

Análise sobre a instalação do Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) na microgeração

Elaborado por:

Peter Krenz (Instituto Ideal)

com apoio de:

Prof. Dr. Ingo Stadler (Fachhochschule Köln)

Prof. Eduardo Lorenzo Pigueiras (Universidad Politécnica de Madrid)

Prof. Roberto Zilles, Aimé Pinto e Marcelo Almeida (Universidade de São Paulo)

Para:

**Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Versão final: Janeiro 2014



Por meio da:



Análise sobre a instalação do Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) na microgeração

Elaborado por:

Peter Krenz (Instituto Ideal)

com apoio de:

Prof. Dr. Ingo Stadler (Fachhochschule Köln)

Prof. Eduardo Lorenzo Pigueiras (Universidad Politécnica de Madrid)

Prof. Roberto Zilles, Aimé Pinto e Marcelo Almeida (Universidade de São Paulo)

Para: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Projeto: PROFREE II, GIZ Brasil

No do Programa: 12.2478.1-001.00

Coordenação: Dr. Johannes Kissel (GIZ)

Versão final: Janeiro 2014

Informações Legais

1. Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelo(s) autor(es). No entanto, erros com relação ao conteúdo não podem ser evitados. Conseqüentemente, nem a GIZ ou o(s) autor(es) podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto ou indireto resultante do uso ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou direta ou indiretamente resultante dos erros, imprecisões ou omissões de informações neste estudo.
2. A duplicação ou reprodução de todo ou partes do estudo (incluindo a transferência de dados para sistemas de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida, desde que a GIZ seja citada como fonte da informação. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento escrito da GIZ.

Conteúdo

Introdução	3
1. Impacto econômico do DSV para micro e minigeradores fotovoltaicos no Brasil	4
2. Exigências para acesso de micro e minigeradores fotovoltaicos ao Sistema de Distribuição no Brasil	5
3. Exigências para acesso de sistemas FV ao Sistema de Distribuição na Alemanha	11
4. Minimum protective system requirements and avoidance of islanding in VDE standards	14
<i>Grid supervision units.....</i>	<i>14</i>
<i>Section switch.....</i>	<i>15</i>
<i>Earthing and short-circuiting for works on the network.....</i>	<i>15</i>
5. Porque se exige um DPRI centralizado para sistemas acima de 30 kVA segundo VDE?	18
6. Garantia de proteção do sistema elétrico e da segurança de pessoal	19
7. Conclusões e recomendações em relação ao elemento de desconexão	20
Referências Bibliográficas	22
Anexo - Citações de especialistas	24

Introdução

A Resolução Normativa 482, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 17 de abril de 2012, abriu novas perspectivas para a geração distribuída no Brasil. A resolução reduz as barreiras para a conexão de pequenos geradores de energia renovável à rede de distribuição [1].

Os avanços provenientes da publicação da resolução se baseiam, de maneira geral, na definição da micro e minigeração distribuída a partir de fontes renováveis e na definição do sistema de compensação de energia. Segundo a resolução, microgeração distribuída é uma central geradora com potência igual ou inferior a 100 kW que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Já a minigeração distribuída é uma central geradora com potência superior a 100 kW e inferior ou igual a 1 MW que utilize as fontes energéticas citadas [1].

A grande inovação da resolução, contudo, fica por conta da criação do sistema de compensação de energia elétrica [1]. Consumidores que instalem sistemas de micro ou minigeração poderão injetar na rede de distribuição a energia excedente produzida pelo seu sistema e receber créditos em kWh com validade de 36 meses para ser descontados da conta de energia. Desse modo, a rede elétrica atua como uma bateria do sistema, já que a eletricidade não precisa ser consumida no mesmo momento em que foi gerada.

As condições de acesso ao sistema de distribuição são estabelecidas na Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. As distribuidoras devem atender às solicitações de acesso para micro e minigeradores distribuídos de acordo com os termos do PRODIST e definir as condições técnicas da instalação, assim como os equipamentos exigidos.

O novo mercado de geração distribuída (GD) é formado por consumidores residenciais, pequenos comércios e indústrias, ou seja, em geral por consumidores de menor porte e em baixa tensão. Em projetos de pequena potência, os custos de alguns equipamentos exigidos pelo PRODIST acabam tendo um peso considerável no investimento total da instalação, que podem se tornar um impedimento para a viabilidade econômica de tais projetos. Ao comparar essas exigências com normas técnicas já aplicadas e consagradas no mercado internacional para sistemas com até 30 kWp, percebe-se que são solicitados equipamentos já em desuso quando o objetivo é garantir a segurança do acesso à rede de distribuição.

O principal deles é o elemento de desconexão, que deve ser visível e acessível pela concessionária para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção no sistema de distribuição, mais comumente chamado no Brasil de “Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV)”. Esse elemento já não é mais exigido em vários países, como Alemanha e Itália, nações essas que concentram mais de 48 % da capacidade de energia fotovoltaica instalada do mundo (figura 1).

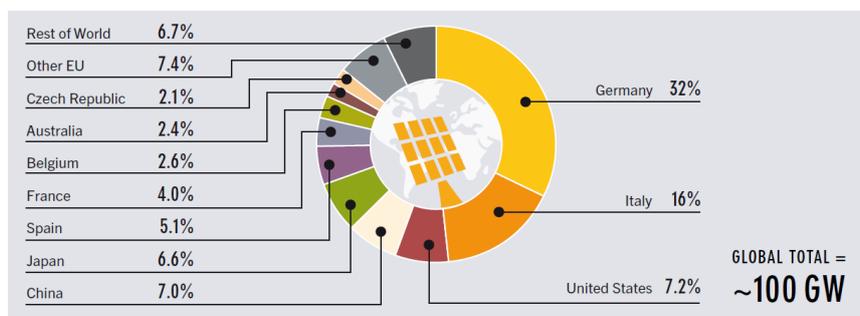


Figura 1: Capacidade fotovoltaica global 2012 [2, página 41]

Esse estudo analisa de que forma a exigência pode atuar como barreira para o desenvolvimento do mercado de micro e minigeradores fotovoltaicos no Brasil e como o assunto é tratado em outros

países, com o exemplo da Alemanha, que possui bastante experiência com sistemas que poderiam ser classificados como micro e minigeração distribuída.

O anexo deste documento trás comentários pertinentes de diversos especialistas sobre o tema.

1. Impacto econômico do DSV para micro e minigeradores fotovoltaicos no Brasil

Desde a entrada em vigor da Resolução 482/2012 foram registrados 20 microgeradores fotovoltaicos no Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL. Todos têm potência inferior a 30 kWp, sendo que 70% deles são menores que 5 kWp, como pode ser visto na figura abaixo.

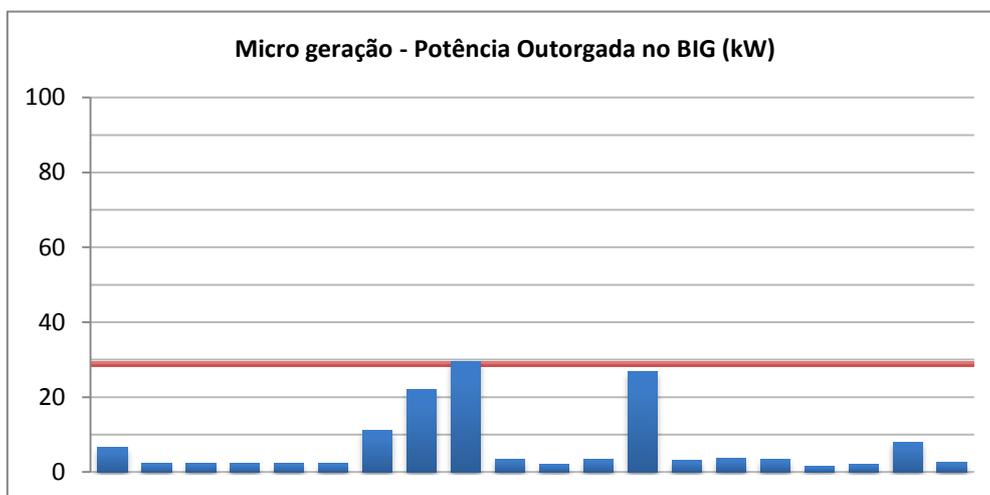


Figura 2: Micro geração - Potência Outorgada no BIG 30.10.2013 [3]

Quanto menor a potência instalada, maior o peso do custo de elementos de desconexão exigidos pelo PRODIST. Com base em um levantamento sobre orçamentos de empresas instaladoras brasileiras, é possível perceber que esses custos chegam a representar até 33 % do investimento total em sistemas fotovoltaicos com potência até 5 kWp (figura 3). Foram orçados por essas empresas elementos de desconexão com Dispositivo de Seccionamento Visível custando até R\$ 1.420,00. Considera-se o valor de R\$ 1.000,00 como representativo desses dados.

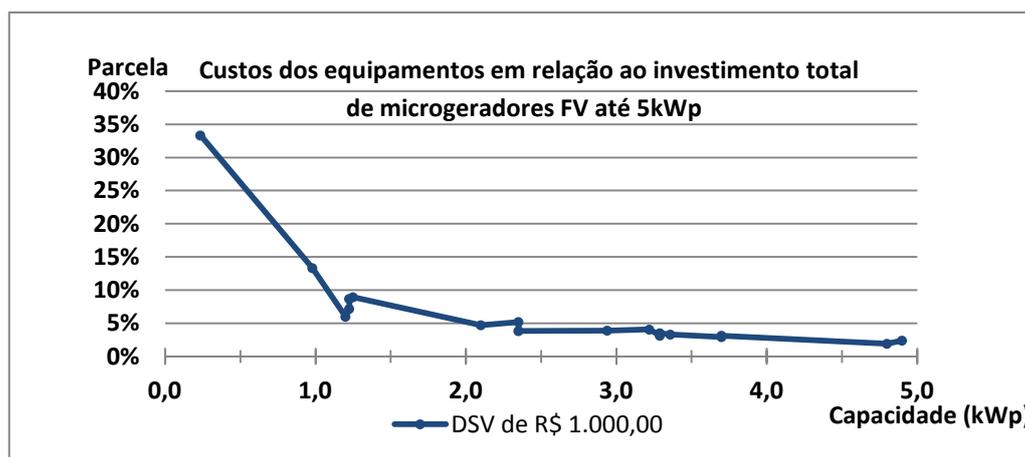


Figura 3: Custos dos equipamentos em relação ao investimento total de microgeradores FV até 5 kWp

2. Exigências para acesso de micro e minigeradores fotovoltaicos ao Sistema de Distribuição no Brasil

O consumidor que desejar conectar um microgerador fotovoltaico à rede elétrica deve atender aos requisitos técnicos e ter os equipamentos de proteção exigidos pela sua distribuidora. As normas técnicas e procedimentos são definidos por cada concessionária tendo como base as regras da ANEEL (entre outros as Resoluções nº 414/2010, 482/2012 e PRODIST). Contudo, percebe-se uma variedade com respeito às exigências contidas nas normas técnicas e procedimentos para a conexão de acessantes entre as diversas distribuidoras brasileiras.

No PRODIST define-se, que, no caso de microgeradores fotovoltaicos, as proteções podem ser inseridas no inversor:

Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, as proteções (...) podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeradores distribuídos [4, página 80].

Além disso, tanto para micro quanto para minigeração distribuída é necessário um elemento de desconexão. Este elemento é uma chave com a função de dispositivo seccionador que garanta a desconexão da central geradora durante a manutenção do sistema de distribuição. A chave seccionadora deve ser visível e acessível pela concessionária acessada:

Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema [4, página 79].

Conforme Figura 3, esta chave seccionadora (DSV) leva a custos adicionais que no caso de microgeradores de pequeno porte podem chegar a ser proibitivos. Nos capítulos 4 a 6 será explicado porque os DSV caíram em desuso nos maiores mercados de energia fotovoltaica para microgeradores de pequeno porte.

Além disso o PRODIST define que:

A acessada pode propor proteções adicionais, desde que justificadas tecnicamente, em função de características específicas do sistema de distribuição acessado, exceto para central geradora classificada como microgeração distribuída [4, página 80].

O que se percebe, no entanto, é que algumas concessionárias exigem que o quadro seja dotado de equipamentos que oferecem segurança redundante para a conexão do sistema fotovoltaico. Isso porque as proteções necessárias para a conexão à rede elétrica já são realizadas pelos inversores, quando em conformidade pelas normas nacionais e internacionais sobre segurança para a conexão [5].

A seguir serão apresentados dois exemplos de exigências de segurança, que incluem a definição para a instalação do Dispositivo de Seccionamento Visível por parte das concessionárias.

CELESC

Segundo as normas da CELESC, quando a rede na qual está conectado o micro ou minigerador estiver desenergizada pela concessionária, por causas emergenciais ou por manutenção, o gerador do acessante deverá ser **automaticamente desconectado** [6, página 7].

Com base nisso, pode-se concluir que um Dispositivo de Seccionamento Visível seria redundante, já que essa desconexão deverá ser feita automaticamente. O inversor do sistema já é capaz de atender essa exigência.

Mas, mesmo assim, a CELESC exige a instalação de uma caixa com Dispositivo para Seccionamento Visível (DSV), conforme o item "Adequações no Padrão de Entrada" citado abaixo [6, página 11]:

Adequações no Padrão de Entrada

Nas unidades consumidoras nas quais há micro ou minigeradores de energia elétrica, o disjuntor de entrada deverá ser instalado após o medidor de energia.

Após a conexão no padrão de entrada, o acessante deverá instalar uma "caixa de seccionamento", na qual deve ser instalado um Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV), e ponto para fixação de lacre. A tampa da caixa deverá ser transparente para visualização dos contatos do DSV. Esta caixa será para uso da Celesc, em caso de manutenção na rede elétrica.

A caixa de seccionamento deve ter grau de proteção mínimo IP 53, e em seu interior o acessante deverá também instalar, além do DSV, um DPS – Dispositivo de Proteção contra Surtos. É recomendável a instalação de dispositivos DPS no interior das instalações do acessante.

A caixa de seccionamento deve ser instalada ao lado do padrão de entrada. Não será permitida a instalação abaixo do padrão de entrada.

O modelo de caixa e dispositivo de corte visível pode ser obtido junto à Celesc Distribuição [6, página 17].

O manual inclui ainda diagramas orientativos típicos para conexão de micro ou minigeradores que são exibidos abaixo:

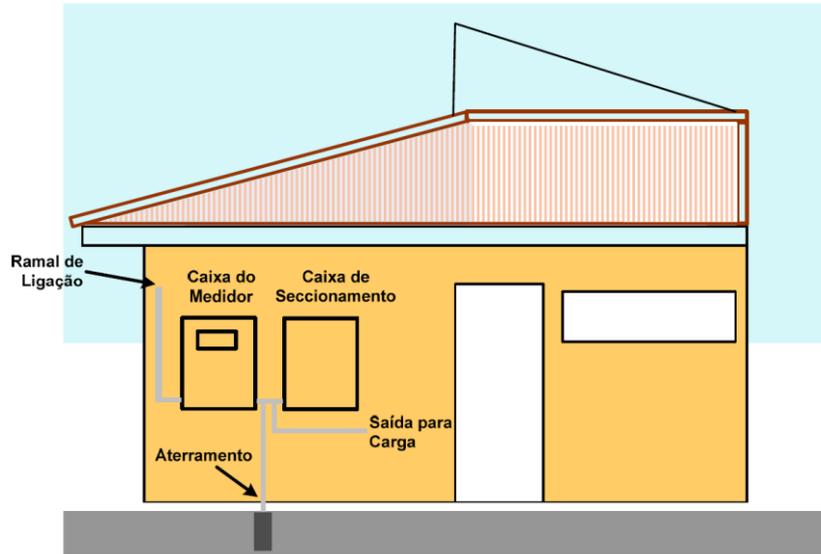


Figura 4: CELESC - Diagrama Esquemático do Padrão de Entrada [6, página 18]

O diagrama orientativo de conexão mostra onde deve ser instalado o DSV para sistemas fotovoltaicos no nível da baixa tensão (BT). As flechas ilustram como toda a unidade consumidora (Cargas Elétricas) terá sua conexão interrompida, e não apenas o micro ou minigerador.

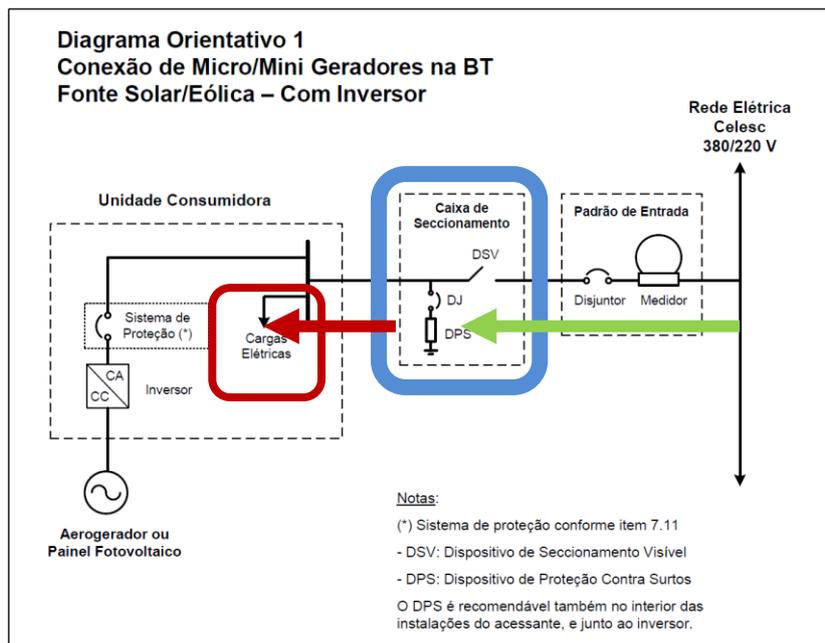


Figura 5: CELESC – Diagrama Orientativo de Conexão na baixa tensão BT [6, página 19]

O DSV deve ser dimensionado adequadamente à carga conectada. Na ordem da conexão segundo a figura 5, é necessário instalar um DSV de maior capacidade para atender à carga da unidade consumidora além da carga do sistema fotovoltaico. Os custos do DSV aumentam proporcionalmente à carga conectada.

Segue o diagrama orientativo de conexão para sistemas fotovoltaicos no nível da media tensão (MT).

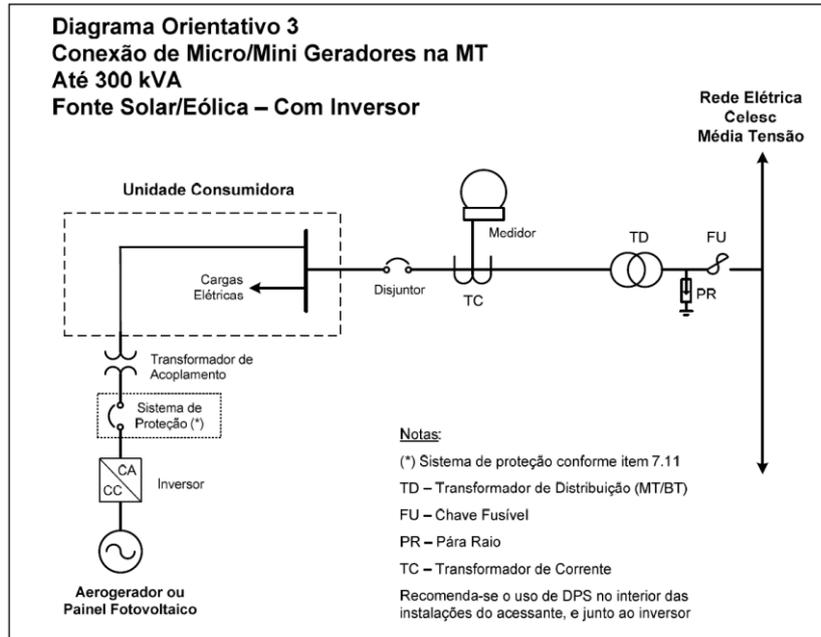


Figura 6: CELESC - Diagrama Orientativo de Conexão na media tensão MT até 300 kVA [6, página 21]

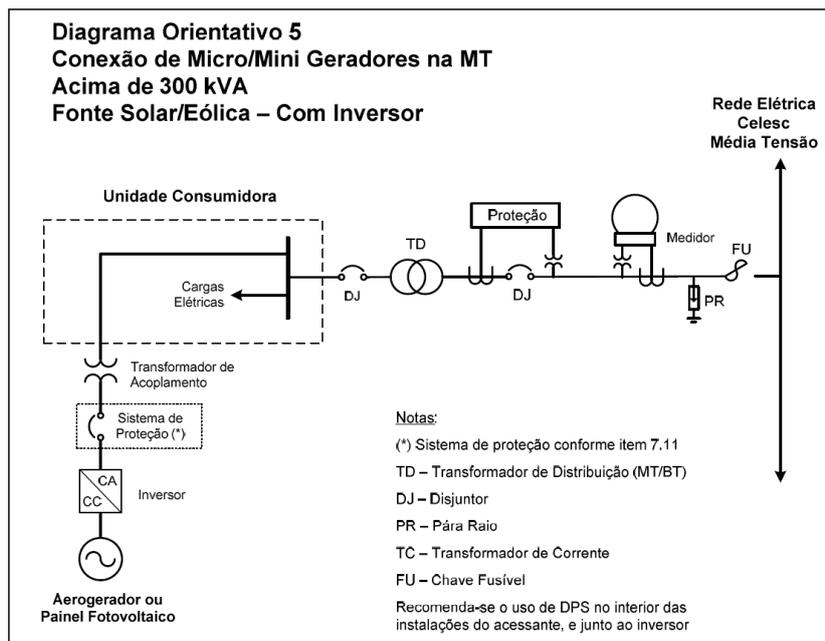


Figura 7: CELESC - Diagrama Orientativo de Conexão na media tensão MT acima de 300 kVA [6, página 23]

LIGHT

A Light SESA publicou os Procedimentos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição – Conexão em Baixa Tensão Informação Técnica DTE/DTP– 01/12, de 13 de dezembro de 2012. A conexão à rede de eletricidade de geradores que usam inversores como interface deve ser feita na forma como indicam as definições dos procedimentos [7]:

A Light SESA define o dispositivo de seccionamento visível (DSV) como

uma chave seccionadora sob carga abrigada por um invólucro que a Light SESA utilizará para garantir a desconexão da Microgeração durante manutenção em seu sistema. O DSV deverá ser instalado após a caixa de medição do padrão de entrada conforme os diagramas unifilares em seguida (Figura 9).

A chave seccionadora deverá ter capacidade de condução e abertura compatível com a potência da Microgeração. Sua característica construtiva deverá garantir a velocidade de acionamento independente do operador. A chave também deverá possuir indicação da posição (Liga/Desliga) em português [7, página 19].

A concessionária explica ainda os detalhes da instalação:

As características elétricas da chave seccionadora, tais como: tensão nominal, corrente nominal de operação e corrente máxima suportável de curta duração, deverão ser compatíveis com o dispositivo de proteção indicado no RECON-BT para o padrão de entrada.

As normas de referência das chaves seccionadoras são: IEC 609471 e IEC 60947-3.

A caixa para abrigo da chave seccionadora sob carga poderá ser metálica ou polimérica e deverá ter grau de proteção mínimo igual à IP 54.

Para instalação de dispositivo mecânico de bloqueio, padrão Light SESA, a caixa deverá possuir furação mínima de 12 mm de diâmetro [7, página 20].

Opcionalmente, o Acessante poderá instalar caixa que possua acionamento externo, entretanto, para esse caso, a caixa deverá possuir elemento que permita a instalação de dispositivo mecânico de bloqueio padrão Light SESA e possuir grau de proteção mínimo igual à IP65.

A Light somente atenderá as solicitações de Conexão de Microgeradores das instalações de entrada que estejam projetadas e executadas em conformidade com os preceitos técnicos e de segurança, com o RECON-BT e padrões vigentes, bem como com as normas brasileiras atinentes.

O DSV poderá ser instalado tanto na parte lateral direita quanto na parte inferior da caixa de medição, desde que sejam respeitados os limites de altura máxima para ambas as caixas: limite superior máximo de 1800 mm e limite inferior mínimo de 1000 mm [7, página 21].

As características do sistema de distribuição da Light SESA em baixa tensão (BT) é efetivado nas seguintes tensões nominais / características da rede de distribuição / região [7, página 15].

- 220/127 V – Redes aéreas trifásicas a 4 fios / Urbanas e Rurais;
- 220/127 V – Redes subterrâneas a 4 fios / Urbanas;
- 230-115 V – Redes aéreas monofásicas a 3 fios / Rurais;
- 380/220 V – Sistema subterrâneo dedicado / Urbano

O esquema simplificado a seguir deverá ser adotado para conexão de geradores que utilizam um inversor como interface de conexão, tais como geradores eólicos, solares ou microturbinas [7, página 16].

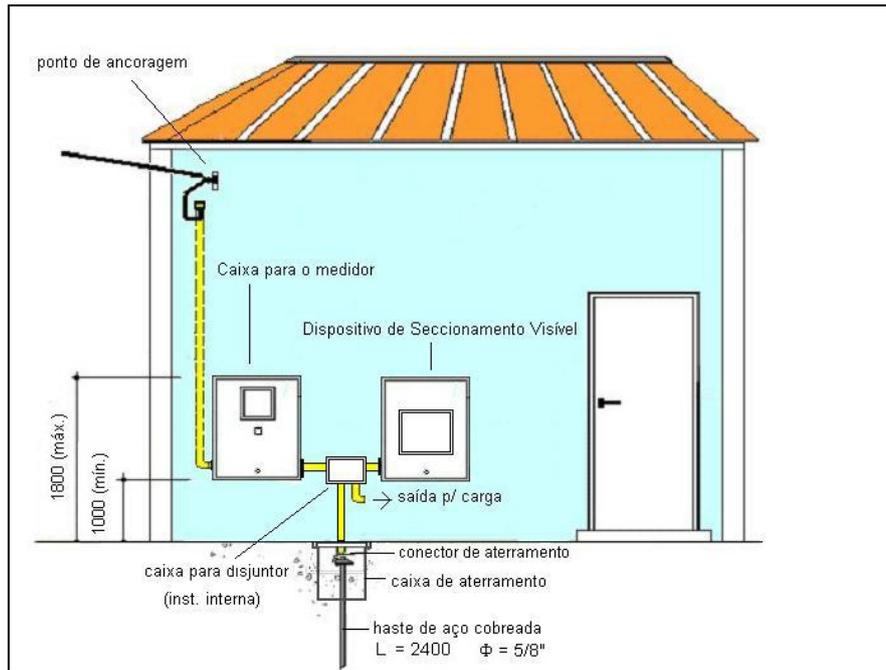


Figura 8: Light SESA – Padrão de Entrada com DSV [7, página 22]

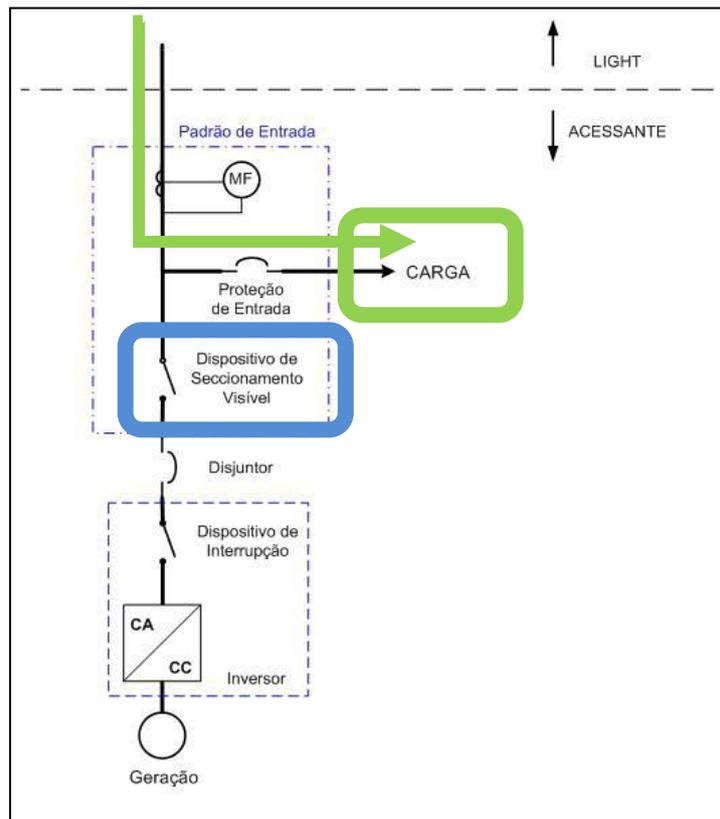


Figura 9: Light SESA – Forma de conexão (através de inversor) à rede de BT [7, página 16]

Em comparação com a norma da CELESC, a especificação da Light tem a vantagem de manter a unidade consumidora (Carga) conectada à rede de distribuição quando o DSV é desconectado. A figura seguinte mostra como seria uma instalação com as conexões elétricas necessárias para um sistema fotovoltaico no telhado de um edifício atendido pela Light. Além da dificuldade da instalação e dos custos com o DSV, o sistema precisaria de cabos, levaria a perdas na transmissão da energia e queda de tensão. O resultado disso é uma redução na viabilidade econômica do projeto. A figura 10 ilustra essas dificuldades.

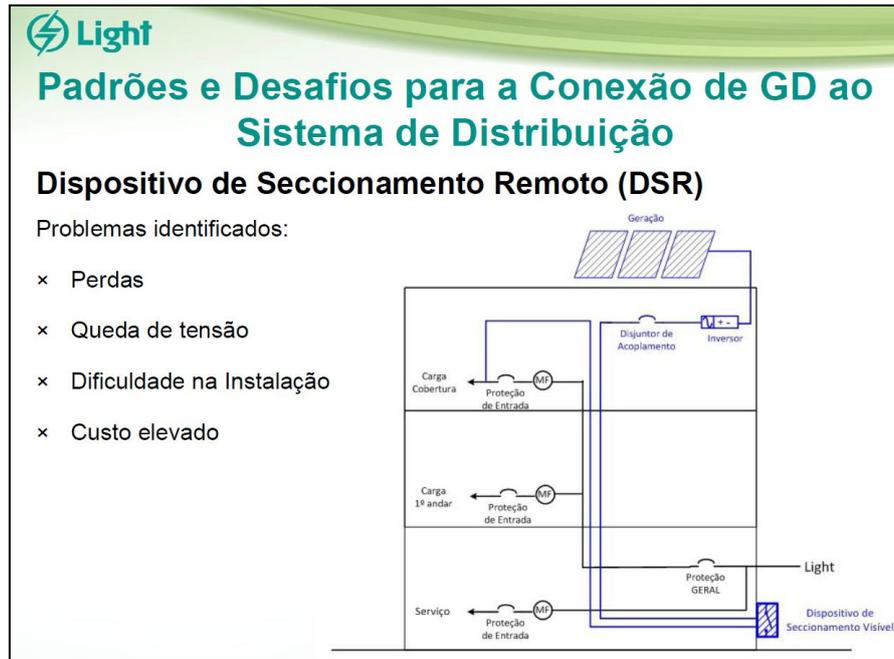


Figura 10: Light – Desafios para a conexão ao sistema de distribuição [8]

3. Exigências para acesso de sistemas FV ao Sistema de Distribuição na Alemanha

Nesse capítulo serão resumidas as exigências na Alemanha com base em normas específicas de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição. A norma técnica VDE AR-N 4105:2011-08 é o guia de planejamento, execução, operação e manutenção de centrais de geração de energia conectadas à rede de baixa tensão [9].

As exigências de proteção e a integração do elemento de desconexão são definidas em função da potência total aparente do sistema de geração de energia elétrica, que pode constar em um grupo de unidades geradoras, de acordo com a norma VDE-AR-N 4105. A potência máxima aparente do sistema de geração instalado S_{Amax} é obtida a partir da divisão da potência máxima ativa pelo fator de potência definida pela concessionária [9]:

$$S_{Amax} = P_{Amax} / \cos \varphi$$

É importante destacar que normalmente se utiliza um Dispositivo de Proteção da Rede e das Instalações (DPRI), o qual inclui anti-ilhamento, pode ser integrado nos inversores e atua automaticamente como um DSV. As definições de funcionamento e aplicação exata do DPRI como substituto DSV na rede de baixa tensão estão nas normas técnicas VDE-AR-N 4105:2011 e VDE V 0126-1-1 [10].

Sistemas até 30 kVA

- A conexão de sistemas com potência máxima aparente da unidade geradora $S_{E_{max}}$ de até 4,6 kVA pode ser realizada através de uma conexão monofásica. Por isso podem ser instalados até três inversores monofásicos, sendo cada um com uma potência máxima aparente de até 4,6 kVA (para cálculo da potência total do grupo de geradores, utiliza-se a fórmula

$$S_{Amax} = \sum S_{E_{max}} = 3 \times 4,6 \text{ kVA} \leq 13,8 \text{ kVA.}$$

Para capacidades maiores, a conexão deve ser trifásica com o objetivo de evitar assimetrias de tensão (Figura 11). Um Sistema de Balanço de potência não é necessário.

- **Não é necessário um DSV que a concessionária possa usar para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção de seu sistema**
- O dispositivo de proteção da rede e das instalações DPRI, conforme VDE 0126 pode ser integrado nos inversores.

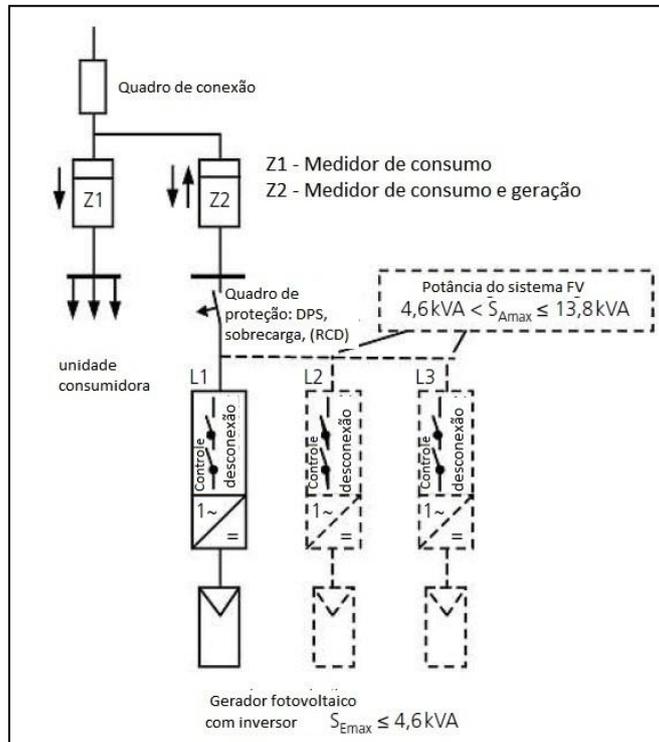


Figura 11: Exemplo de conexão com potência de até 3x4,6 kVA (13,8 kVA) (baseado em VDE-AR-N 4105, p. 49) [9]

A conexão de sistemas com potência entre 13,8 kVA e 30 kVA deve ser feita com inversores trifásicos ou com uma ligação de comunicação entre os inversores (Figura 12).

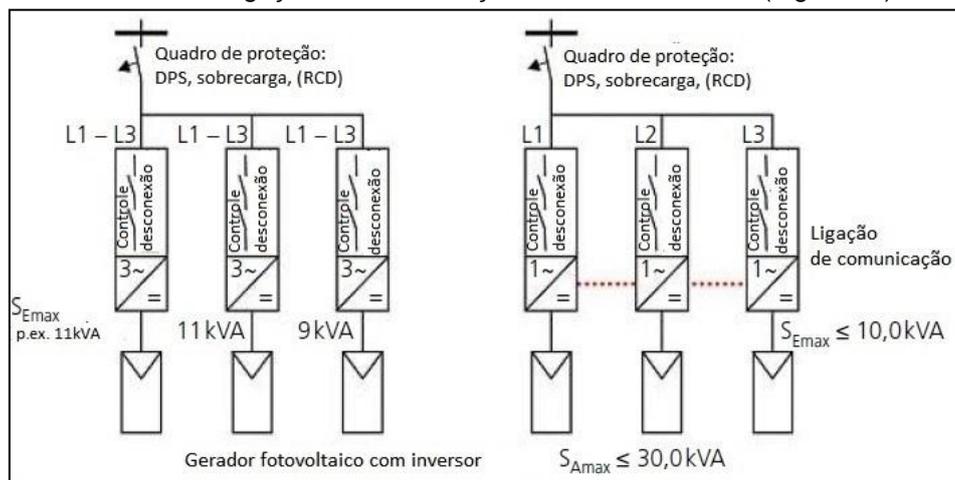


Figura 12: Exemplos de conexões com potência de até 30 kVA

Sistemas com mais de 30 kVA

- As exigências gerais para sistemas entre 30 kVA e 100 kVA são as mesmas para sistemas de potência entre 13,8 kVA e 30 kVA, com exceção da exigência de um DPRI centralizado (Figura 13) [9, item 6, páginas 29-33]
- Também não sendo necessário um DSV de acordo com a revisão da DIN VDE 0100-551 [11], [9, item 5.5 e 8.2, páginas 21-22 e 36].

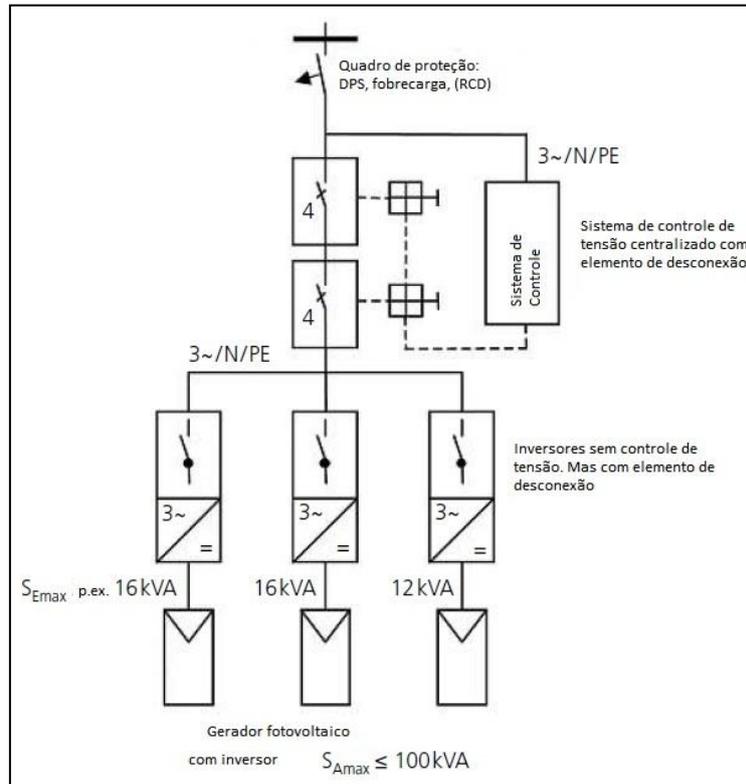


Figura 13: Exemplo de conexão com potência de até 100 kVA

Além disso, na Alemanha há regras para garantir a segurança do pessoal técnico durante a manutenção da rede de distribuição, encontradas no item 8.2 da VDE AR-N 4105, chamado "Particular characteristics of the management of the network operator's network" e especificações sobre a finalidade de desconectar o sistema de geração, se necessário.

O próximo capítulo resume na língua inglesa as exigências de proteção das normas relevantes do VDE.

4. Minimum protective system requirements and avoidance of islanding in VDE standards

The operator of a generation unit has to equip his installation with protection units for grid disconnection. The protection device (here called DPRI) has the task to disconnect the generation unit from the grid in case of forbidden voltage and frequency values. Therefore, the protection should assure safety of grid operator personnel who perform work at the grid assets. The protection should avoid unintended power feed-in by decentralized generation units into the low voltage grid that is separated from the rest of the distribution grid.

The requirements described here do not correspond to the protection of the generation unit itself. This kind of protection needs to be done according to the norms that are valid in the respective countries. The generation operator must take action that switching activities in the grid, voltage deviations, automatic reconnection and other incidents in the grid will not damage his generation units.

The protection can either be realized as a separate device or as part of a programmable plant control unit. In case the power supply of the protection unit fails the section switch immediately has to disconnect the generation unit from the grid.

The protection functionality must be verifiable by the setting of analogue information. The generation unit therefore must be equipped with a respective interface, a so-called terminal-strip. This is not the case when applying a supervision unit according to E DIN VDE 0126 [12].

Grid supervision units

Generation units are connected to the low voltage grid via an “always from grid operator personnel accessible switch with disconnection functionality” according to DIN VDE 0100-551. The term “always accessible” means

- Above ground level connection point of the house connection cable to the low voltage grid (cable connection board or transformer station)
- House connection box in case it is accessible to grid operator personnel without limitations

Especially for photovoltaic systems a unit for grid supervision with switching element according to E DIN VDE 0126 can replace the functions of a section switch and decoupling protection.

This supervision unit has been developed for photovoltaic systems with a nominal power of less than 4.6 kVA that feed power to the grid on a single phase. This supervision unit also can be used for all generator types and inverter based power generators up to a nominal power of 30 kVA and three phase connection. The unit can be integrated into an inverter or can be conducted as an independent protection device.

The protection device according to E DIN VDE 0126 contains voltage and frequency supervision and evaluates grid impedance leaps as additional criterion. Due to those three criteria and its redundant construction it fulfills the necessary safety requirements. **Therefore, the normally requested switch with disconnection functionality that needs to be accessible by grid operator personnel and also the separate voltage and frequency supervision can be omitted.**

The supervision unit requires having a test certificate that is issued by an accredited test laboratory.

The supervision unit requires having a voltage reduction protection in all three phases – although the feed-in is only single phase [12].

Section switch

The above described supervision unit is connected with a section switch. This section switch can be one of the following types:

- Circuit breaker / power switch
- Fuse switch
- Motor protection switch
- Welding-save relay with breaking capacity and upstream short-circuit protection

The section switch must assure an all-phase galvanic separation. The function of the section switch can be fulfilled with the above described supervision unit and therefore directly coupled with the section switch.

The section switch either can be

- A switch that connects the complete customer side with the grid, or
- A switch that connects the generation unit with the rest of the customer installation.

With generation units that are connected to the grid via frequency converters or inverters the section switch must be installed on the grid side of the power electronic device. It must not be affected in its functionality by a short-circuit within the converter.

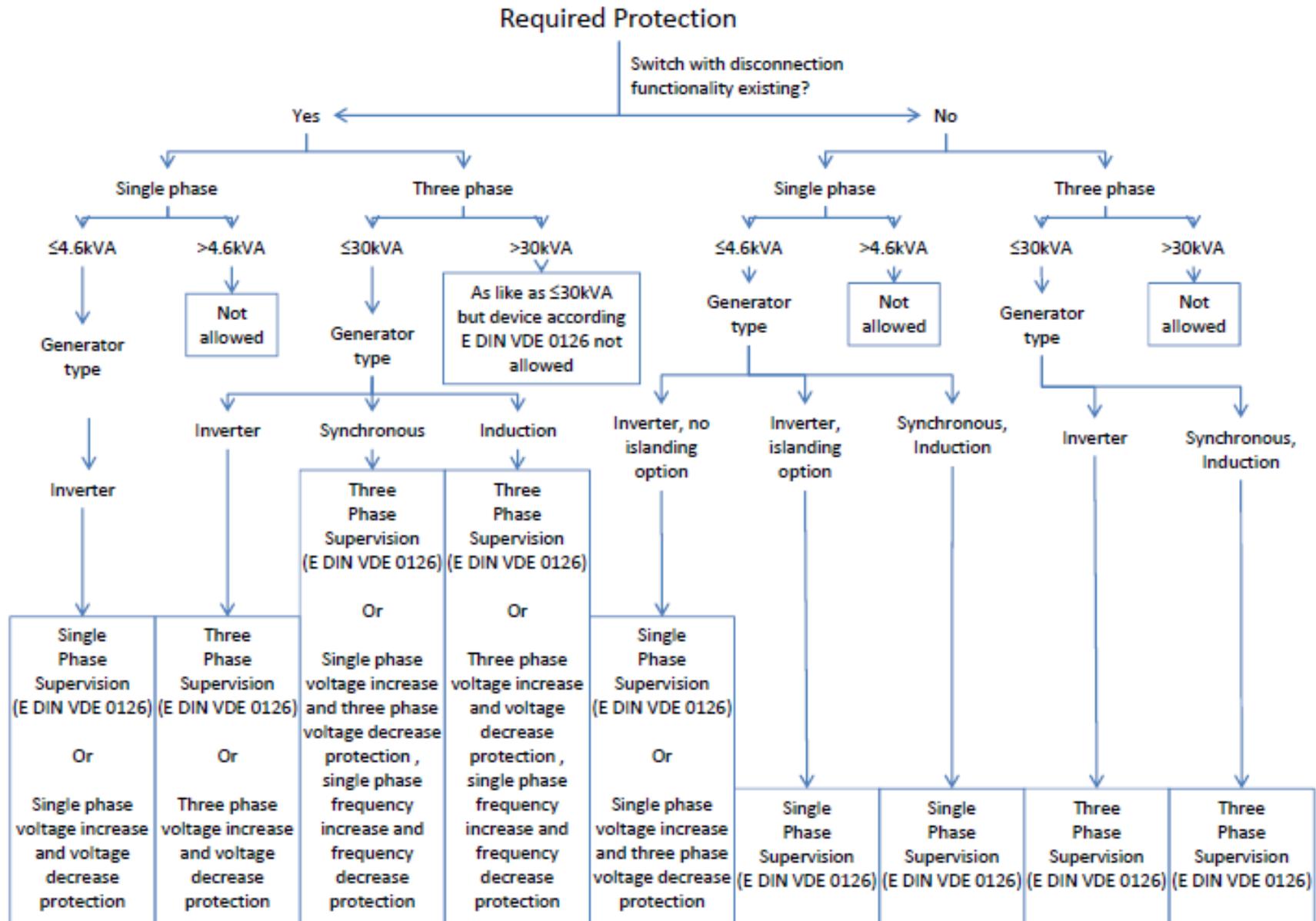
The section switch must be designed for the maximum possible short circuit current and must trigger without delay.

Earthing and short-circuiting for works on the network

After isolation, a prerequisite for the safety of works on the network is to prevent any voltage sources from reconnecting unintentionally. Due to the fact that spurious actions can never be excluded and that the hitherto common separating device that was to be accessible to the network operator at any time is omitted, the working methods permitted in accordance with DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2009-10 are earthing and short-circuiting in accordance with DIN VDE 0105-100:2009-10, 6.4.2 or live working in accordance with DIN VDE 0105-100:2009-10, 6.3. Earthing and short-circuiting are required upstream as well as downstream of the point where the work is done. For this, sufficiently dimensioned house connection boxes should also be used [9, page 36].

This means that network operators are required to consistently apply all five of the safety rules when works are carried out on the low-voltage network (with the exception of live working). In future, it is therefore required also to provide earthing and short-circuiting downstream of a disconnected line in the network operator's low-voltage network (when viewed from the local network transformer, i.e. on the customer side of the splitting point). If earthing and short-circuiting are not provided on the customer side of the splitting point, then third-party feed-in (e.g. via an emergency power generator as used in farming) shall be prevented by other means [9, page 36].

The following illustration summarizes the required and allowed protection units in Germany [12].



Generation units require a protection unit that interrupts power feed-in to the grid and allows safe maintenance work at grid assets. This protection device should be allowed to be an integral part of the generation system in order to avoid unnecessary costs, like is usual in these countries shown before [12].

The component that makes the grid connection in case of a small photovoltaic generator is the inverter. Inverters are nowadays a mass product and one is equal to the other. Therefore, it is a much more reasonable procedure that the inverter manufacturer tests his equipment with an accredited test laboratory and receives therefore a test certificate. With the conformity declaration he then confirms that all his inverters are in accordance with the test [12]. Therefore, the installation of a separate device would be redundant.

Figura 14 shows the test certificate and the conformity declaration of an inverter manufacturer [12].



Figura 14: Test certificate (left) and conformity declaration (right) of inverter manufacturer KACO [Source: Kaco]

5. Porque se exige um DPRI centralizado para sistemas acima de 30 kVA segundo VDE?

A norma alemã VDE-AR-N 4105 regula a conexão de geradores em geral (não especificamente fotovoltaicos) à rede de distribuição de baixa tensão e que operam em paralelo a ela.

Uma novidade significativa, em relação às edições anteriores dessa norma, é a obrigação imposta aos geradores de contribuir com a estabilidade da tensão. A norma permite integrar em um único dispositivo a proteção da rede e das instalações (DPRI). O DPRI deve atuar isolando o gerador da rede de distribuição, entre outros eventos, quando a voltagem sai das margens estabelecidas para garantir a qualidade do serviço ($\pm 10\%$ dentro da norma DIN EN 50160) [13].

O comitê de especialistas que redigiu a norma do VDE explica que, quando a potência aparente da instalação geradora é superior à 30 kVA ($S_{Amax} > 30 \text{ kVA}$), as quedas de tensão na rede interna do produtor de energia (cliente) podem ser significativas. Em função disso, a tensão no ponto de conexão à rede interna do cliente (PCIG) se distingue significadamente da tensão no ponto de conexão à rede de distribuição (PCC). Obviamente isso afeta à atuação das proteções frente à sobretensão. A tensão no PCC poderia ser inferior à 110 % da tensão nominal (limite máximo segundo DIN EN 50160) ao mesmo tempo em que a tensão no PCIG seja superior a esse limite. Então, se a proteção atendesse a tensão no PCIG, a instalação geradora deixaria de injetar energia na rede mesmo que esteja em condições normais.

O comitê de especialistas afirma que instalações de menor potência normalmente estão instaladas mais próximas do PCC do que instalações maiores. Devido aos menores comprimentos das conexões de cabos e a corrente relativamente baixa, pode-se desconsiderar a queda de tensão nas conexões. Como consequência não é necessário se preocupar com uma influencia significativa na medição correta da tensão. No caso de instalações fotovoltaicas de capacidade maior, normalmente se utilizam maiores distâncias e comprimentos das conexões de cabos com uma corrente mais alta que leva a influencias mais significativas na medição da tensão.

Por essa razão, e em respeito aos sistemas fotovoltaicos entre outros, a norma impõe para sistemas de potência aparente S_{Amax} superior à 30 kVA que a proteção deve ser instalada diretamente no ponto de conexão do cliente à rede de distribuição (PCC).

Para potências inferiores a 30 kVA, os especialistas entendem que as quedas de tensão na rede interna do produtor de energia normalmente são irrelevantes, dado que não há grande diferença entre instalar a proteção no PCC ou no PGIC. Por isso, a norma permite para sistemas de potência aparente inferior ou igual à 30 kVA ($S_{Amax} \leq 30 \text{ kVA}$), a integração do DPRI dentro do inversor.

6. Garantia de proteção do sistema elétrico e da segurança de pessoal

A proteção do sistema elétrico e a segurança de pessoal técnico para a manutenção da rede é garantida na Alemanha através da norma VDE 105-100:2009-10 [14] e de uma série de exigências que deve ser cumprida por inversores com DPRI integrado de acordo com a norma VDE-AR-N 4105, que seguem abaixo:

1. Cessão do fornecimento de energia caso a rede não esteja energizada, p. ex. devido à manutenção (anti-ilhamento)
(Aplicado na norma brasileira ABNT NBR 16149:2013, item 5.1)
2. Desconexão ou desativação da central geradora de energia elétrica caso a tensão no ponto comum de conexão chegue a mais de 110 % em relação a tensão nominal
(Aplicado na norma brasileira ABNT NBR 16149:2013, item 5.2.1)
3. Desconexão ou desativação da central geradora de energia elétrica caso a tensão no ponto comum de conexão chegue a menos de 80 % em relação a tensão nominal
(Aplicado na norma brasileira ABNT NBR 16149:2013, item 5.2.1)
4. Desconexão ou desativação da central geradora de energia elétrica caso a frequência chegue a mais de 62,0 Hz
(Aplicado na norma brasileira ABNT NBR 16149:2013, item 5.2.2)
5. Desconexão ou desativação da central geradora de energia elétrica caso a frequência chega a menos de 57,5 Hz
(Aplicado na norma brasileira ABNT NBR 16149:2013, item 5.2.2)
6. Após um desligamento da rede, o trabalhador de manutenção da rede deve curto circuitar e aterrar o ponto de trabalho

Como mostrado acima, essas exigências também são feitas nas normas técnicas brasileiras estabelecidas pela norma ABNT NBR 16149:2013 “Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”, que será válida a partir de 01.03.2014 [15].

Segundo essa norma, um inversor com a função anti-ilhamento deixa de fornecer energia à rede elétrica quando esta estiver fora das especificações normais de operação de tensão e/ou frequência [15, item 3.9]. Além disso, também já existe no Brasil uma norma específica para procedimentos de ensaio que deve ser seguida pelos laboratórios que farão o processo de certificação de inversores no Brasil, chamada ABNT NBR IEC 62116:2012 “Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica” (válida desde 06.04.2012).

Desse modo, com a adoção da norma ABNT NBR 16149:2013, os inversores que serão utilizados no Brasil terão, obrigatoriamente, que ter um DPRI integrado ou algum dispositivo que atenda as mesmas funções. A tecnologia implementada no DPRI é bem desenvolvida, dado que ela foi aplicada nas instalações na Europa cumprindo as exigências das normas européias de conexão à rede e não houve mais problemas de segurança. Existem normas específicas definindo as exigências do DPRI para sistemas de geração de energia elétrica com conexão à rede de distribuição.

Em se tratando de sistemas de pequena potência, as quedas de tensão nos cabos internos do proprietário do sistema fotovoltaico são normalmente pouco importantes. Por isso não faz muita diferença prática colocar o interruptor no ponto de conexão do proprietário do sistema fotovoltaico ou colocá-lo em qualquer outro ponto da instalação interna do sistema do proprietário, como p. ex. na saída do inversor para o funcionamento correto. Por este motivo, e para facilitar a instalação dos sistemas fotovoltaicos de pequena potência, permite-se que o DPRI esteja incorporado no inversor.

Além disso, a Norma NBR 16149:2013, estabelece que os *setpoints* de tensão são referidos ao ponto de conexão (PCC) e a queda de tensão entre o inversor e o ponto de conexão deve ser levada em conta, ou seja, deve-se ajustar os *setpoints* no inversor de forma a evitar desligamentos antecipados, permitindo a incorporação do DPRI aos inversores mesmo para sistemas acima de 30 kVA.

Resumo

- A segurança do pessoal técnico das concessionárias e distribuidoras não depende da localização do DPRI, mas da confiabilidade na detecção do funcionamento em ilha e na desconexão automática do gerador fotovoltaico.
- Para garantir que o DPRI seja efetivamente confiável, se exige o cumprimento das normas de segurança atuais (VDE na Alemanha e ABNT NBR no Brasil).
- Além de proteger contra o funcionamento em ilha, o DPRI atua nos casos em que a tensão no ponto de conexão à rede do produtor de energia fotovoltaica estiver fora das margens estabelecidas para garantir a qualidade do fornecimento elétrico.

7. Conclusões e recomendações em relação ao elemento de desconexão

A instalação de DSV gera custos adicionais **absolutamente desnecessários** que prejudicam consideravelmente a viabilidade econômica de microgeradores fotovoltaicos de pequeno porte (Cap.1). Atualmente, o PRODIST permite a instalação de DSV para micro e minigeradores, e as concessionárias, em geral, exigem DSV no caso de micro e minigeradores fotovoltaicos (Cap. 2).

O valor do DSV aumenta significativamente o custo total de instalação de microgeradores para projetos de até 10 kWp. No quadro abaixo é possível perceber que quanto menor a potência instalada, maior é o impacto no custo de instalação. Os valores são calculados considerando a média de custos específicos em R\$/kWp de sistemas até 5 kWp de potência, que é de R\$ 9.089,00 e o custo do DSV de R\$ 1.000,00 que já foi levantado na Figura 3.

Potência (kWp)	Custo total sem DSV (R\$)	Custo de DSV (R\$)	Custo Adicional
0,25	2.200,00*	1.000,00	45,45%
0,5	4.200,00	1.000,00	23,81%
1	8.089,00	1.000,00	12,36%
3	26.267,00	1.000,00	3,81%
5	44.445,00	1.000,00	2,25%
10	89.890,00	1.000,00	1,11%

* orçamento levantado no Estado de Rio de Janeiro

Na Itália e Alemanha, que juntos representam 48 % da capacidade fotovoltaica instalada no mundo, não se exige um DSV para capacidades menores de 20 kVA e 30 kVA respectivamente. Aceita-se, neste países, DPRI integrados nos inversores. Todos os inversores certificados pela IEC e DIN VDE atendem aos requisitos de segurança de pessoas e de anti-ilhamento (Cap.4, 5).

Nos dois países, são aceitos DPRIs centralizados com a certificação adequada no caso de sistemas maiores de 20 kVA e 30 kVA respectivamente. Pelas diversas explicações dadas nos capítulos 6 e 7, fica claro que o motivo principal da proteção no ponto de conexão se deve à preocupação com a queda de tensão entre o ponto de conexão e a localização dos inversores. Caso essa queda seja reduzida e limitada, além de considerada nos ajustes de tensão dos inversores, o uso de DPRIs externos pode ser evitado.

Os capítulos 3 e 4 mostram o que deve ser atendido nas instalações de microgeração fotovoltaica com a certificação adequada dos equipamentos para garantir a segurança da conexão à rede de distribuição em qualquer momento.

O capítulo 6 mostra que com a adoção da norma ABNT NBR 16149:2013, os inversores que serão utilizados no Brasil terão, obrigatoriamente, que ter um DPRI integrado ou algum dispositivo que atenda as mesmas funções.

Portanto, para garantir maior viabilidade econômica a pequenos microgeradores, é recomendável dispensar a exigência do DSV para pequenos microgeradores e adequar o PRODIST, Seção 3.7.

Referências Bibliográficas

- [1] Ramos da Silva, Filipe Guilherme: **Análise e levantamento da composição tarifária brasileira**. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Fev. 2013. Disponível em:
http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2013/10/estudo_filipe_ramos.pdf
- [2] REN21; **Renewables 2013 Global Status Report**. ISBN 978-3-9815934-0-2
Disponível em:
http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2013/GSR2013_lowres.pdf
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA: **BIG - Banco de Informações de Geração**.
Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp?tipo=12&fase=3>
Acesso em: 30.10.2013.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA: **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**.
Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf
- [5] Jonas Rafael Gazoli, Marcelo Gradella Villalva e Juarez Guerra: **Energia solar fotovoltaica Sistemas conectados à rede elétrica: requisitos para a conexão e proteções**.
Disponível em:
http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed83_fasc_energia_renovavel_cap11.pdf
- [6] CELESC Distribuição S.A.: **Requisitos para a Conexão de Micro ou Mini Geradores de Energia ao Sistema Elétrico da Celesc Distribuição**.
Disponível em:
<http://celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas/normativa%20micro-mini%20gerao.pdf>
- [7] LIGHT SESA: **Procedimentos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição da Light SESA – Conexão em Baixa Tensão. Informação Técnica DTE/DTP– 01/12, de 13 de dezembro de 2012**.
Disponível em:
http://www.light.com.br/Repositorio/Recon/energia_alternativa_12_12_12.pdf
- [8] Beatriz Abdalla, Lucas Paulis, LIGHT SESA: **Padrões e Desafios para a Conexão de GD ao Sistema de Distribuição**.
Disponível em:
http://www.solarize.com.br/downloads/seminario_setembro_2013/Seminario%20FV%20013-09%20Light%20-%20Padroes%20e%20desafios%20para%20GD.pdf
- [9] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:
VDE-AR-N 4105:2011-08: Power generation systems connected to the low-voltage distribution network
Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks - English translation of the VDE application rule VDE-AR-N-4105
- [10] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:

VDE V 0126-1-1:2013-08: Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid

- [11] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:
DIN VDE 0100-551:2011-06: Low-voltage electrical installations - Part 5-55: Selection and erection of electrical equipment - Other equipment - Clause 551: Low-voltage generating sets (IEC 60364-5-55:2001/A2:2008 (Clause 551)); German implementation HD 60364-5-551:2010 + Cor. :2010
- [12] Prof. Dr. Stadler, Ingo: **Study about International Standards for the connection of Small Distributed Generators to the power grid.** Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Jun. 2011
Disponível em:
<http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2011/07/International-Standards-for-the-connection-of-Small-Distri.-Generators-Cologne-University-GIZ-2011.pdf>
- [13] **DIN EN 50160:2011-02: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks; German version EN 50160:2010 + Cor. :2010**, Beuth Verlag, 2011
- [14] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:
VDE 105-100:2009-10: Operation of electrical installations - Part 100: General requirements
- [15] Associação Brasileira de Normas Técnicas: **ABNT NBR 16149:2013 “Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição”**, válida a partir de 01.03.2014

Anexo - Citações de especialistas

Eberhard Rössler (Ares Energiesysteme GmbH):

Kurze Stellungnahme:

- 1.) In Deutschland wurde die jederzeit zugängliche Trennstelle für die PV-Anlage (nicht Verbrauchereinheit) bis 2011 für Anlagen ab 30kVA gefordert, wenn keine separate, vorgelagerte Trennstelle des EVU vorhanden war. Konnte der Energieversorger selbst abschalten (z.B. an seinem Straßenverteiler) wurde diese nicht gefordert.
- 2.) Seit 2012 für die Forderung der jederzeit zugänglichen Trennstelle nun endgültig aufgehoben und durch eine zusätzliche, automatische Trennstelle, auch Netzentkupplungsschutz genannt, ersetzt. Auch wieder für Anlagen oder Anlagen-Ansammlungen an einem Netzknoten größer 30kVA.
- 3.) Auf jeden Fall ist immer nur die PV-Anlage zu trennen und nicht die gesamte Verbraucher-Anlage.

Von daher ist diese Forderung für Deutschland mittlerweile Vergangenheit, da es absolut unpraktisch in der Ausführung und Anwendung, selbst für den Energieversorger war. Der müsste ja dann alle Stellen kennen, wo diese Trennstellen angebracht sind. Gefordert war zwar eine Stelle, die dem Energieversorger jederzeit zugänglich war. Aber das konnte natürlich sehr variieren..... und irgendwo an der Grundstücksgrenze, Außenwand, etc. sein. Das haben die Energieversorger in D dann wohl mit den Jahren auch erkannt und nun den zusätzlichen Entkupplungsschutz (automatische Trennstelle) gefordert und durchgesetzt.

Klaus Preiser (concessionária badenova de Freiburg):**Uma explicação do representante do VDE, Henry Lang:**

In der VDE-AR-N 4105 gibt es die Möglichkeit, bis $S_{Amax} \leq 30$ kVA einen integrierten NA-Schutz zu verwenden. Bei diesem Wert kann – so war es m. E. der Konsens der betroffenen Fachkreise während der Erstellung – davon ausgegangen werden, dass die Spannungsanhebung in der Kundenanlage durch die angeschlossene EA noch nicht so groß ist, dass der NA-Schutz vorzeitig auslöst. Bei leistungsstärkeren Anlagen wird ein zentraler NA-Schutz gefordert, damit die u. U. große Spannungsanhebung in der Kundenanlage keinen Einfluss auf die korrekte Messung der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt hat. Damit ist gewährleistet, dass der NA-Schutz z. B. bei 1,1 facher Versorgungsspannung korrekt auslösen kann. Wäre die Messung weiter „hinten“ in der Kundenanlage, könnte es zur Auslösung kommen und die Anlage würde nicht einspeisen, obwohl aus Sicht des Netzes alles in Ordnung ist.

Henry Lang, M.Sc.
Referent

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)
Bismarckstr. 33
10625 Berlin

Prof. Ingo Stadler (Fachhochschule Köln):

Der Grund für die Aufteilung in zentral, dezentral und integriert liegt zum einen in der Physik, zum anderen im Aufbau der Erzeugungsanlagen. Man geht davon aus, dass kleinere Anlagen relativ dicht am Netzanschlusspunkt installiert werden. Durch die kurzen Kabelstrecken und den relativ geringen Strom kann man den Spannungsabfall an der Verbindungsleitung von der Erzeugungsanlage zum Anschlusspunkt vernachlässigen, so dass nicht von einer signifikanten Verfälschung des Messergebnisses ausgegangen werden muss. Bei größeren Anlagen kann aufgrund der längeren Kabelstrecken und des größeren Stroms die Verfälschung der Spannungswerte zu Fehlabschaltungen führen.

Prof. Eduardo Lorenzo Pigueiras (Universidad Politécnica de Madrid):

Las condiciones técnicas de conexión “VDE-AR-N 4105” incluyen la posibilidad de utilizar hasta $S_{Amax} \leq 30$ kVA una protección integrada de la red y las instalaciones “AN”. Según el acuerdo de expertos durante la creación de las condiciones se puede considerar que por la conectada instalación de generación “EA” hasta este valor el aumento de tensión en la instalación no es tan grande que provoca una protección AN anticipada.

Instalaciones más potentes requieren una protección NA central para asegurar la medición correcta de la tensión de alimentación en el punto de interconexión en el caso de un gran aumento de tensión en la instalación del cliente.

Así se garantiza que la protección AN provoca correctamente, por ejemplo con un aumento de 1,1x en la tensión de alimentación. Si la medición fuera más “atrás” en la instalación del cliente, se podría activar la protección AN. Así la instalación no inyectaría aunque según la red todo está en orden.

Explicación

La norma VDE-AR-N 4105 regula la conexión de generadores en general (no específicamente fotovoltaicos) a la red de distribución de baja tensión, y que operan en paralelo con ella.

Una novedad significativa, respecto de ediciones anteriores de la misma norma, es la obligación impuesta a los generadores de contribuir a la estabilidad de la tensión.

La norma permite integrar en un único dispositivo la protección de la red y de las instalaciones. Este dispositivo debe actuar, aislando al generador de la red de distribución, entre otros eventos, cuando el voltaje sale fuera de los márgenes establecidos para garantizar la calidad del servicio ($\pm 10\%$ en la norma DIN EN 50160).

El comité de expertos que redactó la norma acordó que cuando la potencia aparente de la instalación generadora es superior a 30 kVA ($S_{Amax} > 30$ kVA) las caídas de tensión en la red interior del cliente pueden ser suficientemente importantes como para hacer que la tensión en el punto de conexión de la instalación generadora a la red del cliente (PCIG) difiera significativamente de la tensión en el punto de conexión del cliente a la red de distribución (PCC). Obviamente, esto afecta a la actuación de las protecciones frente a sobretensión. Por ejemplo, puede darse el caso de que la tensión en el PCC sea inferior a 1,1 veces la tensión nominal (límite máximo de tensión según DIN EN 50160) pero que, simultáneamente, la tensión en el PCIG sea superior a ese límite. Entonces, si la protección atendiera a la tensión en el PCIG, ocurriría que la instalación generadora dejaría de inyectar potencia en la red de distribución aun estando ésta en debido orden. Por esta razón, y en lo que respecta a sistemas fotovoltaicos, la norma impone que cuando $S_{Amax} > 30$ kVA, la protección debe instalarse directamente en el punto de conexión del cliente a la red de distribución.

Para potencias inferiores a este valor, los expertos que redactaron la norma entienden que las caídas de tensión en el interior de la red del cliente son normalmente poco importantes, de forma que no hay gran diferencia entre instalar la protección en el PCC o en el PGIC. Por esta razón, y en lo que respecta a sistemas fotovoltaicos, la norma permite que cuando $S_{Amax} \leq 30$ kVA, la protección pueda estar directamente integrada en el inversor.

Prof. Eduardo Lorenzo Pigueiras (Universidad Politécnica de Madrid):

Estimados amigos:

Espero que el informe anunciado por Johannes permita resolver definitivamente este asunto con el máximo acuerdo.

Entretanto, pienso que, con anterioridad al ejercicio de comparar legislaciones y de ver cuál es la diferencia entre que un sistema tenga o no más de 30 kVA, es preciso clarificar los fundamentos técnicos de la cuestión, prestando mucha atención a lo que se refiere a la seguridad del personal, como acertadamente insiste Marco Aurelio. Con el ánimo de colaborar a esta clarificación, he redactado un pequeño texto sobre estos aspectos. Lamento que el texto esté en español, pero así estoy más seguro de lo que digo. A mi entender tales aspectos son así:

- **Para garantizar la seguridad de los operarios de las compañías distribuidoras es preciso garantizar que el inversor se desconecte automáticamente en caso de isla** (en menos de dos segundos). En este sentido, hay que saber que la tecnología de interruptores automáticos específicamente destinados a cumplir esta misión está hoy muy bien desarrollada, y también muy bien demostrada, con miles de sistemas en funcionamiento y sin que se hayan producido problemas de seguridad. Existe normativa específica para estos interruptores automáticos. Caben, por tanto, tres posibilidades:

- Exigir el uso de esta tecnología segura, imponiendo que el sistema fotovoltaico incluya un interruptor automático que cumpla con esa normativa específica. Esta es la vía por la que han optado Alemania, España y otros países.
- Permitir el uso de tecnología menos segura (interruptor automático que no se ajuste a esas normas) y obligar a instalar un interruptor manual accesible a esos operarios.
- Permitir las dos posibilidades anteriores simultáneamente, dejando que sea la compañía distribuidora quien decida.

Optar por una vía u otra es principalmente una cuestión de confianza en la tecnología, aunque otras consideraciones relacionadas con la política industrial también pueden influir. Por ejemplo, hace algunos años hubo intentos de imponer en Europa que todos los interruptores automáticos para la protección frente al funcionamiento en isla estuvieran basados en medir la impedancia de la red (que aumenta mucho cuando se produce una isla). El intento estaba apoyado por un grupo de empresas que habían desarrollado esa tecnología, pero no fue adelante, porque muchos otros se opusieron y demostraron que otras posibilidades eran igual de buenas o mejores. De hecho, la tecnología actualmente más extendida se basa en un concepto diferente, conocido como deriva de frecuencia.

Dejando al margen episodios anecdóticos como este, lo cierto es que hay un patrón histórico, más ajustado a la idea de la confianza, que se ha repetido en varios países (Alemania y España, por ejemplo): primero, desde la desconfianza, se opta por exigir la instalación de un interruptor manual accesible a los operarios y, después, desde la confianza que da la experiencia, se opta por prescindir de este interruptor de actuación manual y accesible y por exigir, eso sí, que el interruptor automático incorporado en el sistema cumpla con la normativa específica.

Importa mucho entender que este asunto **de la seguridad de los operarios no está relacionado ni con el tamaño de la instalación fotovoltaica ni con la ubicación del interruptor**. Es simplemente una cuestión de confiar o no en la tecnología de los interruptores automáticos.

- **Para garantizar la calidad del suministro eléctrico y también para proteger al sistema fotovoltaico, el interruptor debe desconectarse automáticamente** no sólo en caso de funcionamiento en isla sino también **en caso de sobretensión o de subtensión**. Ahora bien, ocurre que el perfil de tensiones es variable (en función del consumo y de la generación fotovoltaica) tanto en el tiempo como a lo largo de las líneas de distribución de las compañías distribuidoras y de la línea interna del cliente (en este caso, el propietario del sistema fotovoltaico). Obviamente, **los márgenes permitidos para la tensión**

se definen precisamente en el punto de conexión del cliente a la red de distribución, por lo que **como idea general los interruptores deberían estar situados precisamente en este punto** (o bien estar hechos de tal manera que actúen en función de la tensión en ese punto).

- Ahora bien, **cuando se trata de sistemas de pequeña potencia**, las caídas de tensión en los cableados internos del cliente son normalmente poco importantes, por lo que no hay mucha diferencia práctica entre colocar el interruptor en el punto de conexión del cliente a la red o colocarlo en cualquier otro punto de la instalación interna del cliente, por ejemplo, en la salida del propio inversor. Por esta razón, y para facilitar la instalación de los sistemas fotovoltaicos de pequeña potencia, que son los más interesantes para las personas de clase media, por debajo de un cierto límite de potencia **se permite que el interruptor automático, que de todas formas tiene que cumplir con la normativa específica, está incorporado en la salida del inversor.**

- Obviamente, las caídas de tensión dependen de la potencias de consumo y de generación fotovoltaica, y de las longitudes y secciones del cableado, por lo que cabría pensar en hacer un estudio detallado para determinar lo que es pequeña potencia en cada caso. Sin embargo esto sería muy poco práctico, por lo que se opta por establecer un valor razonable y de uso general. **En el caso de Alemania, este valor ha sido fijado por el comité de expertos que redactó la norma en 30 kVA.** La costumbre de establecer valores únicos que se aplican de forma general, en vez de valores específicamente estudiados para cada caso está muy extendida en el sector eléctrico. Por ejemplo, es lo que ocurre con las secciones de los cableados o con los tamaños de los transformadores de la red de distribución.

En resumen:

- La seguridad de los operarios de las compañías distribuidoras no se ve afectada por la localización del interruptor, sino por la fiabilidad en la detección del funcionamiento en isla y en la interrupción automática de la generación fotovoltaica.

- Hoy existe tecnología y normativa suficiente para garantizar que, si se exige su cumplimiento, el interruptor automático sea efectivamente fiable.

- El interruptor, además de proteger frente al funcionamiento en isla, debe actuar en caso de que la tensión en el punto de conexión del cliente a la red esté fuera de los márgenes establecidos para garantizar la calidad del suministro eléctrico.

- Cuando los sistemas son de pequeña potencia, la caída de tensión en la red interior del cliente es normalmente pequeña, por lo que puede permitirse la instalación del interruptor en el interior del propio inversor.

Aimé Carvalho Pinto (Universidade de São Paulo):

Pelas diversas explicações (em alemão e em espanhol) fica claro que o motivo principal da proteção no ponto de conexão foi devido à preocupação com a queda de tensão entre o ponto de conexão e a localização dos inversores. Na minha opinião não é sensato estabelecer um limite de potência máxima na qual a queda de tensão entre o ponto de conexão e o inversor será desprezível, de forma que não cause desligamentos antecipados, uma vez que teremos uma gama muito grande de situações. O mais sensato seria estabelecer uma queda de tensão máxima entre o inversor e o ponto de conexão, mas isso já está estabelecido em normas de instalação elétrica.

Além disso, temos um certo respaldo na norma de conexão à rede (NBR 16149), pois os setpoints estabelecidos de tensão são referidos ao ponto de conexão e há uma nota que diz que a queda de tensão entre o inversor e ponto de conexão deve ser levada em conta, ou seja, deve-se ajustar os setpoints no inversor de forma a evitar desligamentos antecipados. Quanto as outras tecnologias que não apresentam as proteções no inversor, essas também devem ser ajustadas para levar em consideração a queda de tensão ou posicionadas (os TCs e TPs) no ponto de conexão.

Quanto à proteção dos trabalhadores em caso de ilhamento, se a tensão da rede não cair durante o ilhamento, a chave automática não irá abrir independentemente da posição dela (dentro do inversor ou no ponto de conexão). O importante é exigir inversores com proteção ativa de ilhamento ou que estejam testados conforme a NBR/IEC 62116 (que garante que o inversor desconecta em uma situação propícia ao inversor segurar a tensão dentre dos limites normais). Um inversor com proteção ativa (as proteções passivas são baseadas apenas na verificação de tensão e frequência da rede e dificilmente passam nos ensaios da IEC 62116) não sofre influência significativa da queda de tensão para verificar o ilhamento, logo, o julgo muito melhor que a chave automática. Vale ressaltar que a NBR 62116 já está em vigor desde 2012.

**Prof. Dr. Jochen Kreusel (Vorsitzender der Energietechnischen
Gesellschaft (ETG) im VDE):**

...die Forderung nach einer „jederzeit zugängliche Schaltstelle“ entfällt gemäß VDE-AR-N 4105 Kap. 5.5 (Anschlusskriterien):

Der Anschluss einer Erzeugungsanlage an das Niederspannungsnetz des Netzbetreibers erfordert nach der novellierten DIN VDE 0100-551 (VDE

0100-551) keine jederzeit zugängliche Trennstelle mehr. Aus diesem Grund wird künftig bei dem Neuanschluss von Erzeugungsanlagen an das Netz des Netzbetreibers auf die jederzeit zugängliche Trennstelle verzichtet.

Hieraus ergeben sich für den Netzbetreiber Konsequenzen hinsichtlich des Netzbetriebes (siehe 8.2).

Bei den Konsequenzen handelt es sich um das Erden und Kurzschließen bei Arbeiten im Netz (vgl. Kap 8.2).

Voraussetzung für das sichere Arbeiten im Netz ist nach dem Freischalten die Verhinderung eines ungewollten Wiedereinschaltens irgendeiner Spannungsquelle. Da Fehlhandlungen nie ausgeschlossen werden können und die bisher dem Netzbetreiber jederzeit uneingeschränkt zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion entfällt, sind als Arbeitsmethoden nach DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100):2009-10 das Erden und Kurzschließen entsprechend DIN VDE 0105-100:2009-10, 6.2.4.2 oder das Arbeiten unter Spannung entsprechend DIN VDE 0105-100:2009-10, 6.3 anzuwenden. Das Erden und Kurzschließen ist vor und hinter der Arbeitsstelle erforderlich. Hierfür sollten auch ausreichend dimensionierte Hausanschlusskästen genutzt werden.

Dies bedeutet für die Netzbetreiber die konsequente Anwendung aller 5 Sicherheitsregeln bei Arbeiten im Niederspannungsnetz (außer bei Arbeiten unter Spannung). Hinter einer getrennten Leitung im Niederspannungsnetz des Netzbetreibers (aus Sicht des Ortsnetztransformators, also auf der Kundenseite der Trennstelle) muss daher künftig auch immer geerdet und kurzgeschlossen werden. Wenn auf der Kundenseite der Trennstelle nicht geerdet und kurzgeschlossen wird, ist eine Fremdeinspeisung (z. B. über ein Notstromaggregat in der Landwirtschaft) anderweitig zu verhindern.

Durch den NA-Schutzes ist die Überwachung aller wichtigen Netzparameter und ggf. die Trennung vom Netz gewährleistet. Die allgemeine Forderung nach einer Trennstelle ist nicht mehr notwendig.

Es gibt dennoch Netzbetreiber, die weiterhin eine jederzeit zugängliche Trennstelle (bei >30 kVA) als ergänzende Bestimmung zur VDE-AR-N 4105 fordern. Beispielhafte Begründung: Zum sicheren und störungsfreien Betrieb des Netzes sowie zur Gewährleistung des Arbeitsschutzes der ausführenden Personen.

Zur Info habe ich Ihnen noch den Anwendungsbereich der DIN VDE 0126-1-1 (VDE V 0126-1-1):2013-08 aufgeführt.

Die selbsttätig wirkende Schaltstelle wird als Sicherheitsschnittstelle zwischen der Erzeugungsanlage und dem Niederspannungsnetz eingesetzt und dient als Ersatz für eine jederzeit dem Verteilungsnetzbetreiber (VNB) zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion. Sie verhindert eine unbeabsichtigte Einspeisung der Erzeugungsanlage in ein vom übrigen Verteilungsnetz getrenntes Teilnetz (Inselnetzbetrieb) und schützt damit zusätzlich zu den in DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100), 6.2 festgelegten Maßnahmen – das Betriebspersonal gegen Spannung am getrennten Teilnetz, – Betriebsmittel gegen unzulässige Spannungen und Frequenzen, – Verbraucher gegen unzulässige Spannungen und Frequenzen und – Betriebsmittel gegen die Speisung von Fehlern durch die Erzeugungsanlage.

Im Falle von Fehlern im Niederspannungsnetz schützt die selbsttätig wirkende Schaltstelle die Erzeugungsanlage gegen – unzulässige Spannungen und – unzulässige Frequenzen.

Die selbsttätige Schaltstelle schützt die Erzeugungsanlage nicht gegen Überlast und Kurzschluss. Dieser Schutz ist anderweitig nach DIN VDE 0100-712 (VDE 0100-712), DIN VDE 0100-430 (VDE 0100-430) und DIN VDE 0100-530 (VDE 0100-530) sicherzustellen.

Gem. den ergänzenden Hinweisen zur VDEW-Richtlinie Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (Vorgängerrichtlinie zur VDE-AR-N 4105) kann für Anlagen mit einer Leistung ≤ 30 kVA auf die jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion verzichtet werden, wenn eine selbsttätige Freischaltstelle gem. E DIN VDE 0126-1-1 gegeben ist. Weitere Ausnahme wäre ein einphasig in einen Außenleiter einspeisender, nicht inselbetriebsfähiger Wechselrichter bis zu einer Leistung von 4,6 kVA.

Für Anlagen > 30 kVA wurde immer eine jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion gefordert.