

# Análise da Influência do Caráter Probabilístico da Radiação Solar no Cálculo dos Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede Elétrica

Natasha Huang, Anésio de Leles, Priscilla Juá

Universidade de Brasília (UnB)

E-mail: natasha.huang1@gmail.com, leles@ene.unb.br, prijuua@gmail.com

Daniel Vieira

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)  
252daniel@gmail.com

**Resumo** — A popularidade das fontes renováveis se justifica por apresentarem viabilidade de produção de energia elétrica com impactos ambientais reduzidos. Assim, diversos países têm buscado aumentar o uso de tais fontes, principalmente da Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV). Considerando-se que a inserção de painéis fotovoltaicos pode culminar em impactos na tensão e corrente do sistema elétrico, fazem-se necessários estudos que, por meio de simulações computacionais, permitam a avaliação destes parâmetros. Este artigo apresenta os resultados de uma análise da influência do caráter probabilístico da radiação solar nos impactos decorrentes da instalação de sistemas solares em um alimentador real. Para tanto, emprega-se o *software OpenDSS* controlado via interface *MatLab®*, para níveis de penetração de 0%, 20% e 50%, e para inúmeras curvas de irradiância.

**Palavras-chaves** — Fontes renováveis, dados reais, curva de irradiância.

## I. INTRODUÇÃO

De acordo com [1], o setor de energia caracteriza-se como o maior responsável pela emissão de gases de efeito estufa, contribuindo com 29% das emissões globais. Ademais, os meios convencionais de geração de energia elétrica culminam em impactos ambientais negativos como a extração de minerais, o represamento de água, e o descarte de resíduos. Em função disso, vários países ao redor do mundo têm adotado metas de geração de energia por meio do uso de fontes renováveis e de formas regulatórias de incentivo à produção de energia proveniente de tais recursos [2]. Dentre essas fontes, a energia solar fotovoltaica destaca-se por conquistar cada vez mais espaço na matriz energética mundial. Segundo dados de [3], no ano de 2050, 11% da oferta mundial de energia poderá ser oriunda da energia solar (5 mil TWh).

Segundo [4], o Brasil se encaixa nesse grupo de países e se caracteriza como uma potência na produção de energia solar, podendo integrar o ranking dos 20 maiores produtores de energia solar em 2018. Alguns esforços podem ser observados no país, visando-se o uso de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) [2], visto que esse tipo de produção oferece vantagens de natureza econômica, ambiental e social [5].

O Brasil é um país rico em incidência solar em toda sua dimensão, porém registra-se um grande potencial sobretudo na região nordeste do país [6]. Esse fato implica diretamente na produção da energia elétrica, visto que a GDFV depende da captação da radiação solar.

Ainda que a GDFV proporcione vantagens, são necessários estudos que viabilizem assegurar a qualidade da energia gerada pela inserção de fontes renováveis na rede elétrica. No entanto, dentre os diversos trabalhos existentes nessa linha de pesquisa, nota-se a ausência de uma metodologia que contemple o uso de dados reais e de características estocásticas de algumas grandezas, tal como a radiação solar, a qual não pode ter sua natureza descontínua desprezada, uma vez que a sua variação influencia diretamente nos valores das grandezas elétricas geradas.

Isso posto, surgiu a ideia de desenvolvimento deste estudo que tem por objetivo exibir os resultados de um estudo da influência do caráter probabilístico da radiação solar nos impactos decorrentes da instalação de sistemas solares em um alimentador real. Para tanto, é empregado o *software OpenDSS* via interface *MatLab®*. Neste estudo, são utilizadas diversas curvas de irradiância considerando-se três níveis de penetração – 0%, 20% e 50%.

Inicialmente, é apresentada a descrição do método adotado para as simulações. Em seguida, são exibidos os resultados numéricos em forma de gráficos comparativos, juntamente com os resultados de uma análise deles. Finalmente, são expostas as conclusões acerca do estudo abordado neste trabalho.

## II. MÉTODO

Esta seção apresenta uma metodologia dedicada à análise dos comportamentos da tensão e da corrente, quando da existência de GDFV na rede, considerando-se a variação da radiação solar em um alimentador real de uma distribuidora do Brasil. Para tanto, são adotadas as seguintes considerações:

- As curvas de carga utilizadas nas simulações são fornecidas pela concessionária e são específicas para cada carga;

- A curva de irradiância varia de um dia para o outro, porém ela é a mesma para todos os painéis instalados, ou seja, não existe influência geográfica da GDFV dentro do alimentador;
- A GDFV tem fator de potência unitário e uma eficiência de 80%;
- O alimentador é radial, trifásico e desequilibrado. Ele possui reguladores e apresenta tensão na barra de referência (barra da subestação) definida em 1 pu;
- O consumo do alimentador é considerado constante nas simulações para a avaliação dos impactos;
- São escolhidas, aleatoriamente, as unidades consumidoras que receberão os painéis solares fotovoltaicos em seus telhados; e
- Os níveis de penetração de GDFV na rede são de 0%, 20% e 50%.

#### A. Definição do Cenário

Inicialmente, define-se a quantidade de potência de GDFV a ser inserida na rede. Para esta análise, propõe-se a escolha de três tamanhos de instalações diferentes, quais sejam, com níveis de penetração de 0%, 20% e 50%.

De posse destas informações, torna-se possível avaliar a influência da variação da curva de irradiância para diferentes valores de inserção de GDFV na rede elétrica. Para tanto, conforme proposto por [2], apresenta-se a criação de um cenário em que são inseridos painéis com potência fixa de 5 kW em locais espalhados pelo alimentador. Esse cenário se assemelha bastante com o efeito da aplicação de uma forma regulatória de incentivo do tipo *feed in* pequena com sistemas de até 5 kW.

#### B. Determinação dos Impactos da GDFV

Com o intuito de determinar o comportamento das tensões e correntes em cada nível de penetração, quando da variação da radiação solar:

- Faz-se o cálculo do fluxo de potência com características físicas constantes do alimentador, e informações das cargas fornecidas pela distribuidora; e
- Considera-se a variação da curva de irradiância, em períodos de 24 horas, durante 1000 dias.

Conforme exposto, as simulações são efetuadas para cada nível de penetração. A seguir, têm-se algumas definições empregadas neste estudo:

1) *Níveis de Penetração*: Segundo [2], é possível calcular o nível de penetração de um sistema fotovoltaico como a relação entre a energia gerada e a consumida, em um determinado período de tempo, conforme (1).

$$Pen = \frac{E_G}{E_C} \quad (1)$$

Onde:

- $E_G$ : É a energia total gerada pelos sistemas solares fotovoltaicos [kWh]; e
- $E_C$ : É a energia total consumida pelas unidades consumidoras [kWh].

A execução do fluxo de potência depende de critérios que contribuem para a veracidade dos dados de entrada e,

consequentemente, dos resultados, tal como o método de Monte Carlo.

2) *Simulações de Monte Carlo*: O Método de Monte Carlo pode ser caracterizado como múltiplas simulações, as quais se utilizam de amostras aleatórias visando adquirir dados numéricos [2]. Além disso, o número de simulações fica a critério do usuário, sendo possível demarcar previamente um limite, ou então, definindo estatisticamente um critério de parada das simulações.

Neste trabalho é estabelecido que as simulações compreendem o volume de 1000 execuções do fluxo de potência, por nível de penetração, quando da variação da curva de irradiância.

Além disso, o cálculo dos impactos provenientes do fluxo de potência considera conceitos essenciais, como os dados do alimentador.

3) *Dados do Alimentador*: O fluxo de potência apresentado por [2], é executado considerando aspectos técnicos dos componentes do circuito do alimentador. Nesse sentido, são apresentados:

- Tensão na barra de referência: representa o valor (variável) ao qual as demais grandezas vão se referenciar;
- Configuração do Alimentador: dados essenciais do circuito do alimentador. Tais informações são fixas e obtidas da distribuidora, como características dos condutores e transformadores; e

Adicionalmente, outros parâmetros como curva de carga e patamar de consumo são obtidos por meio dos dados físicos e de energia, ambos fornecidos pela distribuidora. Estas informações são os dados de entrada para a execução dos softwares.

4) *Curvas de Carga*: O arquivo com as curvas de carga do alimentador contém alguns tipos diferentes de curvas. Entretanto, para esta análise, utiliza-se as curvas de carga referentes a consumidores residenciais e comerciais, considerando dados de um dia útil.

5) *Patamares de Consumo*: Os patamares de consumo, assim como as curvas de carga, são selecionados considerando-se informações oriundas da distribuidora. Ressalta-se, ainda, que eles seguem critérios estatísticos.

6) *Curva de Irradiância*: O Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) disponibiliza informações referentes a diversos parâmetros meteorológicos de estações automáticas distribuídas pelo país. Estas estações fazem o acompanhamento da pressão atmosférica, temperatura, umidade relativa do ar, precipitação, direção e velocidade do vento, além da radiação solar [7].

Com base em dados de radiação solar da estação do Distrito Federal, selecionou-se as informações que constituem os 1000 dias empregados neste trabalho.

A Fig. 1 apresenta os valores da média e dos desvios padrão da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. A curva em vermelho representa os valores médios destes dias e as barras alaranjadas representam o intervalo de valores que a radiação solar pode assumir por hora.

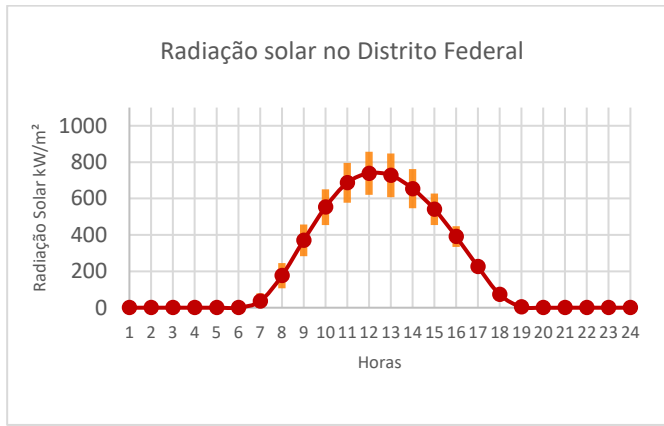


Fig. 1. Média e desvios padrão da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. Dados referentes a medição de 1000 dias, provenientes de (INMET, 2015).

Visando-se uma melhor representação da realidade, o presente método considera que, para cada hora do dia, a radiação solar pode receber qualquer valor, de acordo com as curvas de radiação solar medidas em cada dia. Por esta razão, opta-se por variar a radiação solar considerando-se o método de Monte Carlo.

Cabe ressaltar, porém, que o intervalo de medição da radiação solar contempla alguns períodos em que se têm o horário de verão em vigência. A Fig. 2 apresenta duas medições em meses distintos: janeiro, com a alteração de horário; e maio, sem o horário de verão. Com isso, é possível verificar a influência que o horário de verão exerce sobre a curva de irradiância.

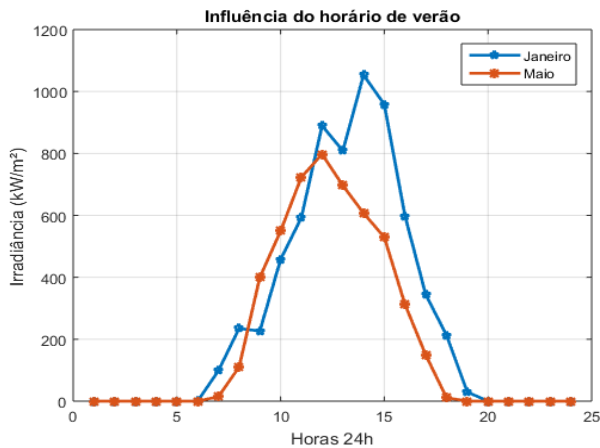


Fig. 2. Influência do horário de verão nas curvas de irradiância.

Nota-se da Fig. 2 que as curvas de irradiância apresentam uma discrepância considerável tanto no deslocamento temporal quanto na intensidade da radiação solar. Este fato corrobora com a tese de que se faz necessária a avaliação do efeito probabilístico da radiação solar para se obter uma análise mais realista.

### C. Cálculo Dos Impactos da GDFV

A seguir, têm-se as descrições dos procedimentos adotados para os cálculos dos impactos de tensão e corrente na GDFV.

1) *Tensão*: Calculam-se os níveis de tensão nas unidades consumidoras selecionadas com presença de GDFV. Essas tensões são comparadas com aquela para o caso sem a geração

solar. Adota-se, por exemplo, o valor de 1 pu para a barra referente à subestação. Em seguida, escolhe-se um ponto afastado da entrada do alimentador para análise, no caso base e nas situações para diferentes níveis de penetração. Neste sentido, torna-se possível avaliar o impacto nas tensões quando da presença de GDFV.

A metodologia adotada considera os níveis de tensão em conformidade com os limites determinados pelo Módulo 8 do PRODIST. Para um consumidor com fornecimento de 220/127 V da rede, a faixa de tensão é adequada para os limites de -8% e +5% do nível superior e inferior, respectivamente. Tal intervalo é avaliado no método proposto.

A tensão na barra para cada penetração pode ser calculada por (2).

$$V^{Pen} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} V(h) \quad (2)$$

Onde:

- i.  $V^{Pen}$ : Valor das tensões no nível de penetração [V];
- ii.  $V(h)$ : Valor da tensão da fase A em um determinado instante [V]; e
- iii.  $N$ : Número de simulações.

2) *Corrente*: De forma análoga às tensões, os níveis de corrente são calculados primeiramente para o caso base (sem GDFV) e, em seguida, calcula-se os valores de corrente para diferentes penetrações de GDFV. Neste caso, considera-se como referência a corrente em um ponto próximo à entrada do alimentador.

A corrente por nível de penetração pode ser calculada por (3).

$$I^{Pen} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} I(h) \quad (3)$$

Onde:

- i.  $I^{Pen}$ : Valor de corrente no nível de penetração [A];
- ii.  $I(h)$ : Valor da corrente da fase A em um determinado instante [A]; e
- iii.  $N$ : Número de simulações.

### D. Ferramentas Computacionais

A execução da metodologia adotada neste trabalho se dá por meio do uso do software *OpenDSS*. São considerados para o método o tamanho da geração inserida e as informações que permitem o cálculo do fluxo de potência.

O programa *OpenDSS* (*Distribution System Simulator*), criado pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*), tem por essência executar simulações de sistemas de potência, inclusive para a análise dos impactos na rede quando da inserção de geração distribuída, além de considerar as peculiaridades de um sistema desequilibrado [8].

Dentre a gama de opções que o programa proporciona, destaca-se a interface COM (*Component Object Model*), fundamental para a aplicação do método em questão. Essa interface permite a comunicação do *OpenDSS* com ferramentas de programação avançadas, como o *MatLab®* e o *Python*, por exemplo.

Desta forma, a utilização do programa *OpenDSS* se justifica primeiramente pela sua característica de simular circuitos reais e complexos, permitindo uma análise de dados verossímeis.

Além disso, ele é também capaz de trabalhar com a aplicação de geração distribuída. Por fim, além de ser uma ferramenta livre (*open source*), é permitida a automatização das funcionalidades do software pela interface COM.

### III. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados decorrentes da aplicação do método proposto são exibidos nessa seção na forma de dois tipos de gráficos.

O primeiro tipo é resultado da manipulação dos dados considerando-se que, para cada nível de penetração, o programa retorna 1000 dados de tensões e correntes, para cada uma das 24 horas do dia. Destes resultados, obtém-se os valores de tensão e corrente máximas, mínimas e médias para cada instante do dia. Neste gráfico, tem-se ainda a curva que representa o nível de tensão para o caso em que não há GDFV instalada – caso base com 0% de penetração.

O segundo tipo de gráfico exibe os resultados oriundos do emprego de uma curva de irradiância constituída dos valores médios de cada instante do dia, e também a média dos 1000 resultados decorrentes da utilização das 1000 curvas de irradiância.

#### A. Tensão

A Fig 3 apresenta, para 20% de penetração, duas curvas de tensão resultantes das simulações.

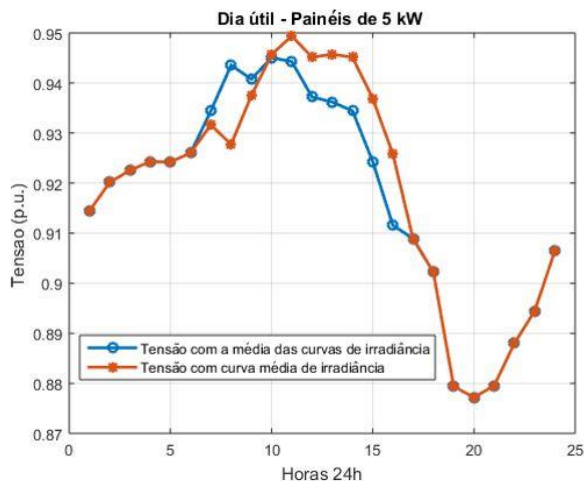


Fig. 3. Níveis de tensão em 24 horas no ramal do alimentador, para 20% de penetração, considerando diferentes dados de entrada para a irradiância.

Ressalta-se da Fig. 3 que as curvas de tensão não são idênticas para os horários de incidência solar, indicando que a utilização de valores médios para a curva de irradiância não contempla sua natureza descontínua. Dessa forma, fica evidente que a aplicação do Método de Monte Carlo nas simulações tem influência sobre os resultados gerados de tensão.

A Fig. 4 exibe, para 20% de penetração, as tensões máxima, mínima, média e sem GDFV, medidas no ramal.

Ressalta-se da Fig. 4 que as tensões se encontram fora do intervalo permitido pelo PRODIST. Contudo, nota-se uma melhoria no nível destas tensões no momento em que se tem incidência solar.

Adicionalmente, observa-se dos gráficos que a tensão mínima medida é idêntica àquela sem GDFV. Isso pode ser justificado pela existência de um ou mais dias em que não houve muita incidência solar (dias nublados ou chuvosos). Tal

fato ressalta a importância da variação da curva de irradiância nas simulações que envolvem impactos da GDFV nas tensões.

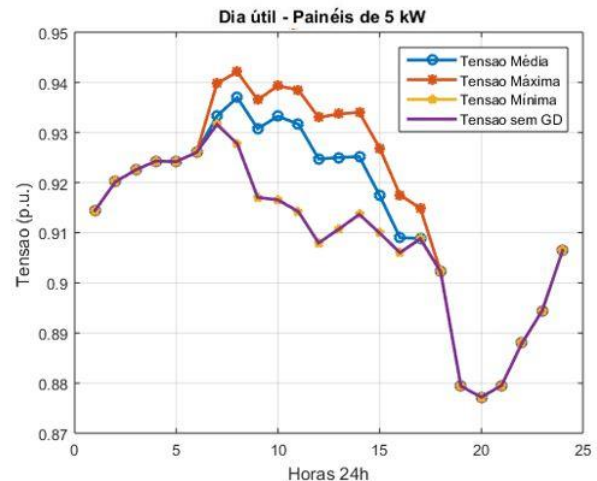


Fig. 4. Níveis de tensão em 24 horas no ramal do alimentador, com 20% de penetração

A Fig. 5 ilustra, para 50% de penetração, as tensões máxima, mínima, média e sem GDFV, medidas no ramal.

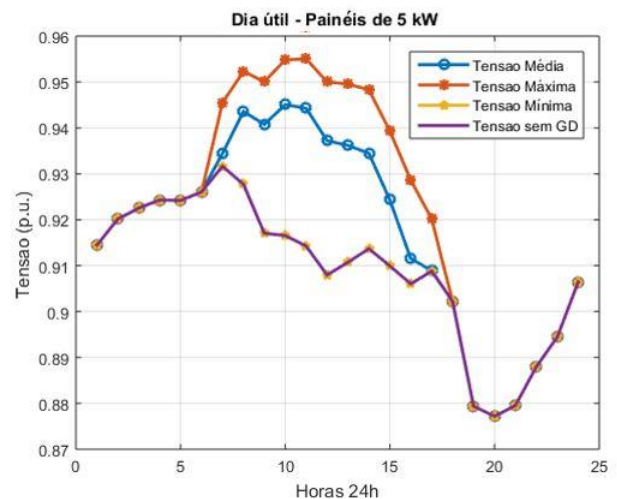


Fig. 5. Níveis de tensão em 24 horas no ramal do alimentador, com 50% de penetração

Nota-se da Fig. 5 que existe um aumento de cerca de 1,5 pu das tensões máxima e média ao longo de um dia, quando da comparação com a Fig. 4 – a qual representa a mesma medição para uma penetração de 20%. Nota-se, portanto, que o acréscimo de GDFV na rede apresenta uma tendência crescente nos níveis de tensões para um ramal, principalmente nos horários de maior incidência solar. Adicionalmente, esse crescimento provoca uma suavização das curvas de tensão média e máxima.

#### B. Corrente

A Fig. 6 denota, para uma penetração de 20%, dois perfis de corrente ao longo de 24 horas, considerando-se diferentes dados de entrada para a curva de irradiância.

Destaca-se da Fig. 6 que, assim como no gráfico para a tensão, as curvas de corrente não são idênticas. Porém, nota-se que os valores de corrente diferem nos horários em que não

existe radiação solar. Evidencia-se, novamente, a necessidade da contemplação do caráter probabilístico da curva de irradiância na análise dos impactos da inserção da GDFV, visando resultados mais verossímeis.

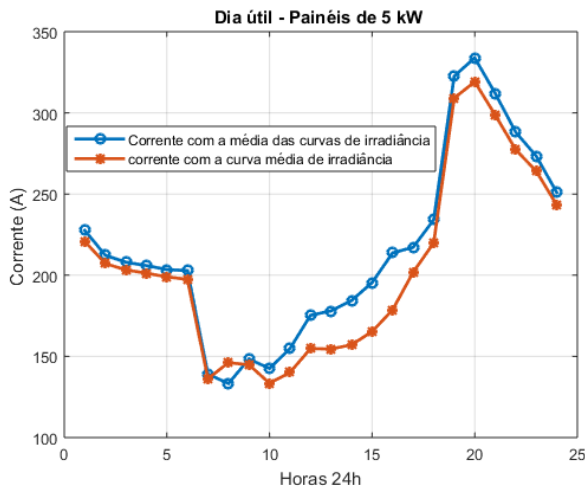


Fig. 6. Níveis de tensão em 24 horas no ramal do alimentador, para 20% de penetração, considerando diferentes dados de entrada para a irradiância.

A Fig. 7 ilustra o comportamento da corrente máxima, mínima, média, e sem GDFV, na entrada do alimentador, considerando-se 20% de penetração.

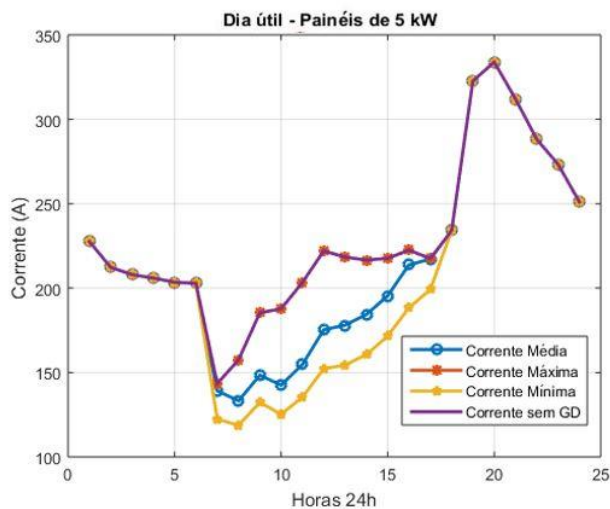


Fig. 7. Corrente em 24 horas de um ponto próximo à subestação do alimentador, com 20% de penetração.

Pode-se notar na Fig. 7 a influência na corrente para os horários de incidência solar. Além disso, as medições de corrente por dia apresentam pelo menos uma ocorrência em que a radiação solar é próxima daquela para o caso em que não existe GDFV inserida na rede. Portanto, a corrente apresenta a curva máxima igual ao caso de referência.

Ressalta-se que, analogamente aos gráficos de tensão, a contemplação da característica estocástica da radiação solar proporciona uma melhor representação do comportamento de uma rede real, quando comparado com o caso em que se aplica uma curva de irradiância média diária.

A Fig. 8 demonstra os perfis de corrente máxima, média, mínima e sem GDFV, na entrada do alimentador, para uma penetração de 50%.

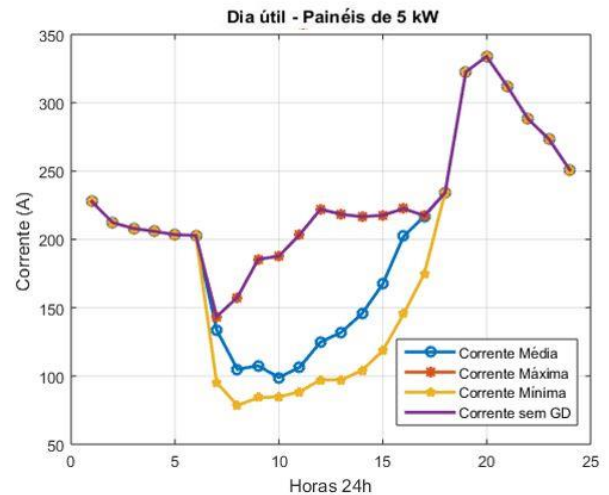


Fig. 8. Corrente em 24 horas de um ponto próximo à subestação do alimentador, com 50% de penetração.

Ressalta-se da Fig. 8 que houve uma diminuição de corrente de mais de 50 A das curvas de corrente média e mínima, quando comparadas com o gráfico da Fig. 7. Adicionalmente, destaca-se que essa diferença aparece no intervalo em que existe radiação solar, período em que tais curvas estão mais arredondadas quando comparadas com o gráfico da Fig. 7.

#### IV. CONCLUSÕES

O presente trabalho objetivou analisar a influência do caráter probabilístico da radiação solar, quando da inserção de GDFV na rede elétrica para três níveis de penetração. Para tanto, simulações computacionais empregando dados reais de um alimentador no *OpenDss* foram executadas com o objetivo de se identificar as tensões e correntes em cada barra, para a inserção de GDFV de 0%, 20% e 50%.

Dos resultados obtidos, foi possível inferir que a contemplação da variação das curvas de irradiância é essencial para atingir resultados mais coerentes com a realidade. Esse fato foi confirmado por meio da análise dos gráficos de tensão e corrente oriundos do emprego de uma curva de irradiância com valores médios e de diferentes curvas.

Nos gráficos com 20 e 50% de penetração ao longo de 24 horas, percebe-se que o caso base – com 0% de inserção de GDFV – coincide com dias chuvosos ou nublados, os quais só foram computados devido ao caráter descontínuo da curva de irradiância. Este fato indica que as medições de tensão e corrente para dias com condições climáticas não favoráveis se assemelha a um sistema que não possui GDFV instalada na rede.

Por fim, destaca-se que o estudo ora apresentado, além de evidenciar a necessidade de se contemplar o caráter probabilístico da radiação solar em avaliações dos impactos da inserção de painéis fotovoltaicos na rede, caracteriza-se como um motivador para a realização de investigações na mesma linha abordando as curvas de carga e os patamares de consumo.

#### IV. REFERÊNCIAS

- [1] UNEP, 2012. **The Emissions Gap Report 2012** - A UNEP Synthesis Report. Nairobi: United Nations Environment Programme (UNEP) Organização das Nações Unidas – ONU.

- [2] VIEIRA, D. (2016). **Método Para Determinação Do Tipo De Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede**. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação 11/2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.
- [3] IEA – International Energy Agency. **Key World Energy Statistics 2011**. Disponível em: <[www.iea.org](http://www.iea.org)>. Acesso em: 12 out. 2016.
- [4] Portal Brasil. **Brasil deve integrar Top 20 em energia solar em 2018**. Disponível em: < <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/07/brasil-deve-integrar-top-20-em-energia-solar-em-2018>>. Acesso em: 12 dez. 2016.
- [5] AGHAEI, Jamshid; ALIZADEH, Mohammad-Iman. Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 18, p. 64-72, 2013.
- [6] O Setor Elétrico. **Energia solar no Brasil**. Disponível em: <<http://www.asetoreletrico.com.br/2016/2014/10/22/energia-solar-no-brasil/>>. Acesso em: 10 mar. 2017.
- [7] INMET, 2015. **Instituto Nacional de Meteorologia**. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/>>. Acesso em: 20 set. 2016.
- [8] RADATZ, Paulo et al. Assessing maximum DG penetration levels in a real distribution feeder by using OpenDSS. In: **Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on**. IEEE, 2016. p. 71-76.