

# PROPOSTA DE ADAPTAÇÃO DA NORMA BRASILEIRA ABNT NBR 16274 E DE ALGUNS PONTOS EM NORMAS TÉCNICAS EM DETERMINADAS CONCESSIONÁRIAS PARA CORRETA AVALIAÇÃO DA METODOLOGIA DE PROJETO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM INVERSOR ORIENTADO AO MÓDULO

**Felipe de Oliveira de Araújo** – felipe@nexsolar.com.br

Nexsolar Soluções em Energia Solar LTDA ME.

**Sandro Petry Laureano Leme** – sandro.leme@ufms.br

Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, Departamento de Engenharia Civil

**Laura de Oliveira de Araújo** – laura@nexsolar.com.br

Nexsolar Soluções em Energia Solar LTDA ME.

**Bruna Larissa Spontoni do Espírito Santo** – bruna.spontoni@gmail.com

Nexsolar Soluções em Energia Solar LTDA ME.

**Larissa Ayumi Hisano Higuti** – larissa.ayumi.nexsolar@gmail.com

Nexsolar Soluções em Energia Solar LTDA ME.

**Resumo.** *Uma das principais promessas de tecnologias solar fotovoltaica tem sido o uso dos chamados “microinversores”, que vêm prometendo tornar acessível, a qualquer um, gerar sua própria energia. Esse artigo apresenta uma discussão de uma proposta de adaptação da Norma Brasileira ABNT NBR 16274 (Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho) e de algumas normas técnicas de diversas concessionárias para correta avaliação da metodologia de projeto de SFGRs (Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede) utilizando inversor orientado ao módulo (ou microinversores). O artigo inicia apresentando as diferentes metodologias de projetos de SFGRs, discutindo aspectos positivos e negativos de cada uma. Em seguida busca apresentar uma discussão dos aspectos positivos e negativos da metodologia de projeto de SFGRs com microinversores, dando um exemplo prático de dimensionamento. O artigo é organizado conforme segue: A Seção 1 apresenta uma introdução justificando a importância da metodologia proposta; A Seção 2 apresenta os diferentes tipos de metodologia de projeto de SFGRs bem como seus aspectos positivos e negativos; A Seção 3 descreve os principais diferenciais da metodologia de projeto de SFGRs com utilização de microinversores terminando com exemplo prático de dimensionamento; A Seção 4 apresenta as principais propostas de adaptação e os pontos em conflito das ABNT NBR 16274 e de algumas normas técnicas de determinadas concessionárias; A Seção 5 apresenta as conclusões do trabalho.*

**Palavras-chave:** *Energia Solar Fotovoltaica, Normas Técnicas, Microinversor*

## 1. INTRODUÇÃO

Uma das principais promessas da tecnologia solar fotovoltaica tem sido o uso dos chamados “microinversores”, que vêm prometendo tornar acessível a qualquer um poder gerar sua própria energia. Acontece que a aplicação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, só vinha sendo considerada viável para consumidores que consumiam acima de 400 kWh/mês, sendo o foco de venda de empresas instaladoras apenas para estes consumidores. Buscando definir o mercado potencial para esse tipo de aplicação no país, pode-se avaliar que, de acordo com o último Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2014, o maior número de unidades consumidoras de energia no país são as residências, que representam 85% (63,8 milhões) das unidades consumidoras, enquanto que 7% são comerciais (5,4 milhões), e apenas 1% destes consumidores ou 584 mil são unidades industriais, do total de 74,8 milhões espalhados pelo país. Claramente o maior potencial está nas unidades consumidoras residenciais, só que ainda é um mercado que encontra dificuldades de implantação de sistemas fotovoltaicos no país.

Se aprofundarmos um pouco mais neste assunto, podemos utilizar o critério definido na *Nota Técnica DEA 19/14 divulgado pela EPE*, onde se discute que o mercado potencial de unidades residenciais seriam residências onde a renda ultrapasse cinco salários mínimos, restringindo um mercado que anteriormente era de 63,8 milhões para cerca de 25 milhões. Desse mercado, ao analisar o perfil de consumo, tem-se uma característica interessante: a parte que não era considerada viável para aplicação de sistema fotovoltaico conectado à rede, no Brasil, representa 89% do mercado alvo. Tal afirmação se justificava pela aplicação de somente duas metodologias para o projeto de SFGRs: as de inversores centrais ou inversores orientados ao ramo/string, o que resultava em um tamanho mínimo do inversor, um número mínimo de módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, um investimento mínimo de R\$ 22.000,00 a R\$ 30.000,00, fazendo com que a tecnologia fosse considerada inviável devido ao alto investimento inicial. Proporcionando um retorno vantajoso apenas para uma faixa de consumidores que apresentam um consumo, no mínimo, de 400 kWh/mês.

Esse artigo apresenta uma discussão de uma proposta de adaptação da Norma Brasileira ABNT NBR 16274 e de alguns pontos em algumas normas técnicas de diversas concessionárias para correta avaliação da metodologia de projeto de SFGRs de inversor orientado ao módulo (ou microinversores). O artigo inicia apresentando as diferentes

metodologias de projetos de SFRCs discutindo aspectos positivos e negativos de cada uma. Em seguida busca apresentar uma discussão dos aspectos positivos e negativos da metodologia de projeto de SFRCs com microinversores, dando um exemplo pratico de dimensionamento. O artigo é organizado conforme segue: A Seção 1 apresenta uma introdução justificando a importância da metodologia proposta; A Seção 2 apresenta os diferentes tipos de metodologia de projeto de SFRCs bem como seus aspectos positivos e negativos; A Seção 3 descreve os principais diferenciais da metodologia de projeto de SFRCs com utilização de microinversores terminado com exemplo pratico de dimensionamento; A Seção 4 apresenta as principais propostas de adaptação e os pontos em conflito das ABNT NBR 16274 e alguns pontos em determinadas normas de algumas concessionárias; A Seção 5 apresenta as conclusões do trabalho.

## 2. METODOLOGIAS DE PROJETO DE SFRCs

Os primeiros SFRCs utilizavam um único inversor central para se conectar ao gerador fotovoltaico. Atualmente esta não é a única configuração possível. Pode-se classificar da seguinte forma:

- a) *Configuração com inversor central;*
- b) *Configuração com inversor orientado ao ramo ou ao subgerador;*
- c) *Configuração com inversor orientado ao módulo (ou configuração com microinversores);*

As subseções abaixo descrevem cada uma delas comparando seus aspectos positivos e negativos.

### 2.1 Configuração de Inversor Central com Baixa Tensão c.c. (Corrente Contínua)

A Fig. 1(a) apresenta o desenho esquemático para esta configuração. Entre as principais vantagens apresentadas nessa metodologia estão:

- Maior imunidade ao sombreamento parcial, ou perda por divergência;
- Cabos do Cabeamento c.c. com maior bitola;
- Devido trabalhar com baixa tensão c.c. pode-se utilizar material de classe III para os equipamentos de proteção;

### 2.2 Configuração de Inversor Central com Alta Tensão c.c.

A Figura 1(b) apresenta o desenho esquemático para esta configuração. Entre as principais vantagens apresentadas nessa metodologia estão:

- Menor imunidade ao sombreamento parcial, ou perda por divergência;
- Cabos do Cabeamento c.c. com menor bitola;
- Devido trabalhar com alta tensão c.c. necessita-se utilizar material de classe II para os equipamentos de proteção;

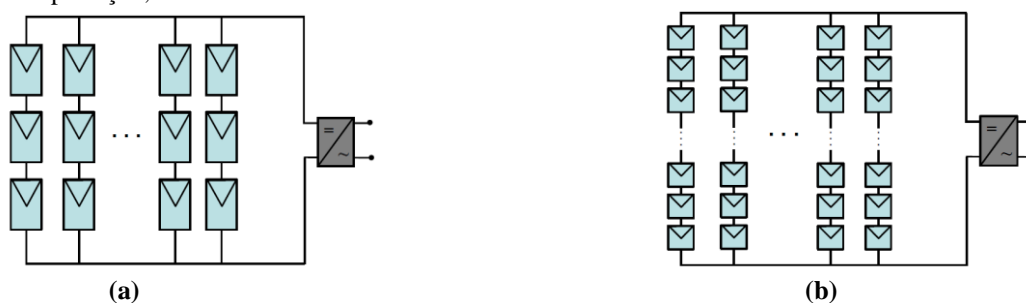


Figura 1: Metodologia de projeto com inversor central com baixa tensão c.c. (a) e com alta tensão c.c. (b)

### 2.3 Configuração de Inversor Orientado ao Ramo ou Subgerador

A Fig. 2(a) e 2(b) apresentam o desenho esquemático para esta configuração. Entre as principais vantagens apresentadas nessa metodologia estão:

- Maior imunidade ao sombreamento parcial, ou perda por divergência;
- Não necessita de diodos de bloqueio;
- Diminui o custo do Cabeamento c.c. e da quantidade de caixa de conexão c.c.;
- Ao falhar apenas um inversor sua instalação ainda continua em funcionamento;

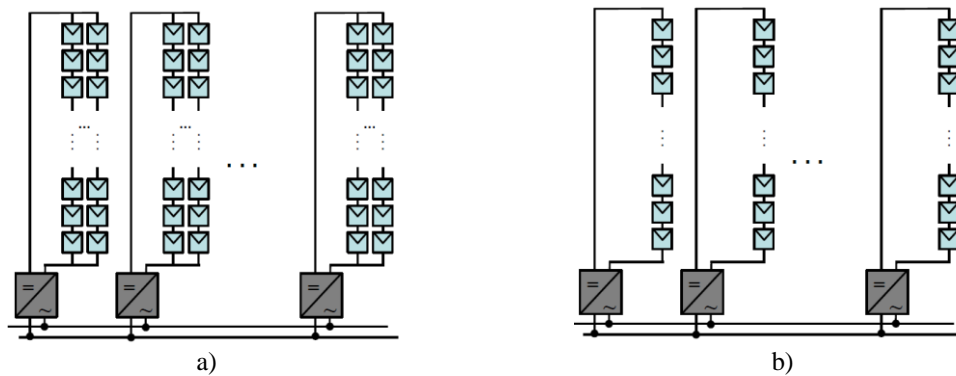


Figura 2: Metodologia de projeto com inversor orientado ao Ramo (a) ou ao Subgerador (b)

## 2.4 Configuração de Inversor Orientado ao Módulo

A Fig. 3 apresenta o desenho esquemático para esta configuração. Entre as principais vantagens apresentadas nessa metodologia estão:

- Alta imunidade ao sombreamento parcial, ou perda por divergência;
- Inexistência de cabeamento c.c.;
- Grande Modularidade;

## 3. DIFERENCIAL DA METODOLOGIA DE PROJETO DE SFCRS QUE UTILIZA MICROINVERSORES

Quando comparado com a metodologia de projeto de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede com a utilização de inversores centrais/string, a metodologia de microinversores apresenta as seguintes vantagens:

- 1) *Fácil instalação:* Utilização da tecnologia *plug & play*. O circuito em c.c. é mais simples e com uma tensão menor (ao contrário da metodologia de inversor central/string que chega a ter 600 - 1200 V no circuito c.c.), o que minimiza o risco de acidentes e de erros, permitindo fácil instalação.
- 2) *Maior vida útil:* A maior vida útil dos microinversores pode ser justificada pelo fato de operarem em baixa potência. Dessa forma problemas inerentes ao design são resolvidos sendo eliminada a necessidade de um grande transformador, assim como grandes capacitores eletrolíticos podem ser substituídos por capacitores de película fina (Thim Film), sem contar que não são mais necessários sistemas de resfriamento.
- 3) *Produz 25% mais energia do que os sistemas que utilizam metodologias de inversor central/string:* A produção de energia em sistemas fotovoltaicos conectados com metodologia de inversor central/string é dada em função do módulo FV (fotovoltaico) de menor produção. Enquanto que a produção de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede com metodologia de microinversores é independente para cada módulo. Tal dado vem sendo comprado no artigo escrito por *David M. Lee, Brian W. Raichle* em 2012 e por *David M. Lee* em sua tese de mestrado em 2011.
- 4) *Mais seguro:* A utilização de microinversores evita que ocorram falhas conhecidas como “ARC FAULT”, que é umas das principais causas que fazer instalações fotovoltaicas pegarem fogo.

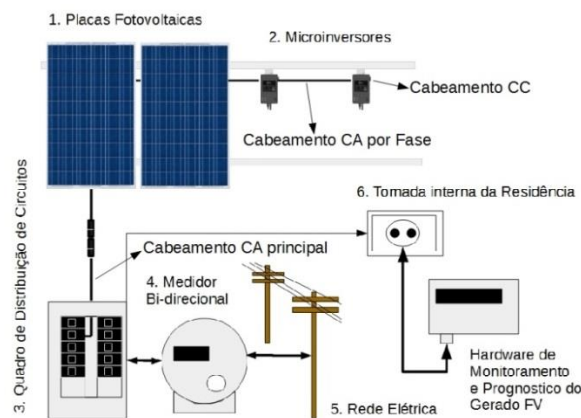


Figura 3: Metodologia de projeto de SFCR com microinversores.

### 3.1 Dimensionamentos de uma Instalação Usando Microinversores

A definição da metodologia de projeto de inversor orientado ao módulo (ou metodologia com microinversor) é a conexão de único módulo para cada inversor com o algoritmo de MPPT (Metodologia de busca de Máxima Potencia) de cada inversor sendo orientado a um único módulo. Normalmente é admissível a conexão de módulos de potência de 180 W-310 W em cada microinversor. Sendo a máxima tensão e corrente admissível em seus terminais entrada de 55 V e a 12 A respectivamente. Alguns modelos de microinversores tem a eficiência de seus algoritmos de MPPT chegando a 99,5% enquanto a eficiência de conversão chegando a 95,6% segundo *Tese de mestrado* escrito por *Jason.C. Dominic*.

As próximas subseções descrevem os passos para dimensionamento de uma instalação com microinversores.

- Escolha do módulo fotovoltaico para cada microinversor;
  - a. Calcular Voc (tensão de circuito aberto) do módulo fotovoltaico escolhido para máxima temperatura ( $t(c)_{max} = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), garantindo que seja maior a mínima tensão necessária para o funcionamento do algoritmo de MPPT (MinVin). Conforme a Eq. (1).
 
$$Voc(t(c)_{max}) = Voc + [Voc(t(c)_{max} - t(stc)) * \beta(Voc) (\%)/100] > Min\ Vin \quad (1)$$
  - b. Calcular Voc do módulo fotovoltaico escolhido para menor temperatura ( $t(c)_{min} = -10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), garantindo que seja menor que a máxima tensão admissível na entrada dos terminais do microinversor (Max Vin). Conforme a Eq. (2).
 
$$Voc(t(c)_{min}) = Voc + [Voc(t(c)_{min} - t(stc)) * \beta(Voc) (\%)/100] < Max\ Vin \quad (2)$$
  - c. Calcular Vmpp (tensão no ponto de máxima potência) do módulo fotovoltaico escolhido para máxima temperatura ( $t(c)_{max} = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), garantindo que seja maior que a mínima tensão necessária para o funcionamento do algoritmo de MPPT (Min Vmpp). Conforme a Eq. (3).
 
$$Vmpp(t(c)_{max}) = Vmpp + [Vmpp(t(c)_{max} - t(stc)) * \beta(Voc) (\%)/100] > Min\ Vmpp \quad (3)$$
  - d. Calcular Vmpp do módulo fotovoltaico escolhido para menor temperatura ( $t(c)_{min} = -10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), garantindo que seja menor que a máxima tensão admissível para o funcionamento do algoritmo de MPPT (Max Vmpp). Conforme a Eq. (4).
 
$$Vmpp(t(c)_{min}) = Vmpp + [Vmpp(t(c)_{min} - t(stc)) * \beta(Voc) (\%)/100] < Max\ Vmpp \quad (4)$$

Calcular Isc (corrente de curto circuito) do módulo fotovoltaico escolhido para máxima temperatura ( $t(c)_{max} = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), garantindo que seja menor que a máxima corrente admissível na entrada dos terminais do microinversor (I max). Conforme a Eq. (5).

$$Isc(t(c)_{max}) = Isc + [Isc(t(c)_{max} - t(stc)) * \beta(Isc) (\%)/100] < I_{max} \quad (5)$$

- Dimensionamento do Cabeamento do Gerador Fotovoltaico;

O dimensionamento dos condutores de um gerador fotovoltaico com um inversor central/string era dividido em duas partes: uma responsável por transportar a corrente contínua produzida pelos módulos fotovoltaicos (cabeamento c.c.) e outra parte responsável por transportar a corrente alternada convertida pelo inversor fotovoltaico (cabeamento c.a.). Quando se projeta um gerador fotovoltaico que contém apenas microinversores, a queda de tensão e os requisitos de proteção com relação ao cabeamento c.c. são bem menores e muitas vezes desprezíveis, uma vez que os microinversores são instalados abaixo dos módulos conforme mostra a Fig. 4.

Quando se instala um gerador fotovoltaico baseado em microinversores, o cabeamento pode ser dividido nas seguintes partes: Cabeamento c.c., Cabeamento c.a. (Corrente Alternada) por fase e Cabeamento c.a. principal sendo o Cabeamento c.c. e o Cabeamento c.a. por fase, fornecido muitas vezes pelo próprio microinversor. A Fig. 3 mostra um esquema funcional das partes do cabeamento de um gerador fotovoltaico com microinversor.

Pela NBR é recomendável que o valor máximo de queda de tensão verificado entre o ponto de instalação do sistema fotovoltaico e o padrão de entrada não ultrapasse 3%. Para dimensionar e comprovar o correto dimensionamento dos condutores se utiliza os critérios de queda de tensão e térmicos (máxima corrente de curto circuito) admissíveis. Como em alguns microinversores, como por exemplo, o fornecido pela Fabricante Altenergy Power System. Lc, já possui cabeamento c.c. e cabeamento c.a. por fase de 4 mm<sup>2</sup> podemos verificar usando os critérios de queda de tensão e térmico que existe um número máximo definido por ramo que varia de 3 microinversores para a versão que funciona a 127 V e de 5 microinversores para a versão que funciona a 220 V limitada pela máxima corrente admissível da bitola que já vem de fábrica.



Figura 4: Instalação dos microinversores

## 4. PROPOSTAS DE ADAPTAÇÃO

### 4.1 Divergências na NBR 16274

A NBR 16274 estabelece as informações e a documentação mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, bem como os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema. Os ensaios de comissionamento que devem ser realizados podem ser divididos em duas categorias principais: a) categoria 1 - conjunto padrão de ensaios que deve ser aplicado a todos os sistemas, b) categoria 2 – sequência expandida de ensaios que assume que todos os ensaios da categoria 1 já foram realizados. Acontece que como a metodologia de projeto de inversor orientado ao módulo não se possui acesso ao cabeamento c.c., sendo ele considerado inexistente, algumas procedimentos precisam ser adaptados ou mesmo retirados para correta avaliação dessa metodologia. As próximas seções discutem os procedimentos dos ensaios de categoria 1 e 2 que devem ser adaptados.

#### 4.1.1 Ensaios de Categoria 1

Um regime de ensaio de categoria 1 é a sequência mínima de ensaios que deve ser aplicado a todos os sistemas, independentemente da escala, do tipo, da localização ou da complexidade. Os ensaios realizados nessa categoria incluem:

- *a) continuidade da ligação a terra e /ou dos condutores da ligação*

Para esse teste se exige que o gerador fotovoltaico tenha suas estruturas aterradas bem como cada ramo de microinversores. Acontece que os microinversores são instalados diretamente em baixo de cada módulo, sendo presos nos trilhos conforme mostra a Fig. 4. O aterramento da estrutura tem como o objetivo a proteção do usuário contra choques elétricos, seja em corrente contínua ou alternada, bem como garantir a equipotencialização dos equipamentos e módulos em caso de descarga atmosférica. A ligação entre o condutor do circuito c.c. e o sistema de aterramento, em um arranjo FV com microinversores, é feita através do dispositivo de proteção de falta à terra (Ground Fault Protection Device – GFPG) interno ao microinversor, dessa forma, esse dispositivo exerce o papel de fazer a ligação do sistema a terra. A presença desse sistema requer, de acordo com a norma UL Standard 1741, que o inversor tenha terminais claramente identificados/marcados para a conexão do condutor e do eletrodo de aterramento. Normas espanholas como a ITC-BT 24 e 26 dizem se a tensão de circuito aberto Voc do gerador fotovoltaico for menor que 75 V não temos necessidade de proteções adicionais contra tensão de contatos diretos ou indiretos. Dessa forma deve-se exigir apenas que um cabo passe por todos microinversores em seus GFPG e vá até o terra do QBG da residência.

- *b) ensaios de polaridade,*

A NBR 16274 exige que seja verificada a polaridade de todos os cabos c.c. .Como na metodologia de projeto de inversores orientado ao ramo não existe conexão de módulos em série ou em paralelo, sendo seu design simplificado esse teste se torna mais simples. Sendo necessário apenas testar as polaridades somente dos cabos (+) e (-) de cada módulo.

- *c) ensaios da(s) caixa(s) de junção*

Uma única série fotovoltaica conectada com a polaridade invertida dentro de uma caixa de junção pode ser, às vezes, difícil de identificar. As consequências de uma série fotovoltaica conectada com polaridade invertida, particularmente em sistemas de maiores dimensões, com várias caixas de junção interligadas, podem ser significativas segundo a ABNT NBR 16274:2014. Acontece que em geradores fotovoltaicos que utilizam inversores orientados aos módulos (microinversores) não é utilizado caixa de junção. Dessa forma não tem como ser realizado esse teste.

- *d) ensaios de corrente da(s) série(s) fotovoltaicas(s) (curto-circuito ou operacional)*

O propósito de um ensaio de medição da corrente de uma série fotovoltaica é verificar se não há falhas graves na fiação do arranjo fotovoltaico. Estes ensaios não podem ser tomados como uma medida de desempenho do módulo/arranjo fotovoltaico. Existem dois métodos de ensaios (curto-circuito ou operacional), e ambos vão fornecer informações sobre o funcionamento correto da série fotovoltaica. Quando possível, o ensaio de curto-circuito é preferido, uma vez que deve excluir qualquer influência dos inversores segundo a ABNT NBR 16274:2014. A única adaptação que deve ser feita é que como o gerador fotovoltaico com microinversores não possuem módulos em série (ou string de módulos) sendo cada módulo ligado diretamente ao seu microinversor a medição se torna muito mais simples e segura.

- *e) ensaios de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaicas(s);*

A finalidade da medição da tensão de circuito aberto dentro da sequência de ensaios dos regimes de ensaio categoria 1 é verificar se as séries de módulos estão corretamente conectadas e, especificamente, se o número esperado de módulos estão conectados em série segundo a ABNT NBR 16274:2014. Esquecer uma interconexão ou interligar equivocadamente um número errado de módulos dentro de uma série fotovoltaica é um erro relativamente comum, especificamente em sistemas maiores, e o ensaio de tensão de circuito aberto rapidamente identifica essas falhas. Como na metodologia de projetos que utiliza microinversores, não existem módulos em série ou em paralelo esse erro se torna impossível. Dessa forma não sendo mais necessária a realização desse ensaio em geradores fotovoltaico com microinversores.

- *f) ensaios funcionais;*

Segundo a ABNT 16274 os ensaios funcionais que devem ser realizados são:

a) ensaios em dispositivos de seccionamento e outros aparelhos de controle de forma que possam garantir que funcionam corretamente e que estão devidamente montados e contados. Na metodologia de projeto de inversor orientado ao módulo os microinversores são conectado um ao outro, formando um “ramo”, e são conectado ao ponto de conexão através de um disjuntor. O disjuntor basicamente tem a função de interromper o circuito diante de algumas circunstancia, como: sobrecorrente por curto-circuito, sobrecorrente por sobrecarga ou até mesmo manualmente para alguma manutenção. Diferente da metodologia de projeto de inversor central/string que possuem vários dispositivos de seccionamento (Ex. Disjuntor, Fusíveis, Chave seccionadora c.c, DPS tanto no lado c.c. e c.a.) a metodologia de microinversores esse teste se tornam muito mais simples. b) todos os inversores que fazem parte do sistema fotovoltaico devem ser ensaiados para garantir o funcionamento correto. O procedimento deve ser aquele definido pelo o fabricante. Normalmente microinversores possuem LEDs de indicação de funcionamento, ou mesmo podem ser verificados através de unidades de monitoramento.

- *g) ensaios de resistência de isolamento do(s) circuito(s) c.c.;*

O circuito c.c. de arranjos fotovoltaicos está vivo durante o dia, ao contrario de um circuito c.a. convencional, não podem ser isolados antes de realizar este ensaio. Assim o ensaio deve ser realizado com roupas e equipamentos de proteção apropriada. A metodologia de inversor orientado ao módulo minimiza os riscos de realização desses ensaios. De acordo com ABNT 16274:2014 existem dois métodos de ensaios possíveis: a) método de ensaio 1- ensaio entre o negativo do arranjo fotovoltaico e a terra, seguido de um ensaio entre o positivo e a terra. b) método de ensaio 2- ensaio entre a terra e o curto-circuito do positivo e do negativo do arranjo fotovoltaico. O método que se torna mais fácil a realização é o método de ensaio 1 para instalações com microinversores pois, como a estrutura de suporte está ligada á terra, a ligação a terra pode ser em qualquer ponto de terra adequado ou na estrutura do arranjo fotovoltaico ( quando esta é utilizada, deve-se assegurar um bom contato o que há continuidade ao longo de toda estrutura metálica). Os valores mínimos de resistência de isolamento medidos devem estar de acordo com a Tabela 1 da Norma ABNT NBR 16274:2014 na pagina 17.

#### 4.1.2 Ensaio de Categoria 2

Um regime de ensaio de categoria 2 se destina a sistemas maiores ou mais complexos. Todos os ensaios do regime de ensaios categoria 1 devem ter sido realizados, e o com seus resultados aprovados antes do início dos ensaios do regime de ensaio categoria 2.

Segundo a ABNT NBR 16274: 2014 os ensaios de categoria 2 são:

- *a) Ensaio de curva I-V das series fotovoltaicas*

Quando se utiliza a metodologia de projeto de inversor orientado ao módulo, deve-se esquecer da figura de “série” fotovoltaica. E sim realizar o ensaio para saber se a medição da curva IV e os parâmetros de Voc e Isc estão de acordo com o que afirmados no “datasheet” dos módulos fotovoltaicos. Podendo, além disso, identificar se há células danificadas, diodos de by-pass curto-circuitados, a presença de resistência paralela excessiva em células, ou resistência em série excessiva. Sombreamento localizado, e descasamento de parâmetros entre módulos não podem ser mais identificados por esse teste. Sendo necessário agora o uso de equipamentos de monitoramento (ou datalogger) para monitorar a produção em tempo real de cada módulo para identificar esses erros.

- *b) Inspeção com câmera infravermelha*

A finalidade de uma inspeção com câmara infravermelha (IR) é detectar variações de temperatura anormais em módulos em operação no campo. Tais variações de temperatura podem indicar problemas dentro dos módulos e/ou de arranjos fotovoltaicos, como células reversamente polarizadas, falha do diodo de by-pass, falha de conexões como solda, conexões ruins e outras condições que levam a altas temperaturas localizadas durante a operação. Esse teste para geradores fotovoltaicos com microinversores deve incluir outra função a de monitorar a temperatura de operação dos microinversores que estão localizados abaixo dos módulos fotovoltaicos. Fabricantes de microinversores dizem que a máxima temperatura interna normalmente varia de -40 °C a +85 °C. Passa a ser muito importante identificar qual é temperatura média de operação dos microinversores, pois influencia no rendimento e na vida útil dos equipamentos.

## **4.2 DIVERGÊNCIAS EM NORMAS TÉCNICAS DE DETERMINADAS CONCESSIONÁRIAS**

### **4.2.1 Exigência de Aterramento**

Nos sistemas de geração fotovoltaica o aterramento do lado c.a. do sistema é sempre realizado de acordo com as normas técnicas existentes na maioria dos países. O aterramento do lado c.c. do sistema nem sempre é realizado devido a divergências de conceito entre manter ou não a continuidade do fornecimento de energia em caso de uma falta nesta parte do sistema. No Brasil, o aterramento do SFV deve atender totalmente às prescrições das normas técnicas da ABNT. Esse entendimento deverá ser revisto caso seja discutido e normatizado o uso de inversores bidirecional. Imagina-se com isso que logo em breve, deve ser discutido uma norma específica para aterramento em SFCRs no Brasil.

### **4.2.2 Exigência de Proteção Contra Surtos no Circuito c.c. e no Circuito c.a.**

Os DPS são capazes de evitar quase qualquer tipo de dano, descarregando para a terra os pulsos de alta-tensão causados por raio. Tem a função de limitar sobretensões e descarregar os surtos de corrente originários de descargas atmosféricas que normalmente podem queimar equipamentos. A função principal da proteção contra surtos de SFCRs é a equipotencialização de todas as partes condutoras do sistema. Este objetivo é atingido com a conexão direta de todos os sistemas metálicos normalmente não energizados e com a conexão feita por meio de dispositivos de proteção contra surtos (DPS) dos condutores normalmente energizados.

O inversor de corrente é a parte mais vulnerável do sistema, podendo ser danificado pelo acoplamento de correntes de surto causadas pelas descargas atmosféricas. Esta possibilidade pode ser reduzida pelo uso de medidas de proteção envolvendo o aterramento, equipotencialização, utilização de blindagem e roteamento de cabos. Não somente a equipotencialização com o uso de DPS como muitos pensam. Embora cada medida seja específica, elas constituem um conjunto integrado dentro de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas. O princípio geral da proteção contra sobretensões transitórias é desviar as correntes de surto e reduzir o pico de tensão nos terminais do equipamento a ser protegido pela alteração transitória do circuito elétrico existente.

Devem ser considerados quanto a sua origem e caminho todos os condutores elétricos existentes, o que não significa que todos eles precisarão ser protegidos. Os DPS devem ser instalados tanto no lado c.c. quanto no c.a. e algumas normas de determinadas concessionárias exigem obrigatoriamente seu uso (como a CELG com a NTC-71, como a CEMAT com a NTE-041 e etc). Nas redes c.a. devem-se proteger com DPS as três fases, às quais o inversor é conectado. Na rede c.c., os DPS devem ser utilizados nos condutores de corrente contínua entre os módulos e o inversor.

Acontece que na metodologia de inversores orientado ao módulo não se tem acesso ao circuito c.c., ou mesmo não é possível seccioná-lo para colocar um DPS em cada módulo. Os inversores já possuem dispositivos de proteção de falta á terra (Ground Fault Protection Device- GFPD) e se bem aterrados e equipotencializado, com as funções incorporadas e normatizada pela norma de proteção contra sub e sobre tensão não se faz necessário o uso de DPS no lado c.c.. A própria norma espanhola como a ITC-BT 24 e 26 dizem que se a tensão de circuito aberto Voc do gerador fotovoltaico for menor que 75 V não se tem a necessidade de proteção adicionais contra tensões de contato direto e indiretos. Dessa forma algumas concessionárias precisam reconhecer que e julgar de forma correta que o uso de DPS no lado c.c. na metodologia de projeto com microinversores não é necessário.

## **5. CONCLUSÃO**

Esse artigo apresentou uma discussão de uma proposta de adaptação da Norma Brasileira ABNT NBR 16274 (Sistemas fotovoltaicos conectados á rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho) e do entendimento de alguns pontos em normas técnicas de diversas concessionárias para correta avaliação da metodologia de projeto de SFCRs de inversor orientado ao módulo (ou microinversores). O artigo iniciou apresentando as diferentes metodologias de projetos de SFCRs discutindo aspectos positivos e negativos de cada uma. Em seguida busca apresentou uma discussão dos aspectos positivos e negativos da metodologia de projeto de SFCRs com microinversores, dando um exemplo pratico de dimensionamento. Para assim

iniciar a discussão de uma proposta de adaptação da ABNT NBR 16274 e de alguns pontos em algumas normas técnicas de determinadas concessionárias.

O principal resultado almejado nesse trabalho é mostrar que quando se avalia um gerador fotovoltaico conectado à rede com inversor orientado ao módulo (ou composto por microinversores) se deve ter um novo entendimento sobre a nova filosofia do circuito c.c. que se torna praticamente inexistente. Assim determinados aspectos, testes e dispositivos de proteção que eram considerados obrigatórios passam a não ter mais utilidade ou acabam sendo considerados desnecessários.

Outro fato importante a ser concluído é que, com esta metodologia, aumentou-se o número de clientes que podem ser atendidos de forma satisfatória pelos sistemas fotovoltaicos, principalmente pelo fato da redução do investimento inicial necessário para a instalação do sistema.

## REFERÊNCIAS

- David M. Lee, Brian W. Raichle, 2012. A Side-by-Side Comparison of Micro and Central Inverters in Shaded and Unshaded Conditions.
- David M. Lee, Thesis of Master of Science, 2011 . A direct Comparison Between a Central Inverter and Microinverters in a Photovoltaic Array, Appalachian State University, University of Virginia, EUA.
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - Serie de Recursos Energéticos - Nota Técnica DEA 19/14 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos , Rio de Janeiro, Outubro de 2014
- ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho, Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- Jason C. Dominic, Thesis of Master of Science, 2014. Comparison and Design of High Efficiency Microinverters for Photovoltaic Applications, Virginia Polytechnic Institute and State University, EUA

## PROPOSAL FOR ADAPTATION OF THE BRAZILIAN RULES NBR 16274 AND NBR 16149-2013 AND SOME POINTS OF SOME TECHNICAL STANDARDS FOR PROPER ASSESSMENT METHODOLOGY OF SYSTEM PHOTOVOLTAIC CONNECTED TO THE GRID WITH INVERTER ORIENTED TO MODULE

**Abstract.** *One of the main promises of solar photovoltaic technology has been the use of so-called "microinverter" which come promising to make accessible to anyone to generate their own power. This article presents a discussion of a proposal to adapt the Brazilian Standard NBR 16274 (Photovoltaic systems connected to the network - Minimum requirements for documentation, commissioning tests, inspection and performance evaluation) and NBR 16149-2013 (Interface Features connection to the electrical distribution network) and some technical standards of various utilities for correct assessment of SFCRs design methodology oriented inverter module (or microinversores). The article begins by presenting the different methodologies SFCRs projects discussing positive and negative aspects of each. Then search presents a discussion of the positive and negative aspects of SFCRs design methodology with microinverters, giving a practical example of scaling. The paper is organized as follows: Section 1 provides an introduction explaining the importance of the proposed methodology; Section 2 presents the different types of SFCRs design methodology as well as its positive and negative aspects; Section 3 describes the key differentiators of SFCRs design methodology with use of microinversores finished with practical example of scaling; Section 4 presents the main proposals to adapt and points on conflict of NBR 16274 and some standards of some utility energy company.; Section 5 presents the work's conclusions.*

**Key words:** *Photovoltaic Solar Energy, Technical Standards, Microinverter*