

A MODELAGEM DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA E SEUS IMPACTOS NA PERSPECTIVA DO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Edmar Arantes Moreira – edmar.moreia@live.com

Maria Helena Murta Vale – mhelena@cpdee.ufmg.br

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) – UFMG, Lightning Research Center (LRC)

Luís Guilherme Monteiro Oliveira – luis.monteiro@pucminas.br

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia de Energia

Resumo. O trabalho apresenta os desenvolvimentos realizados pelos autores no tema geração distribuída, mais especificamente na análise dos impactos da inserção de sistemas fotovoltaicos nas redes de baixa tensão, sob a perspectiva da engenharia de planejamento de sistemas elétricos. A crescente inserção da geração fotovoltaica distribuída traz novos desafios às etapas de expansão e operação do sistema elétrico. Tais desafios impõem mudanças substanciais nos estudos tradicionalmente elaborados no setor. Dependendo do conjunto de características selecionadas para modelar a geração fotovoltaica, diferentes alternativas de expansão/operação podem ser criadas, trazendo novos questionamentos ao planejador. Visando contribuir neste sentido, o artigo apresenta uma proposta inovadora que se baseia na análise de redes de distribuição sob as perspectivas unitária e global. A visão unitária detalha cada componente individual da rede, ao passo que a visão global estuda a rede com um todo. A associação destas perspectivas possibilita ao planejador considerar especificidades dos sistemas fotovoltaicos nos estudos de análise de redes. Para uma completa análise unitária dos sistemas fotovoltaicos discute-se a influência das incertezas relativas aos parâmetros do fluxo de potência nestes sistemas. O impacto da escolha da modelagem da microgeração fotovoltaica foi analisado por meio da simulação de quatro cenários distintos de uma mesma rede elétrica. Estes cenários se diferenciam na quantidade de informação da visão unitária considerada no estudo da visão global. Os resultados obtidos indicam variações nos parâmetros de carregamento das linhas da rede e perdas elétricas, entre os cenários, de aproximadamente 6% e 13%, respectivamente. Tal diversidade de resultados dificulta o processo de tomada de decisão por parte do planejador. Pequenas diferenças nestas decisões podem ser traduzidas em projetos sobre ou subdimensionados, acarretando desde prejuízos financeiros até riscos operativos.

Palavras-chave: Geração fotovoltaica distribuída, Impactos da modelagem de sistemas fotovoltaicos, Planejamento de sistemas elétricos

1. INTRODUÇÃO

Visando diversificar a matriz energética brasileira, incentivos têm sido dados pelo governo para impulsionar a migração solar fotovoltaica. Espera-se que este tipo de geração distribuída possa trazer significativos benefícios ao sistema elétrico. Dentre os possíveis benefícios, destacam-se o adiamento de investimentos na expansão de sistemas de transmissão e distribuição, a redução do carregamento e das perdas nos circuitos, além do atendimento às necessidades ambientais atuais.

Projeções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estimam que até 2024 a potência proveniente da geração fotovoltaica distribuída, considerando consumidores residenciais e comerciais, será de 3.208 MW, o que representa um aumento de aproximadamente 2.800%, se comparada com a instalada atualmente (ANEEL, 2017).

A geração distribuída traz como nova característica às redes de Baixa Tensão (BT) a possibilidade das unidades residenciais, até então puramente consumidoras (cargas do sistema), atuarem também como geradoras. Esta unidade, apta a gerar e a consumir, é definida como Unidade Consumidora Geradora (UCG) (Souza, 2014).

O cenário exposto acima pode alterar substancialmente análises anteriormente praticadas, enfatizando a necessidade de se reavaliarem os procedimentos tradicionalmente adotados no setor elétrico nacional. Dentre os procedimentos, destacam-se os estudos realizados nas etapas de planejamento dos sistemas de potência. É nesta direção que se insere este trabalho, cujo objetivo é contribuir para as análises aplicadas ao planejamento da expansão, especificamente no contexto da inserção de geradores fotovoltaicos em redes de BT.

Um aspecto que merece atenção na elaboração dos planos diz respeito à forma mais adequada de se modelar o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). Dependendo da modelagem utilizada, diferentes propostas de expansão podem ser geradas, trazendo dificuldades para a seleção da mais adequada.

Dentre as questões relevantes neste contexto, destacam-se as incertezas relativas aos parâmetros do fluxo de energia em um SFCR. Devido à sua considerável influência na estimativa da potência que será fornecida à rede de fato, este tema recebe atenção especial neste trabalho.

A proposta apresentada no artigo se baseia na análise de redes de distribuição realizada sob duas perspectivas: visão unitária e visão global. A visão unitária permite investigar detalhadamente um componente individual da rede elétrica, enquanto a visão global possibilita estudar o comportamento da rede como um todo. Ao se associarem aspectos da visão

unitária à global, é possível que especificidades da geração fotovoltaica sejam inseridas nos estudos do comportamento da rede. Isto possibilita ao planejador analisar condições operativas futuras utilizando cenários mais consistentes, trazendo ganhos resultantes de estudos mais exatos (melhor aproveitamento da rede, maior segurança, etc.).

Para atingir seu objetivo, o artigo está estruturado em itens específicos. Após a contextualização da proposta, no âmbito do planejamento, e da discussão sobre o tema incertezas, é detalhada a aplicação da abordagem considerando as duas perspectivas. O impacto da escolha das modelagens dos SFCR nas análises é mostrado por meio de resultados de simulações utilizando dados de uma rede elétrica real, considerando quatro diferentes cenários.

2. ASPECTOS DE PLANEJAMENTO - INSERÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Com a finalidade de fazer com que o sistema elétrico opere adequadamente, várias atividades são executadas. Dentre elas, destacam-se as atividades de Expansão e de Operação, tanto no contexto energético quanto no contexto elétrico. Apesar de estarem intimamente integradas, tais atividades possuem objetivos específicos bem definidos. Basicamente, a Expansão tem como meta investigar a necessidade de serem agregados novos recursos ao sistema, e a Operação visa gerenciar os recursos já existentes.

Para que os objetivos citados sejam alcançados, ambas as atividades possuem etapas de Planejamento e de Execução do Plano. Desta forma, para a Expansão, são identificadas as seguintes etapas: (a) Planejamento da Expansão, fase de elaboração de estudos e escolha da alternativa de expansão mais adequada; (b) Execução do Plano de Expansão, fase de elaboração dos projetos e execução das obras planejadas. Para a Operação, tem-se: (a) Planejamento da Operação, etapa de elaboração das programações e instruções a serem seguidas na operação; (b) Execução do Plano de Operação, relativa à supervisão e controle do sistema em tempo real. No sentido de melhor identificar os desenvolvimentos apresentados neste trabalho, é interessante salientar alguns aspectos de planejamento.

O Planejamento da Expansão Energética estuda a incorporação de novas fontes de energia (hidroelétricas, termoeletrônicas, fotovoltaicas, etc.) ao sistema existente, e o Planejamento da Expansão Elétrica identifica a necessidade da inserção de novos recursos à rede (linhas, transformadores, equipamentos de controle, etc.).

No âmbito do Planejamento da Operação Energética, ao nível de sistema interligado, o objetivo é determinar a potência que será injetada por cada fonte. Já o Planejamento da Operação Elétrica tem como meta gerar instruções operativas a serem seguidas em tempo real.

A proposta apresentada neste artigo se insere no contexto do Planejamento da Expansão Energética e Elétrica. De forma mais específica, o foco é a inserção energética de sistemas de geração fotovoltaica distribuídos e seu impacto nos estudos de planejamento dos sistemas na rede elétrica de BT.

As análises de planejamento envolvem horizontes futuros de longo, médio e curto prazo. Dependendo da etapa, os horizontes variam de muitos anos a poucas horas à frente. Sendo assim, o processo de tomada de decisão de planejamento envolve incertezas inerentes aos estudos que consideram condições operativas em horizontes futuros. Como exemplos, podem ser citadas aquelas relacionadas à previsão de carga, ao fator de potência a ser considerado, aos atrasos de obras (estudo de maior prazo), dentre outras. Os procedimentos adotados no sistema brasileiro, para tratá-las, são pautados em ferramentas estatísticas específicas consolidadas no setor elétrico. Entretanto, a geração fotovoltaica distribuída traz novos questionamentos ao planejador.

Uma das principais ferramentas de análise de redes elétricas utilizadas nas etapas de estudo é a utilização de *software* específico para a realização do Cálculo de Fluxo de Potência. Esta ferramenta computacional calcula o estado da rede em regime permanente (módulos e ângulos das tensões nas barras do sistema). Conhecido o estado, são determinadas as diversas grandezas de interesse: fluxos de potência ativa e reativa, bem como as correntes, que circulam pelos ramos, quedas de tensão, perdas no circuito, etc. A solução é apresentada para toda a rede, possibilitando uma visão global do seu comportamento. O *software* de fluxo adota diferentes modelagens, dependendo das características do sistema sob análise. As simulações de redes de BT, diferentemente daquelas de tensão elevada, requerem modelos que considerem, por exemplo, a existência de cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas, o desbalanceamento de carga e cabos com característica R/X (resistência/indutância) elevada. Com a inserção das UCG's nas redes, os programas de fluxo passaram a incorporar novos modelos, possibilitando a modelagem da geração fotovoltaica.

A inserção de sistemas fotovoltaicos na rede de BT deve estar em conformidade com a Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012), que fora atualizada por meio da REN nº 687/2015 (ANEEL, 2015). Mesmo que o planejador saiba como o cliente será inserido no sistema, uma vez que a instalação deverá estar de acordo com a regulamentação, ele poderá se deparar com cenários para os quais não possui domínio de todas as variáveis envolvidas nos estudos. Este é um dos principais dilemas do planejamento.

Sendo assim, apesar das funcionalidades já disponibilizadas pelos programas de fluxo, a falta de conhecimento pleno de sua utilização, potencialidades e limitações pode levar a resultados que impactam sobremaneira as alternativas geradas nos planos. Na Expansão, estudos subdimensionados não permitiriam prever os recursos necessários, e estudos superdimensionados levariam a projetos desnecessários. Na Operação, o subdimensionamento dos resultados pode gerar instruções operativas que não garantem a segurança do sistema, e o superdimensionamento levaria à imposição de limites conservadores, restringindo o melhor uso dos recursos da rede.

Do exposto, percebe-se a importância de se conhecer a influência dos dados relacionados às UCG's nos resultados do fluxo. Nesta direção se desenvolve este artigo, o qual apresenta os resultados da análise integrada das visões unitária e global.

3. VISÕES DO SISTEMA

Conforme já introduzido, os autores propõem a análise do sistema elétrico por meio das perspectivas unitária e global, sendo estas integradas. Para o escopo deste trabalho, a visão unitária foi aplicada somente a sistemas fotovoltaicos. A Fig. 1 ilustra a concepção destas visões aplicadas a uma rede elétrica.

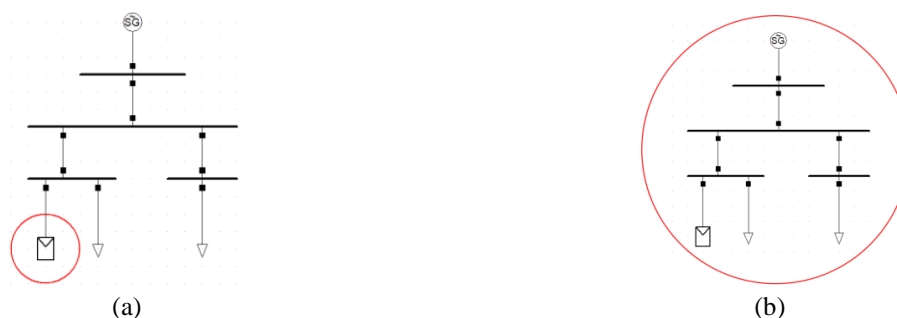


Figura 1 - Diagrama unifilar: (a) visão unitária e (b) visão global da rede.

As análises apresentadas se baseiam em simulações realizadas por meio de dois *softwares*. O primeiro, o *PowerFactory*, é uma ferramenta computacional para Cálculo de Fluxo de Potência da rede. Esta escolha foi embasada em sua ampla utilização a níveis globais, tratando-se de uma ferramenta de simulação consolidada no setor elétrico, além de fornecer licença gratuita para pesquisadores. O segundo, o *PV Syst*, é um programa dedicado à elaboração de projetos de sistemas fotovoltaicos, sendo bastante utilizado no setor de energia solar. Este ambiente computacional permite a simulação de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos. Neste trabalho, utilizou-se a opção de sistemas conectados à rede elétrica.

Comparando-se as opções de modelagem de sistemas fotovoltaicos do *PowerFactory* com aquelas disponíveis no *PV Syst*, pode-se afirmar que o *PV Syst* possibilita uma análise bem mais detalhada da geração fotovoltaica. Importantes diferenças entre os dois programas podem ser destacadas:

- **Banco de Dados** - O *PV Syst* utiliza informações de banco de dados para sintetizar o recurso solar horário. Um dos principais diferenciais do programa é a possibilidade de o usuário escolher o banco de dados mais adequado à análise. O *PowerFactory* não utiliza banco de dados, fazendo uso de modelos matemáticos.
- **Sombreamento** - O *PV Syst* permite calcular o fator de sombreamento definido pelo relevo, denominado como sombreamento distante, e por objetos próximos à instalação do SFCR, ou simplesmente sombreamento próximo. O *PowerFactory* não oferece ferramentas para análise de nenhum dos efeitos de sombreamento.
- **Incertezas da Geração Fotovoltaica** - O modelo de SFCR, disponível no *PowerFactory*, não permite ao usuário considerar incertezas inerentes à geração fotovoltaica. Já o *PV Syst* possibilita que o usuário insira fatores de ponderação que as consideram, tais como: média de longo prazo da irradiância solar, variação anual de irradiância solar, modelo de transposição, valor nominal de potência dos módulos, poeira e detritos, neve, entre outros (erros de modelagem, *mismatch*, perdas nos cabos, etc.).

As incertezas relacionadas à geração fotovoltaica instigam a discussão se estas poderiam ser consideradas tão somente como incertezas de medição. Devido à relevância para o trabalho, este tema é tratado em um item específico conforme apresentado na próxima seção.

4. INCERTEZAS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

4.1 Dicotomia entre incerteza de medição e dispersão da média

O objetivo deste item é abordar a dicotomia entre o que se considera incerteza de medição e o desconhecimento do valor de uma grandeza.

O termo incerteza de medição deve ser empregado no sentido de significar dúvida acerca da validade do resultado de uma medição, independentemente de sua natureza. Uma referência básica para avaliação das incertezas de medição é o documento Guia para a Expressão de Incerteza de Medição, GUM (*Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement*) (ISO/IEC, 2008).

Todo valor medido possui a ele uma incerteza atrelada que informa sobre a qualidade da medição. Esta incerteza é também conhecida como erro do tipo ruído (*noise error*), sendo modelada como uma variável aleatória normalmente distribuída com valor esperado zero e desvio padrão conhecido. Quanto menor o desvio padrão, melhor é a qualidade da medição.

Na literatura técnica que analisa o efeito das incertezas associadas à geração fotovoltaica, o termo incerteza de medição tem sido utilizado muitas vezes em sentido diferente do conceito estatístico tradicional. Os valores adotados como dados de medição de irradiância, por exemplo, são calculados a partir da média de diversas medições. O desvio

padrão é determinado como sendo o valor médio dos desvios relativos a cada medição. A média e o desvio padrão assim calculados não caracterizam uma incerteza de medição, pois os conceitos são bem diferentes. Observa-se que, dependendo da diferença de valores entre as diversas medições, a média poderá se afastar do valor estimado como aquele próximo do valor real (desconhecido) da grandeza. A qualidade de cada medição não é considerada. Este tipo de incerteza pode ser caracterizado como sendo uma dispersão da média dos valores medidos e, neste trabalho, é denominada por “dispersão da média”.

4.2 Incertezas do tipo dispersão da média em SFCR

Para considerar o efeito das incertezas na estimativa da potência gerada por um SFCR, a literatura tem utilizado o conceito estatístico atribuído à incerteza de medição com o intuito de estabelecer, para determinados parâmetros do processo de geração fotovoltaica, um fator de ponderação da potência resultante. Por exemplo, a incerteza do recurso solar é calculada a partir da média de diversas medições de diferentes bancos de dados, e o desvio padrão determinado como sendo o valor médio dos desvios relativos a cada medição. Conforme tratado anteriormente, a média e o desvio padrão assim calculados não caracterizam uma incerteza de medição e, sim, uma “dispersão da média”.

A Fig. 2 sintetiza o fluxo de energia em um SFCR. Nesta figura, tem-se: Irradiância no plano do módulo fotovoltaico, G_{POA} ; temperatura ambiente, T_{amb} ; temperatura do módulo (referente à temperatura medida na parte posterior de um dos módulos do gerador fotovoltaico), T_{mod} ; velocidade do vento, S_w ; tensão, corrente e potência do lado de Corrente Contínua (CC) e do lado de Corrente Alternada (CA), respectivamente, V_{CC} , I_{CC} , P_{CC} e V_{CA} , I_{CA} , P_{CA} ; figuras de mérito de referência, dos módulos e do sistema, respectivamente, Y_r , Y_a , Y_f ; *performance ratio*, PR.

Várias incertezas estão presentes no processo representado na Fig. 2 como, por exemplo: no recurso solar - transposição do parâmetro irradiação global em direta e difusa, média de longo termo e variação anual; na modelagem da equação que define a geração de potência do módulo; eficiência do inversor; *mismatch* e perdas ôhmicas nos cabos de conexão com a rede, efeito da obstrução do recurso solar incidente no módulo fotovoltaico ocasionada pela poeira e neve. Oliveira (2017) investiga, de forma detalhada, estas incertezas, analisando e validando diferentes abordagens apresentadas na literatura técnica.

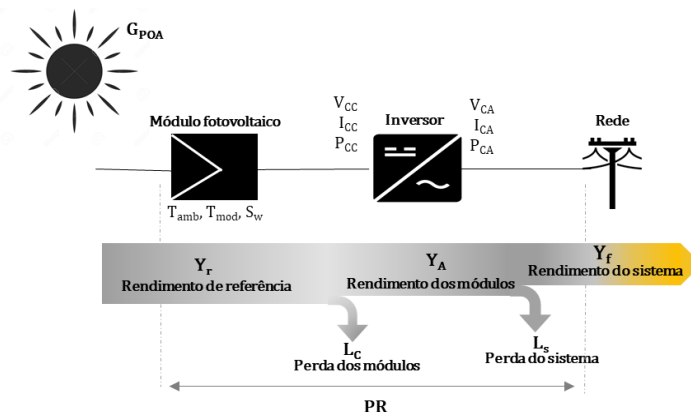


Figura 2 - Fluxo de energia de um SFCR - adaptada de Richter *et al.* (2015).

Neste trabalho, foram adotados os valores absolutos para as incertezas indicados na Tab. 1, retirados do artigo Thevenard *et al.* (2012).

Tabela 1 - Valores de incertezas adotados (Thevenard *et al.*, 2012).

VARIÁVEL	VALOR
Modelo de transposição	2%
Valor nominal de potência dos módulos	3%
Poeira e detritos	3%
Erros de modelagem matemáticas, perdas ôhmicas e <i>mismatch</i>	5%

A consideração da dispersão da média nos estudos de SFCR tem a finalidade de fazer com que os valores de parâmetros (por exemplo, potência ativa, corrente, tensão, etc.) provenientes de ambientes de simulação se aproximem dos observados em sistemas reais em operação.

5. MODELAGEM DO SFCR – ALTERNATIVAS DE CONFIGURAÇÃO

Visando evidenciar o impacto da modelagem do SFCR nos estudos da rede, este item apresenta a forma pela qual as visões unitária e global foram utilizadas nos programas *PVsyst* e *PowerFactory*. A estrutura utilizada para elaboração dos cenários investigados é descrita, com o intuito de apresentar as várias alternativas para simulação de casos, explorando

assim as diferentes formas de modelagem de um SFCR. Esta abordagem contribui para o processo de tomada de decisão por parte dos planejadores, diante da falta de padronização da modelagem de geração fotovoltaica distribuída.

Para avaliar o impacto da modelagem do SFCR no fluxo de potência, uma gama significativa de cenários foi construída. Estes se diferenciam na forma pela qual tal modelagem é realizada. O objetivo não é definir qual modelagem é a mais adequada, e sim evidenciar o impacto das escolhas das configurações para a elaboração dos planos. Os próximos subitens descrevem as configurações escolhidas para a construção dos cenários e como os programas *PVsyst* e *PowerFactory* foram utilizados para executá-las.

A. *PVsyst*

Para calcular as potências geradas por um SFCR ao longo de um dia, é necessário dispor do perfil de irradiância horária. O *PVsyst* é capaz de sintetizar este arquivo para todos os dias de um ano e, para isto, deve-se fornecer, ao menos, a média mensal da irradiância solar e da temperatura ambiente de um número específico de anos. Neste trabalho considerou-se a média de 10 anos. Foram fornecidos, para o local da rede sob análise, dados solarimétricos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), que são estimados por meio de um modelo físico que considera características climatológicas nacionais (Pereira *et al.*, 2017), e dados de temperatura ambiente do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

O ângulo de inclinação de todos os módulos foi adotado como sendo 19,48° para que o efeito da latitude local fosse compensado. Já o azimute foi considerado como sendo zero, ou seja, módulos orientados para o norte geográfico.

As simulações no *PVsyst* se dividem em dois grupos:

Configuração A - Incertezas em SFCR: A.1 não considera incertezas de dispersão da média, enquanto A.2 as considera, em concordância com os valores registrados na Tab. 1.

Configuração B - Efeitos de sombreamento: B.1 não considera o efeito de sombreamento; B.2 considera o efeito do fator de sombreamento distante; B.3 leva em conta o efeito do sombreamento próximo.

Para computar o fator de sombreamento distante foram utilizados dados geológicos obtidos de uma ferramenta computacional específica de geoprocessamento, o *Global Mapper*. Para avaliar o efeito do sombreamento próximo construíram-se cenas 3D simplificadas das residências que tinham módulos fotovoltaicos em seus telhados na seção *Near Shadings* do *software PVsyst*.

Os grupos assim identificados permitem avaliar o efeito das diferentes análises na determinação da potência do SFCR, enfatizando a relevância da visão unitária.

B. *PowerFactory*

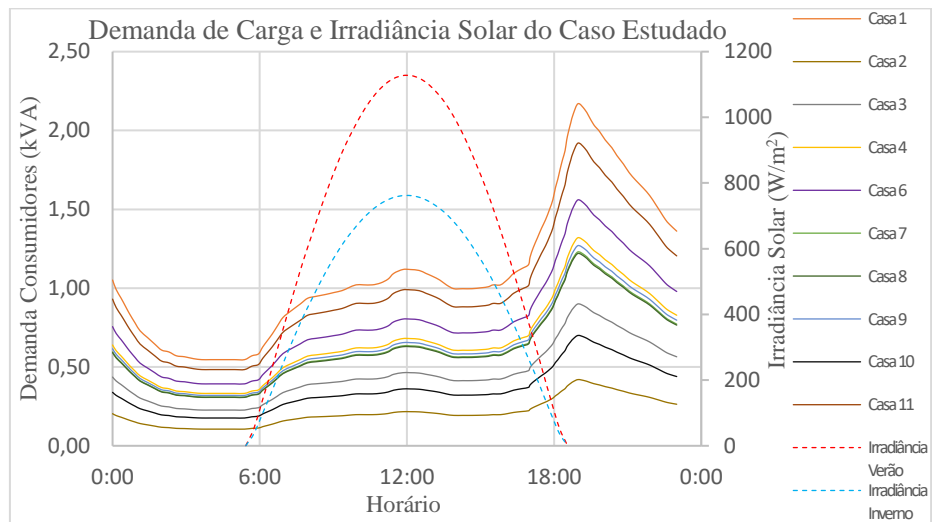
Há duas formas pré-definidas para simular SFCR no *PowerFactory*: o *Active Power Input* (Entrada de Potência Ativa) e o *Solar Calculation* (Cálculo Solar). Os resultados provenientes da visão global (fluxo de potência) podem diferir substancialmente dependendo da modelagem adotada. São identificados dois conjuntos de configurações:

Configuração C - Active Power Input: Considera constante o valor de potência injetada pelos SFCR; C.1 teve este valor como sendo o nominal de placa; C.2 adotou um valor oriundo do *PVsyst*. Esta conexão traz de forma simples a robustez da análise unitária realizada no *PVsyst* para a visão global do fluxo de potência do *PowerFactory*. Para tal associação ocorrer de forma pertinente, é necessário estabelecer uma condição carga/geração. Neste trabalho, esta condição foi definida para o horário de maior irradiância solar do local (12h00min).

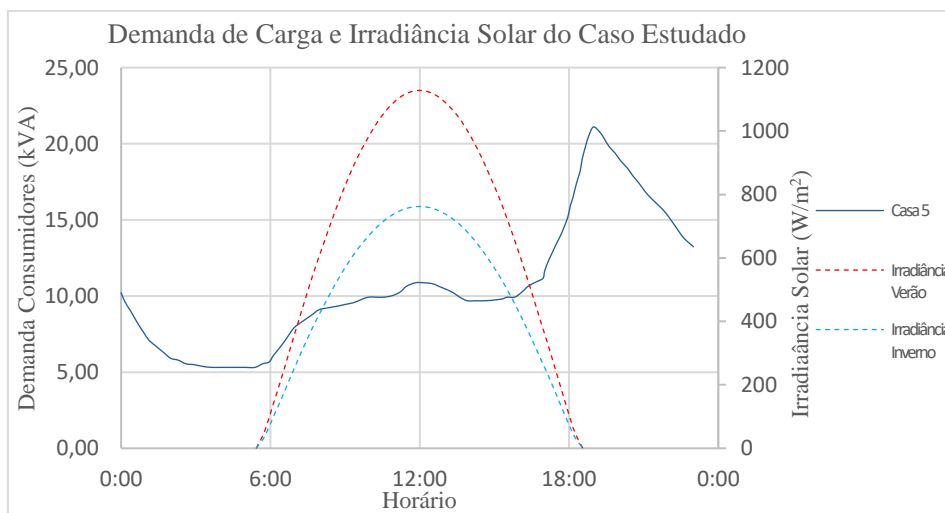
As curvas de carga das residências foram obtidas a partir de uma normalização da curva de demanda do transformador que as atende. A Fig. 3 registra as curvas de carga das residências e a de irradiância global, com céu limpo, para as estações de verão e inverno. Em todas as simulações, os valores de carga de cada consumidor foram definidos para o horário de 12h00min.

Configuração D – Solar Calculation: Permite ao usuário escolher os modelos matemáticos a serem utilizados no cálculo da irradiação global no plano horizontal. É necessário fornecer um conjunto específico de dados do sistema. Os dados requisitados, assim como os valores adotados neste trabalho, são: horário de estudo (12h00min); coordenadas geográficas (latitude: -19° 27' e longitude: -44° 14'); tempo universal coordenado (-3:00); eficiência dos inversores (91%, mesmo valor utilizado no *PVsyst*); ângulo de orientação (19,48°); montagem do sistema (eixo fixo); temperatura ambiente (25 °C). As grandezas não mencionadas tiveram o valor padrão mantido. Também se optou por especificar as componentes global e difusa no cálculo da irradiação no plano horizontal. É necessário que se escolham os modelos matemáticos adotados na determinação destas componentes. Tal escolha define as configurações deste modo de simulação: D.1 utiliza o modelo de Haurwitz (1946) para calcular a componente global de irradiação. Esta escolha baseou-se no estudo de Reno *et al.* (2012), que comparou os resultados de vários modelos para cálculo desta componente, para condição de céu limpo. O resultado deste estudo apresentou o modelo adotado como aquele com menor erro quando comparado com dados de medição;

D.2 utiliza o valor de irradiação global máximo que fora gerado sinteticamente no *PVsyst* para o local das análises ao invés do modelo de Haurwitz (1946). Esta configuração objetiva indicar a relevância do uso de dados mais específicos para, talvez, se obterem resultados mais consistentes. O cálculo da componente difusa de irradiação foi realizado por meio do modelo padrão do *PowerFactory*, o modelo de Louche *et al.* (1986).



(a)



(b)

Figura 3 - (a) Curvas de carga das casas 1-4 e 6-11 e (b) curva de carga da casa 5, ambas com o perfil de irradiação global, com céu limpo, para estações de verão e inverno.

Para facilitar a compreensão do escopo das investigações executadas pelos autores, e identificar os casos escolhidos para a apresentação neste artigo, a Fig. 4 apresenta, de forma esquemática, as configurações do *PVsyst* e do *PowerFactory* descritas anteriormente.

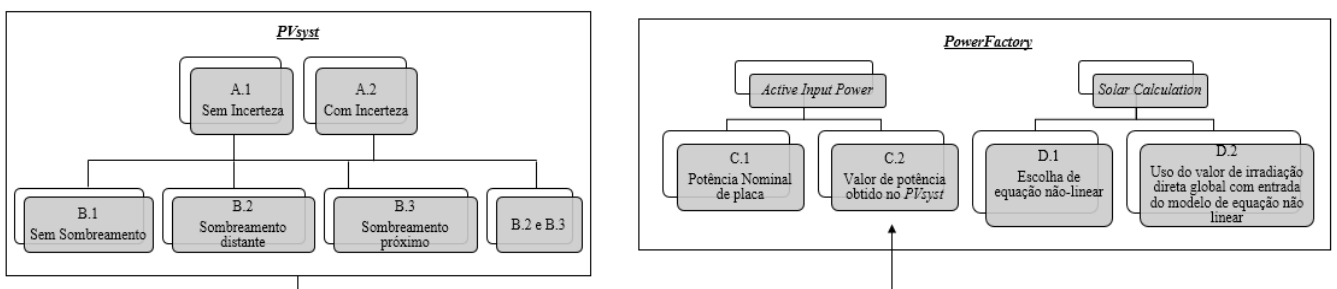


Figura 4 - Possibilidades de configurações dos cenários.

6. ANÁLISE DO IMPACTO DA MODELAGEM DO SFCR NA VISÃO GLOBAL

Neste item são discutidos os resultados e as análises das simulações realizadas para uma rede de BT (220 V) real, mostrando o impacto das diferentes modelagens adotadas para o SFCR.

6.1 A rede elétrica selecionada

A rede elétrica selecionada para estudo é parte de uma rede de distribuição real, sendo composta por um transformador de potência nominal de 75 kVA e 11 consumidores, dos quais sete possuem módulos fotovoltaicos.

Os dados detalhados da rede (cabos, comprimento de linhas e outras informações) podem ser obtidos das publicações Souza (2014) e Roquete (2016). A Tab. 2 registra os dados dos 11 consumidores do circuito, identificando aqueles que possuem módulos fotovoltaicos, as ditas UCG's. Observa-se a presença de UCG's bifásicas e trifásicas.

A demanda de potência ativa da carga foi calculada adotando-se um Fator de Potência (FP) residencial de 0,83. Este valor se baseia no trabalho de Rios *et al.* (2014), onde é proposta uma média dos FP's dos componentes de uma residência típica, atualizado para considerar lâmpadas do tipo LED ao invés das fluorescentes, utilizadas no cálculo dos autores.

Tabela 2 - Dados dos consumidores.

CONSUMIDOR	FASES	TELHADO SOLAR	DEMANDA (kVA)	DEMANDA ATIVA (kW)	BARRA
C1	2Φ (ab)		2,17	1,80	B11
C2	2Φ (ac)		0,42	0,35	B12
C3	2Φ (bc)	X	0,90	0,75	B13
C4	3Φ	X	1,32	1,10	B14
C5	3Φ		21,10	17,51	B15
C6	3Φ	X	1,56	1,29	B16
C7	2Φ (ac)	X	1,23	1,02	B17
C8	2Φ (ab)		1,22	1,01	B18
C9	3Φ		1,27	1,05	B19
C10	2Φ (bc)	X	0,70	0,58	B20
C11	3Φ	X	1,92	1,59	B21

As UCG's possuem cinco módulos fotovoltaicos do tipo Yingli 245P (com potência de pico nominal de 245 Wp), totalizando 1,225 kWp instalados conectados à rede por meio do inversor *SunnyBoy* 1100 LV. A Fig. 5 mostra o diagrama unifilar da rede implementada no *PowerFactory*. Destacam-se: o elemento *External Grid*, que define a barra *slack*; a barra de referência fictícia adicionada ao sistema, Bref; as duplas de telhados solares monofásicos para representação de um conjunto bifásico nas barras B11, B13, B17 e B20; os conjuntos de telhados solares trifásicos nas barras B14, B16 e B21 e as cargas (consumidores residenciais).

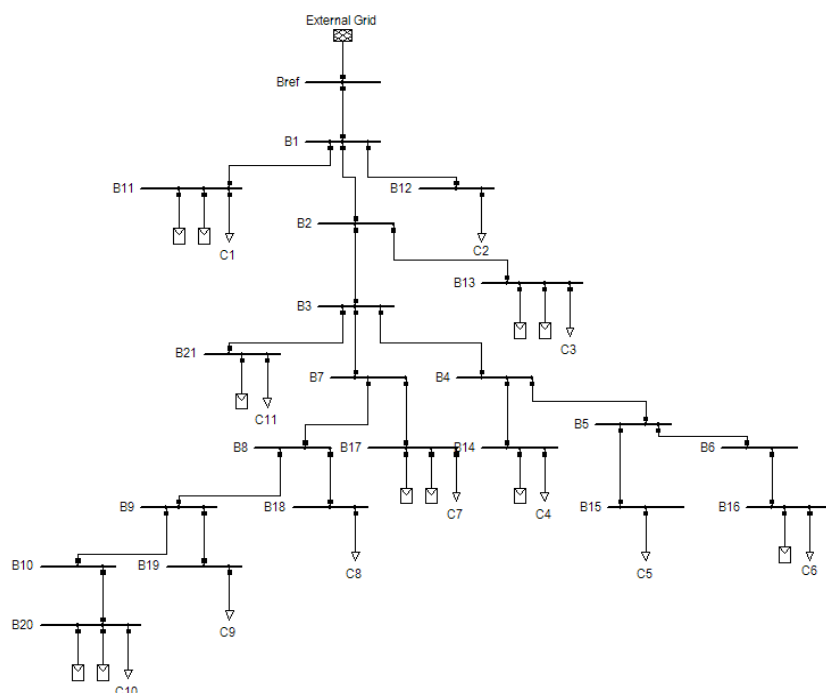


Figura 5 - Diagrama unifilar da rede estudada.

6.2 Caracterização dos casos estudados

Os resultados do fluxo de potência abrem diversas possibilidades de análise da rede elétrica, uma vez que são várias as grandezas obtidas por meio das simulações. Neste trabalho, são apresentadas as análises das grandezas carregamento e perdas. Para apresentação neste item, foram selecionados aqueles que melhor confirmam esta condição. Tais cenários são caracterizados pelas possíveis configurações observadas na Fig. 4:

Cenário 1: Caso completo que integra a visão unitária do *PVsys* ao *PowerFactory*. Caracterização: A.1, B.2, B.3 e C.2.

Cenário 2: Este considera geração de potência nominal de placa. Caracterização: C.1

Cenário 3: Caso que modela os SFCR utilizando o *Solar Calculation* do *PowerFactory*. Caracterização: D.1.

Cenário 4: Caso que considera o efeito do uso de dados oriundos do *PVsys*, como entrada para a componente global de irradiação do *Solar Calculation* do *PowerFactory*. Caracterização: D.2.

Os resultados relativos aos carregamentos e perdas são apresentados para os ramos L1-ref (entre B1 e Bref), L1-2 (entre B1 e B2), L2-3 (entre B2 e B3), L3-4 (entre B3 e B4), L4-5 (entre B4 e B5). Esta escolha se baseou nos elementos que apresentaram resultados mais significativos.

6.3 Análise do carregamento nos ramos

A Tab. 3 registra os resultados dos valores de carregamento, em porcentagem do limite máximo, dos ramos selecionados para cada cenário estudado. Para melhor visualizar o impacto das diferentes formas de se modelar o SFCR, a Fig. 6 apresenta as diferenças dos valores dos carregamentos dos Cenários 2, 3 e 4 com relação ao Cenário 1, considerado como cenário de referência.

Tabela 3 - Valores de carregamentos nos ramos selecionados para cada cenário estudado.

CARREGAMENTO DOS RAMOS (%)				
RAMOS	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3	CENÁRIO 4
L1-ref	17,51	16,48	17,87	17,49
L1-2	16,32	15,49	16,41	16,10
L2-3	16,32	15,49	16,41	16,13
L3-4	14,19	13,77	14,36	14,21
L4-5	14,35	14,12	14,44	14,36

Pode-se observar que o Cenário 2 é aquele que mais difere do Cenário 1, apresentando valores de carregamento significativamente menores, aproximadamente 6% e 5% para os ramos L1-ref e L2-3, respectivamente. Isto se justifica pela utilização do valor nominal de potência como o valor injetado na rede pelos sistemas fotovoltaicos. Estes valores são superiores aos injetados pelos SFCR do cenário de referência, fazendo com que haja menor carregamento, uma vez que menos potência fluirá pelo circuito para atender às cargas deste cenário. Comportamento diferente é apresentado pelo Cenário 3, uma vez que a irradiação disponível no local foi subestimada pelos modelos de cálculo de irradiação utilizados, resultando diretamente uma menor geração de potência ativa pelos SFCR. Isto faz com que o carregamento dos ramos seja maior, pois como a geração fotovoltaica local não atende à carga é necessária que mais potência, de uma fonte externa, flua no circuito. Nota-se a diferença de aproximadamente 2% para as linhas L1-ref.

A comparação que apresentou menor diferença foi a entre o Cenário 4 e o de referência. Isto evidencia que cenários que consideram uma análise unitária detalhada dos SFCR têm os resultados do fluxo de potência similares. As maiores diferenças foram de aproximadamente 1,2% para os ramos L1-2 e L2-3.

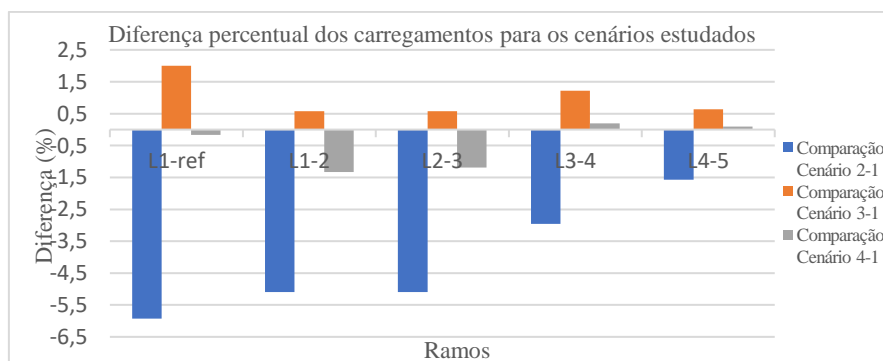


Figura 6 - Diferença percentual dos carregamentos nos ramos selecionados.

O estudo realizado mostra a importância da modelagem do SFCR nos resultados do fluxo e, consequentemente, na elaboração dos planos do planejamento da expansão, já que as ações contidas em tais planos são baseadas nestes resultados. Vale ressaltar que, mesmo a rede BT estudada sendo apenas uma porção de um sistema elétrico, as diferenças

entre os resultados dos cenários apresentam-se significativas. Isto sugere que, para redes com maiores dimensões e níveis de geração fotovoltaica distribuída, o impacto provavelmente será superior.

6.4 Análise das perdas elétricas nos ramos

A Tab. 4 registra os resultados dos valores das perdas elétricas, em Watts, dos ramos selecionados para cada cenário estudado. De forma análoga ao estudo do carregamento, a Fig. 7 apresenta as diferenças entre os valores das perdas dos Cenários 2, 3 e 4 com relação ao Cenário 1.

Tabela 4 - Valores das perdas elétricas nos ramos selecionados para cada cenário estudado.

RAMOS	PERDAS (W)			
	CENÁRIO 1	CENÁRIO 2	CENÁRIO 3	CENÁRIO 4
L1-ref	21,20	18,50	22,40	21,34
L1-2	70,68	64,41	74,73	71,49
L2-3	9,42	8,40	9,89	9,50
L3-4	20,80	19,58	21,33	20,89
L4-5	27,72	26,84	28,10	27,79

A comparação entre o Cenário 2 e o Cenário 1 apresenta a maior diferença nas perdas ocasionadas por efeito Joule. Verifica-se que as perdas dos ramos L1-ref e L2-3 do Cenário 2 são aproximadamente 13% e 11% menores, respectivamente, do que as observadas para o cenário de referência. Assim como identificado na análise do carregamento, considerar a potência injetada pelo SFCR como sendo o valor nominal de pico do módulo faz com que as potências injetadas por estes dispositivos sejam maiores no Cenário 2. Isto implica que, para a demanda da carga ser atendida, menos potência precisa fluir no circuito, dado que a instalação fotovoltaica é capaz de suprir uma maior parcela da carga, o que faz com que as perdas por efeito Joule nos ramos diminua. O contrário acontece no cenário de referência. O Cenário 3 apresenta os maiores valores de perda, aproximadamente 6% para as linhas L1-ref e L1-2. Como o recurso solar é subestimado neste cenário, a injeção de potência pelos SFCR é menor, fazendo com que o fluxo de potência no circuito aumente, o que resulta o aumento das perdas. Adicionalmente, pode-se constatar que a modelagem utilizada para este cenário é conservadora, pois mesmo não considerando valores de dispersão da média apresentou os menores valores de recurso solar. Ao se compararem os resultados do Cenário 4 com os do cenário de referência, observa-se a menor diferença percentual, por exemplo 1,15% para a linha L1-2, que é justificada pelas equações, que regem o modelo de irradiância adotado, terem recebido como parâmetro de entrada o mesmo valor de pico de irradiância dos casos simulados no *PVsys*. Isto aproxima os valores de potência gerados pelo SFCR em ambos os cenários. Similarmente à comparação anterior, pode-se definir a modelagem do Cenário 4 conservadora pela mesma justificativa apresentada para o Cenário 3.

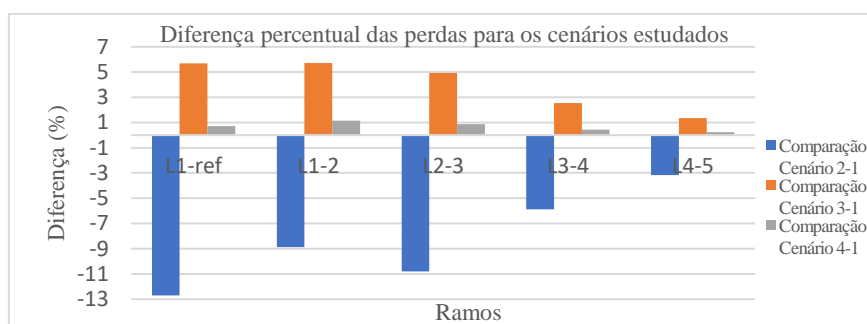


Figura 7 - Diferença percentual das perdas nos ramos selecionados.

7. CONCLUSÕES

As análises apresentadas no trabalho, sob as perspectivas unitária e global, exibem o impacto da modelagem dos SFCR nos resultados do fluxo de potência. Diferentes considerações nestas modelagens podem originar, para uma mesma rede elétrica, distintas soluções de planejamento. Conforme já introduzido, estas podem ser traduzidas em projetos sobre ou subdimensionados, acarretando desde prejuízos financeiros até riscos operativos. Diferenças de carregamentos e perdas foram observadas em uma rede de pequena dimensão, fato que alerta sobre a importância de se modelar de forma apropriada o SFCR, principalmente nas análises de redes de maior porte.

As simulações que levaram em conta mais detalhes da geração fotovoltaica apresentaram valores de carregamento e perdas mais próximos, porém todos os cenários estudados registram diferenças. A proposta do trabalho não é estabelecer a melhor modelagem dos SFCR, e sim expor os impactos das diferentes considerações. Isto evidencia que a tomada de decisão dos planejadores da expansão do sistema elétrico requer mais atenção. Ainda que não seja possível eliminar as incertezas inerentes aos estudos de planejamento, é importante que se discuta sobre o tema, uma vez ser necessário que

procedimentos, preferencialmente padronizados, sejam estabelecidos possibilitando a formulação mais coesa dos planos, que realmente garantam a operação segura e eficiente do sistema elétrico.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com o apoio financeiro da CAPES – Brasil. Os autores agradecem ao engenheiro Márcio Eli Moreira Souza pelas significativas contribuições à realização deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Resolução Normativa nº 482/2012, Diretoria Geral, Brasília.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Resolução Normativa nº 687/2015, Diretoria Geral, Brasília
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017. Nota Técnica nº 0056/2017, Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, Brasília.
- Global Mapper. Versão 19. *Software* para análise da informação geográfica de uma localidade. Blue Marble Geographics, 2017. Hallowell. Disponível em: <<http://www.bluemarblegeo.com>>. Acesso em: 12 out. 2017.
- International Standard Organization (ISO/IEC), 2008. Guide 98-3:2008 – uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement, pp. 1–28.
- Haurwitz, B., 1946. Insolation in Relation to Cloud Type. *Journal of Meteorology*. Vol. 3, pp. 123-124.
- Louche, A., Peri, G., e Iqbal, M., 1986. An analysis of linke turbidity factor. *Solar Energy*. Vol. 37, pp. 393-396.
- Oliveira, L. G. M., 2017. Avaliação de Fatores que Influenciam na Estimativa da Geração e Operação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica, Tese de Doutorado, PPGEE, UFMG, Belo Horizonte.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L., Rütther, R., Abreu, S. L., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., Souza, J. F., 2017. Atlas Brasileiro de Energia Solar. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2ª ed., São José dos Campos / SP.
- Power Factory. Versão SP4. *Software* para análise de Sistema elétrico de potência. DigSILENT GmbH. Gomaringen, 2017. Disponível em: <<https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>>. Acesso em: 30 mar. 2017.
- PVsyst. Versão 6.67. *Software* para estudar, dimensionar, simular e analisar dados de sistemas fotovoltaicos. PVsyst SA. Geneva, 2017. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/en/>>. Acesso em: 12 out. 2017.
- Reno, M. J., Hansen, C. W., Stein, J. S., 2012. Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models - Implementation and Analysis. Sandia National Laboratories Report.
- Richter, M., De Brabandere, K., Kalisch, J., Schmidt, T., E. Lorenz, 2015. —Best Practice Guide on Uncertainty in PV Modelling, Performance Plus WP2 Deliverable D2.4.
- Rios, F. S. R., Curi, G. S., Chaves, F. S., Silva, A. V., 2014. O fator de potência em unidades consumidoras residenciais, *Exacta*, Vol. 7, n. 1, pp 01-11.
- Roquete, R. C. S., 2016. Aplicação de Equivalentes de Redes na Avaliação da Estabilidade de Tensão de Sistemas de Baixa Tensão - Estudo de Caso Real com Inserção de Geração Distribuída
- Souza, M. E. M., 2014. Inserção de Microgeração Distribuída nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real, Dissertação de Mestrado, PPGEE, UFMG, Belo Horizonte.
- Thevenard, D., Pelland, S., 2013. Estimating the Uncertainty in Long-Term Photovoltaic Yield Predictions. *Solar Energy*, Vol. 91, pp. 432-445.

THE DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION MODELLING AND ITS IMPACTS IN THE ELECTRICAL SYSTEMS' PLANNING PERSPECTIVE

Abstract. *This paper presents the progress achieved by the authors in the distributed generation theme, specifically in the analysis of the impacts regarding the photovoltaic systems' insertion in low voltage grids, in the electrical systems' planning perspective. The increasing insertion of distributed photovoltaic generation results in new challenges to the electrical system expansion and operation stages. These challenges impose substantial changes in the studies traditionally carried out. Depending on the set of characteristics selected to model the photovoltaic generation, different expansion / operation alternatives can be created entailing new examination to the planner. Aiming to contribute to this, the present paper presents an innovative proposal, which bases on the analysis of distribution grids from the unit and global perspectives. The unitary view details each individual grid component, whereas the global vision studies the grid as a whole. Associating these perspectives enables the planner to consider the specifics of photovoltaic systems in power flow studies. For a complete unitary analysis of photovoltaic systems, the influence of the uncertainties related to the parameters of the photovoltaics systems' power flow is discussed. The impact of photovoltaic microgeneration modelling' choosing was analyzed by simulating four distinct scenarios of the same electrical grid. These scenarios differ in the amount of information from the unitary view considered in the study of the global vision. The obtained results indicate variations in the grid's line load parameters and electrical losses, between the scenarios, approximately 6% and 13% respectively. This overcomplicates the planner's decision-making process. Small differences in these decisions can be translated into over or undersized projects, possibly generating financial losses and operational risks.*

Key words: *Distributed photovoltaic generation, Impacts of photovoltaic systems modeling, Electrical system planning*