se necessitará de reforço nos alimentadores e transformadores, o qual deve ser analisado cautelosamente para que somente investimentos prudentes sejam realizados, em prol da modicidade tarifária.

O dimensionamento de um alimentador para conectar diretamente uma usina de grande porte (por exemplo hidrelétrica ou termelétrica) é feito com base na potência que será injetada na rede. O mesmo vale para o atendimento de unidades consumidoras, pois se conhece a carga instalada e a previsão de aumento de carga para os próximos anos. Já para usinas FV conectadas à rede de distribuição, não há como prever, de antemão, quantas serão instaladas. Considere o seguinte exemplo: existe a possibilidade de um terreno ser utilizado para instalar uma minigeração, e a rede necessitará ser reforçada para poder receber a potência que será gerada. Pode ocorrer de, no ano seguinte, um hipermercado conectado ao mesmo alimentador deseje instalar uma usina em seu telhado e estacionamento, necessitando de novo reforço na rede. Em seguida, um hipermercado concorrente, localizado ao lado, decida fazer o mesmo, exigindo novamente reforço. Por fim, o hospital próximo também poderá decidir fazer o mesmo, exigindo mais da rede. Nesse exemplo hipotético serão instalados 4 sistemas FV de 1 MW cada, um a cada ano. A rede elétrica reforçada, projetada para durar décadas, teria que ser substituída diversas vezes, sempre no início de sua vida útil, acarretando custos adicionais.

O momento certo de reforçar a rede envolve uma tomada de decisão complexa. Se, no primeiro pedido de ligação de 1 MW, a distribuidora já reforçar a rede para comportar 4 MW considerando futuras usinas FV, pode ser que as demais nunca sejam instaladas, visto que é uma decisão que depende do consumidor, e não da distribuidora, logo o reforço ficará superdimensionado, conseqüentemente gerando custos desnecessários.

Essa complexidade envolvendo o dimensionamento da rede surge de uma mudança de paradigma do setor elétrico. Durante décadas, a definição de onde uma usina seria instalada, e sua respectiva potência, eram definidas de forma centralizada pelo planejador do sistema elétrico. No caso dos sistemas FV conectados diretamente na rede de distribuição, a definição de onde instalar e a potência da usina são definidos pelo usuário, independentemente do desejo do planejador e do operador. Esse novo paradigma, de que a expansão do sistema de geração ocorre sem o controle absoluto do planejador, requer novo método de análise relacionada ao reforço da rede.

1.2 Impactos da GDFV na rede de distribuição

Os condutores de um ramal de distribuição são dimensionados, principalmente, com base nos critérios de queda de tensão e capacidade de condução de corrente. O dimensionamento tradicional, sem geração distribuída, considera que apenas cargas elétricas (unidades consumidoras) são conectadas ao alimentador, logo o fluxo de potência é sempre unidirecional, fluindo da subestação de energia da distribuidora para as unidades consumidoras. Quando uma usina é conectada ao alimentador, essa dinâmica muda pois, caso a potência gerada pela usina seja maior que a carga do alimentador, haverá fluxo reverso de potência, da usina para a subestação, o que pode provocar, eventualmente, aumento de tensão e sobrecarga na rede.

Os impactos da GDFV na rede de distribuição foram estudados por Shayani (2010) e Shayani e Oliveira (2011), onde os mais importantes são o aumento de tensão e possibilidade de sobrecarga em transformadores e alimentadores. Um método para determinação do limite de penetração fotovoltaica que não necessita de reforço de rede foi proposto pelos autores. Diversos estudos também abordaram esse tema: Lopes (2011) elaborou um alimentador radial de distribuição para simulação de penetração da geração distribuída fotovoltaica; Oliveira (2011) abordou o dimensionamento de geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição considerando curvas de irradiância solar e de carga; Ferreira (2013) determinou o limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em alimentadores radiais considerando recursos de manobra; Camargos (2013) realizou estudo para uma rede radial de distribuição real, analisando os impactos e o limite de penetração considerando GDFV; Puttini (2014) analisou os efeitos de diferentes configurações de recursos de manobra de um alimentador radial no limite de penetração de geração distribuída fotovoltaica; Honório (2015) propôs algoritmo para aplicação de redes elétricas inteligentes para centros de despacho de geração distribuída visando compensar o aumento de tensão causado pela GDFV. Diversos estudos abordam também o planejamento da rede de distribuição: Santos (2013) estudou o planejamento de redes de distribuição considerando geração distribuída; Camargos (2016) propôs um método para identificação dos limites de geração distribuída fotovoltaica que alteram a necessidade de reforços detectada pelo planejamento da expansão de sistemas de distribuição de média tensão.

1.3 Experiência obtida com P&D ANEEL: Projeto Jaíba Solar

Diante da expectativa de crescimento expressivo da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica realizou a Chamada P&D Estratégico nº 013/2011, onde o Projeto de Pesquisa “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira – Jaíba Solar” foi

selecionado. A usina Jaíba Solar previa a instalação de 3 MWp de potência fotovoltaica, distribuída entre as seguintes tecnologias (Frontin *et al.*, 2017):

- 1,2 MWp de painéis planos com ângulo de inclinação fixo;
- 1,2 MWp de painéis planos com ângulo de inclinação variável manualmente;
- 300 kWp de painéis planos com seguidores de sol; e
- 300 kWp de painéis com concentradores de diversas tecnologias.

A cidade escolhida para a instalação da usina foi Jaíba, localizada no norte do estado de Minas Gerais, com população de aproximadamente 37.000 habitantes. A subestação CEMIG MANGA 3, 138/13,8 kV, 15 kVA de potência, é a mais próxima do local previsto para a instalação da usina FV, e possui 3 ramais de distribuição. Os estudos realizados para avaliar as possíveis modificações no alimentador já existente para receber a usina fotovoltaica possibilitam gerar o conhecimento necessário que é compartilhado no presente artigo.

Diversas pesquisas foram realizadas considerando o caso Jaíba Solar. Ronaldo, Shayani e Oliveira (2016) apresentaram um método para análise comparativa dos impactos técnicos da GDFV concentrada e pulverizada. Almeida e Shayani (2016) mensuraram o impacto técnico e dimensionaram o reforço de rede de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede de distribuição, considerando o estudo de caso da usina Jaíba Solar. Ambos estudos visam identificar o momento em que a Usina causaria o maior impacto na rede elétrica e, com base nesse caso mais crítico, propor o reforço na rede. O segundo estudo apresenta resultados para duas condições de potência da usina: a máxima, desconsiderando sujeiras que poderiam reduzir a geração, e também um caso menos conservador, que desconsidera os 5% valores mais elevados de geração, para contemplar sujeiras e demais aspectos que reduzem a geração.

2. MÉTODO PARA IDENTIFICAR A NECESSIDADE DE REFORÇO DE REDE

A GDFV gera a necessidade de avaliar se o ramal de distribuição existente, inicialmente dimensionado considerando apenas as cargas conhecidas conectadas a ele, sempre com fluxo de potência unidirecional, atenderá de forma adequada a nova situação, de fluxo de carga reverso causado por novas usinas FV, indicando a necessidade, ou não, de reforço na rede elétrica. Um impacto técnico que requer especial atenção é o aumento de tensão provocado pelo fluxo reverso. Apesar dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) permitirem uma faixa de variação da média tensão entre 0,93 pu e 1,05 pu, é razoável considerar que as subestações operem próximas do valor superior da faixa (1,05 pu) para que as cargas mais distantes, conectadas no final do ramal, ainda estejam dentro dos limites estabelecidos. Isso faz com que uma pequena parcela de fluxo reverso possa gerar tensões acima de 1,05 pu, infringindo os limites técnicos. Assim, para determinar se haverá ou não a necessidade de reforço do ramal de distribuição, uma das etapas consiste em calcular o aumento de tensão provocado pelo fluxo reverso de potência causado pela usina, e verificar se ele encontra-se dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST. Para isso, o parâmetro principal que deve ser conhecido é a potência que a usina injetará na rede elétrica.

2.1 Potência injetada pela GDFV na rede elétrica

Considere, de forma didática, uma GDFV de 1 MWp. De forma intuitiva, parece ser razoável considerar que a usina injetará 1 MW na rede elétrica. Um cálculo ainda mais conservador pode ser realizado: a potência nominal da usina, denominada de “potência de pico”, ocorre para uma irradiância de 1000 W/m². Pode ocorrer que, em determinados momentos em dias específicos do ano, a irradiância supere esse valor, logo uma margem de segurança pode ser aplicada à potência injetada na rede.

Entretanto, o cálculo mais conservador não é o mais adequado pois não atende plenamente o princípio da modicidade tarifária, visto que considera o pior caso possível, que pode, na prática, nunca ocorrer. Logo, um reforço de rede que nunca será eletricamente exigido apenas contribuirá para o aumento da tarifa de energia elétrica da distribuidora.

O fato da fonte solar ser intermitente faz com que o impacto na rede seja diferente de uma usina convencional, a qual possui combustível armazenado. Usinas hidrelétricas e termelétricas podem, se forem acionadas pelo Operador do Sistema, despachar 100% de sua potência nominal durante longos períodos de tempo (como, por exemplo, a operação de usinas na base), visto que a energia primária armazenada permite controlar seu despacho. No caso de fonte solar, por ser intermitente, seu valor de potência varia durante o dia. Logo, uma abordagem probabilística parece ser mais adequada para estimar a potência injetada pela usina FV na rede elétrica. Pode-se calcular, por exemplo, a probabilidade dela operar a 100% de potência, isto é, durante quantas horas por dia ela operará nessa potência, para poder melhor mensurar o impacto que causará na rede elétrica.

Os sistemas FV tem sua potência efetivamente gerada limitada entre 70% e 80% de seu valor de pico. Isso decorre dos seguintes fatores:

- A potência de pico é definida para valores padronizados de irradiância (1000 W/m²) e temperatura das células fotovoltaicas (25°C). Na prática, as células expostas ao sol possuem temperaturas de operação mais elevadas, causando perdas.

- Perdas por sujeiras sobre o painel, perdas elétricas na fiação e no inversor também diminuem o valor da potência injetada.

Logo, simulações computacionais são necessárias para prever a potência que será injetada na rede elétrica. Com base nessas simulações, a análise probabilística apresentada a seguir pode ser utilizada.

2.2 Método de análise probabilística

O método proposto para abordar esse problema consiste em analisar a probabilidade da rede necessitar de reforço quando uma usina solicita ligação ao ramal de distribuição. Caso a probabilidade seja baixa, deve-se considerar a possibilidade de restringir a operação da usina nesses momentos específicos, para que possa aguardar o eventual pedido de ligação de uma nova usina no futuro. O seguinte procedimento é proposto:

a) Calcula-se o impacto que a potência nominal da usina (potência de pico) causaria na rede de distribuição. A forma de cálculo do impacto foi detalhada por Shayani e Oliveira (2011), a qual inclui a modelagem da rede elétrica, da GDFV e o estudo de aumento de tensão e sobrecarga nos alimentadores e transformadores por meio de estudos de fluxo de potência. Se o impacto nesse caso fizer com que a tensão continue dentro da faixa de valores definidos como adequados pelo PRODIST, considera-se aprovado nesse quesito, que é conservador.

b) Caso não seja aprovado na avaliação conservadora, deve ser realizada análise probabilística, para analisar a real necessidade do reforço, com vistas à modicidade tarifária. A usina deve ser simulada em um programa computacional, o qual deve fornecer a expectativa de energia gerada, hora a hora, para um ano inteiro. A energia gerada em 1 hora corresponde numericamente à potência média naquela hora, logo 8760 valores de potência são obtidos. Esses valores horários de potência injetada na rede devem ser ordenados do maior até o menor. A expectativa é que os valores de potência estejam concentrados na primeira metade da amostra (entre a posição 1 e 4380), visto que são esperadas 12 horas de noite por dia, em média, em que não há produção de energia na usina. Dessa amostra de 4380 valores de potência ordenados de forma decrescente, a posição 1 indica que há 100% de probabilidade dos valores serem iguais ou inferiores a ele, chamado de P100%. Da mesma forma, pode-se identificar a posição na amostra que indica as demais probabilidades (Tab. 1).

Tabela 1 – Posição das amostras ordenadas de forma decrescente para identificar a probabilidade da potência injetada ser menor que o valor registrado.

| POSIÇÃO DA AMOSTRA | PROBABILIDADE DA POTÊNCIA SER IGUAL OU INFERIOR AO VALOR REGISTRADO NESSA POSIÇÃO |
|--------------------|---|
| 1 | 100% |
| 219 | 95% |
| 438 | 90% |
| 657 | 85% |
| 876 | 80% |
| 1095 | 75% |
| 1314 | 70% |

O valor de potência correspondente a P100% deve ser utilizado para verificar se há necessidade de reforço na rede. Se não ocorrer impacto para P100%, a usina pode ser ligada à rede de distribuição sem a necessidade de reforço. Caso seja reprovado, o reforço da rede ainda não deve ser realizado. Probabilisticamente, a potência P100% considerada no item anterior ocorrerá durante 1 hora por ano apenas. É prudente investir dinheiro para reforçar a rede para ser exigida durante apenas uma hora por ano? Não seria mais adequado limitar a produção da usina naquela hora específica para prescindir do reforço de rede?

c) A etapa seguinte consiste em verificar qual a probabilidade da usina exigir o reforço de rede. Deve-se fazer o estudo com a potência máxima desprezando os 5% maiores valores (P95%) e verificar se o reforço ainda é necessário. Caso positivo, continua o estudo para P90%, P85%, P80%, e assim por diante até obter a probabilidade para a qual o reforço não é necessário.

d) Por fim, conhecida a probabilidade da usina causar impacto na rede elétrica, deve-se ponderar se é mais vantajoso reforçar a rede ou limitar a produção de potência da usina nos determinados momentos que superam o limite. A usina pode, inclusive, modificar seu fator de potência quando a tensão na barra estiver no limite, e ser remunerada pelo serviço de controle de tensão, não prejudicando assim o retorno financeiro previsto pelo investidor da usina.

3. EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Visando ilustrar o método proposto, um exemplo de simulação computacional é apresentado. Considera-se uma GDFV de 1 MWp de potência instalada na cidade de Jaíba, MG. Optou-se por utilizar um único sistema FV de 1 MWp, ao invés dos vários sistemas previstos na Usina Jaíba Solar, totalizando 3 MWp, por questões didáticas. A usina foi modelada utilizando o programa PVSYS v. 6.62. Os dados de entrada do sistema são mostrados na Tab. 2.

Tabela 2 – Parâmetros utilizados para modelar a GDFV no programa PVSYSYST.

| PARÂMETRO | VALOR UTILIZADO |
|------------------------------|--|
| Latitude | -15.34° S |
| Longitude | -43.68° W |
| Altitude | 482 m |
| Albedo | 0.15 |
| Base de dados meteorológicos | Meteonorm 7.1 |
| Inclinação dos painéis | 20 graus |
| Azimute | 0 grau |
| Tipo de módulo | Silício policristalino 255 W modelo YL255P-29b |
| Quantidade de módulos | 3927, sendo 231 strings em paralelo com 17 módulos em série cada |
| Potência nominal | 1001 kWp |
| Modelo do inversor | 570 TL M300 - 574 kWac |
| Quantidade de inversores | 2 |

3.1 Função de probabilidade acumulada

O programa computacional gerou a expectativa de energia que a usina produzirá hora a hora durante um ano completo. De posse desses valores, o método é aplicado e as probabilidades da usina injetar determinado valor de potência na rede elétrica são obtidos. A Fig. 1 apresenta a função de probabilidade acumulada da potência da usina ser injetada na rede. A Tab. 3 apresenta as probabilidades para os pontos notáveis.

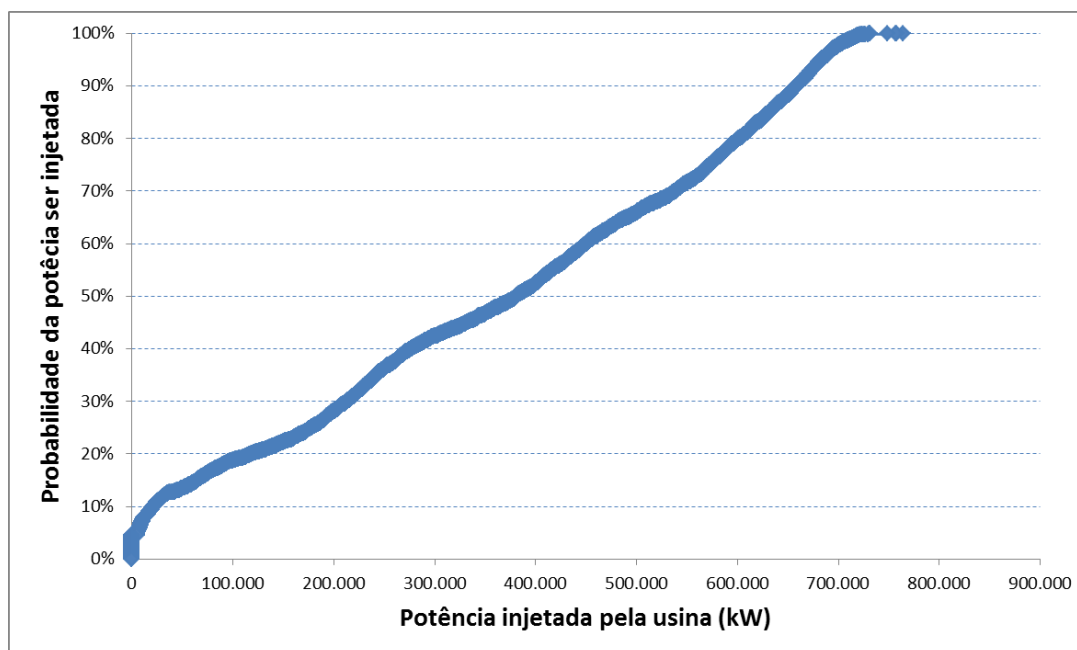


Figura 1 – Função de probabilidade acumulada da potência injetada pela GDFV.

Tabela 3 – Probabilidade de determinada potência ser injetada na rede pela GDFV.

| PROBABILIDADE | POTÊNCIA INJETADA NA REDE PELA GDFV (kW) |
|---------------|--|
| P100% | 764.140 |
| P95% | 683.122 |
| P90% | 659.353 |
| P85% | 632.048 |
| P80% | 602.199 |
| P75% | 573.690 |
| P70% | 539.475 |

A simulação indica que P100% corresponde a 764 kW, que é a potência máxima que a usina injetará na rede durante apenas 1 hora por ano. Esse valor é 23,6% menor que a potência nominal da usina, e deve ser considerado para a verificação do impacto.

Os pontos de potência elevada são decorrentes de uma combinação de fatores que devem ocorrer simultaneamente, tais como: elevada irradiância, ausência de nuvens, temperatura ambiente mais baixa, painéis com menor temperatura devido à ventilação natural, sem sujeiras (recém limpos) e posição do sol que favoreça a geração para o ângulo de inclinação do painel. Logo, é de se esperar que ocorra em determinados momentos do ano apenas. Percebe-se, analisando os dados, que a potência gerada será inferior a 700 kW com P97,6%. Logo, se for detectado que o impacto na rede começa a ocorrer a partir de 700 kW, isso acontecerá em apenas 2,4% do tempo.

A utilização desse método fornece a importante informação da quantidade de tempo que a rede provavelmente entrará em sobrecarga, para que a análise de alternativas, em busca da modicidade tarifária, sejam analisadas. Uma das alternativas é limitar a produção da usina FV nesses determinados momentos.

3.2 Impacto da limitação da potência injetada

O valor P95%, de 683 kW é 31,7% menor que a potência nominal. Caso seja identificado que o impacto ocorre para valores superiores a ele, isso acontecerá apenas em 5% do tempo de operação da usina, correspondente a 219 horas por ano, o que equivale ao valor médio de 36 minutos por dia.

Caso seja considerada a opção de limitar a produção da usina em 683 kW, para que não seja necessário realizar reforço na rede, isso causará uma perda de receita para o proprietário da usina. É possível calcular a expectativa de geração de energia anual da usina considerando a restrição para cada uma das probabilidades estudadas (Tab. 4), para que os custos envolvidos possam ser calculados e considerados nas alternativas.

Tabela 4 – Expectativa de produção anual de energia considerando limitações das potências mais elevadas, que ocorrem com baixa probabilidade.

| PROBABILIDADE | PRODUÇÃO DE ENERGIA (MWh/ano) | PERCENTUAL DE ENERGIA PRODUZIDA |
|---------------|-------------------------------|---------------------------------|
| P100% | 1.586 | 100,0% |
| P95% | 1.433 | 90,3% |
| P90% | 1.285 | 81,1% |
| P85% | 1.144 | 72,1% |
| P80% | 1.009 | 63,6% |
| P75% | 880 | 55,5% |
| P70% | 758 | 47,8% |

A limitação da potência em P95%, por exemplo, causará uma redução de 9,7% da energia gerada pela usina FV. Conhecido esse valor, é possível tomar decisões sobre o momento certo para fazer o reforço da rede, pois pode-se considerar compensar o proprietário da GDFV durante esses poucos momentos caso seja economicamente mais vantajoso do que fazer o reforço de rede.

4. CONCLUSÕES

A conexão de sistemas FV na rede de distribuição exige uma análise diferenciada sobre a necessidade de reforço da rede, visto a possibilidade de novas usinas serem instaladas no mesmo ramal, no futuro, e também exigirem reforço. Em prol da modicidade tarifária, as análises que envolvem os impactos causados pelo fluxo reverso de potência injetado pela usina devem ocorrer de forma probabilística, visando identificar qual a probabilidade da rede elétrica apresentar um indicador fora do limite. Com base nessa probabilidade, é possível analisar se vale a pena realizar o reforço da rede, ou se a potência da usina FV deve ser limitada somente nos momentos críticos. O presente artigo apresenta um método para realizar essa análise probabilística.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Fundação Empreendimentos Científicos e Tecnológicos (FINATEC) pelo apoio dado à realização das pesquisas.

REFERÊNCIAS

- Almeida, K. S., Shayani, R. A., 2016. Mensuração do Impacto Técnico e Dimensionamento do Reforço de Rede de uma Usina Solar Fotovoltaica Conectada à Rede de Distribuição: Estudo de Caso da Usina de Jarba Solar, XXII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Curitiba, PR.
- Camargos, R. S. C., 2013. Análise técnica de impactos e limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em uma rede radial de distribuição – Estudo de caso para o alimentador da embaixada da Itália em Brasília, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

- Camargos, R. S. C., 2016. Método para a Identificação dos Limites de Geração Distribuída Fotovoltaica que Alteram a Necessidade de Reforços Detectada pelo Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Média Tensão, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Camargos, R. S. C., Shayani, R. A., Oliveira, M. A. G., 2016. Método para Análise Comparativa dos Impactos Técnicos da Geração Distribuída Fotovoltaica Concentrada e Pulverizada, Revista Brasileira de Energia Solar, Ano 7, Volume VII, n. 2, pp.115-122.
- Ferreira, A. A., 2013. Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Alimentadores Radiais considerando Recursos de Manobra, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Frontin, S. O., Brasil Jr, A. C. P., Carneiro, M. T. D., Godoy, N. R. D. (organizadores), 2017. Usina fotovoltaica Jaíba Solar – Planejamento e Engenharia. Brasília, Teixeira Gráfica e Editora Ltda. pp. 532.
- Honorio, L. G., 2015. Aplicação de Redes Elétricas Inteligentes para Centros de Despacho de Geração Distribuída, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Lopes, L. Z., 2011. Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Oliveira, M. A. V., 2011. Dimensionamento de Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição Considerando Curvas de Irradiância Solar e de Carga, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Puttini, D. M., 2014. Análise dos Efeitos de Diferentes Configurações dos Recursos de Manobra de um Alimentador Radial no Limite de Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica, Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Santos, F. J., 2013. Planejamento de Redes de Distribuição Considerando Geração Distribuída, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Shayani, R. A., 2010. Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- Shayani, R. A., Oliveira, M. A. G., 2011. Photovoltaic Generation Penetration Limits in Radial Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 26, n. 3.

PROBABILISTIC ASSESSMENT OF THE NEED OF REINFORCEMENT OF DISTRIBUTION GRID CONSIDERING PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION

Abstract. *With the expectation of expressive growth of photovoltaic distributed generation, three new aspects arise when considering the expansion of distribution grid: how the intermittent generation profile impacts the electric system, the implications of the generation been directly connected to the distribution grid, and how to address the issue that the consumer himself is the one who defines where the photovoltaic generation will be installed, how much is its power and when it will be installed, making it difficult to make long-term forecasts. In order to address these new challenges, the present work aims to present a method that allows a probabilistic assessment of the need of reinforcement of the distribution grid in order to avoid unnecessary costs. The analyzes involve the impacts caused by reverse power flow injected by the photovoltaic distributed generation, in order to identify the probability of the distribution grid presents a technical indicator outside the limit. Based on this probability, it is possible to analyze whether a grid reinforcement is worth, or if the power of the PV plant should be limited only at critical moments to avoid problems to the grid.*

Key words: *Solar Energy; Photovoltaic Distributed Generation, Distribution Grid*