

PROJETO TELHADOS SOLARES – METODOLOGIA PARA ELABORAÇÃO DE PROJETOS, MONTAGEM E INSPEÇÃO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS

Ronaldo Antonio Roncolato – rantonio@cpqd.com.br
Fábio Kenji Taniguchi – fabiokt@cpqd.com.br
Gláucio Roberto Tessmer Hax – gtessmer@cpqd.com.br
Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD)

Rafael Moya Rodrigues Pereira – moya@cpfl.com.br
Giuliano Bolognesi Archilli – giuliano@cpfl.com.br
Tales Fonte Boa Souza – tfonteboa@cpfl.com.br
CPFL Energia

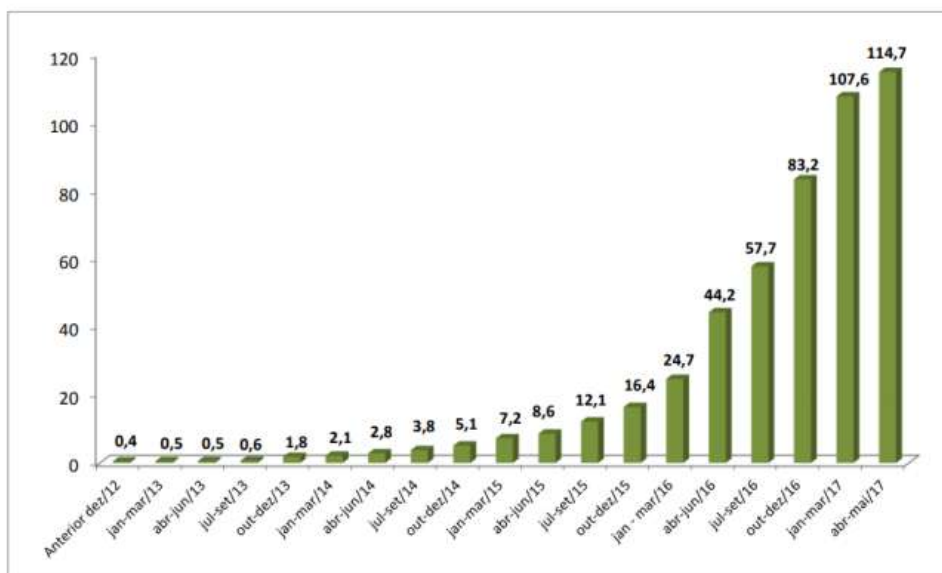
Resumo. A Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) está desenvolvendo em parceria com a Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPqD), o Projeto P&D ANEEL “PA 3012 – Aplicação massiva de geração distribuída em diferentes tipologias de telhados na cidade de Campinas” com o intuito de estudar os impactos causados pela inserção massiva de microgeração fotovoltaica (FV) nas redes de distribuição secundária em baixa tensão. Este trabalho apresenta os critérios e procedimentos utilizados para o projeto e execução das 231 instalações de geração fotovoltaica executadas em telhados (rooftop) de Unidades Consumidoras atendidas em Tensão Secundária de Distribuição (Microgeração Distribuída), compreendendo: avaliação preliminar e dimensionamento básico; vistoria em campo dos telhados/coberturas e instalações elétricas das edificações; projeto executivo; instalação e montagem; e inspeção para energização, das instalações FV. Com base na metodologia utilizada no Projeto Telhados Solares, nos resultados obtidos e a experiência adquirida pelo CPqD e CPFL, este trabalho visa estabelecer também os critérios e procedimentos a serem observados para as futuras instalações de geração fotovoltaica em telhados (rooftop) de Unidades Consumidoras atendidas em Tensão Secundária de Distribuição (Microgeração Distribuída), a serem submetidas a análise e liberação pela própria CPFL e que também podem ser válidas para outras distribuidoras brasileiras de energia elétrica.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Instalações Fotovoltaicas, Microgeração

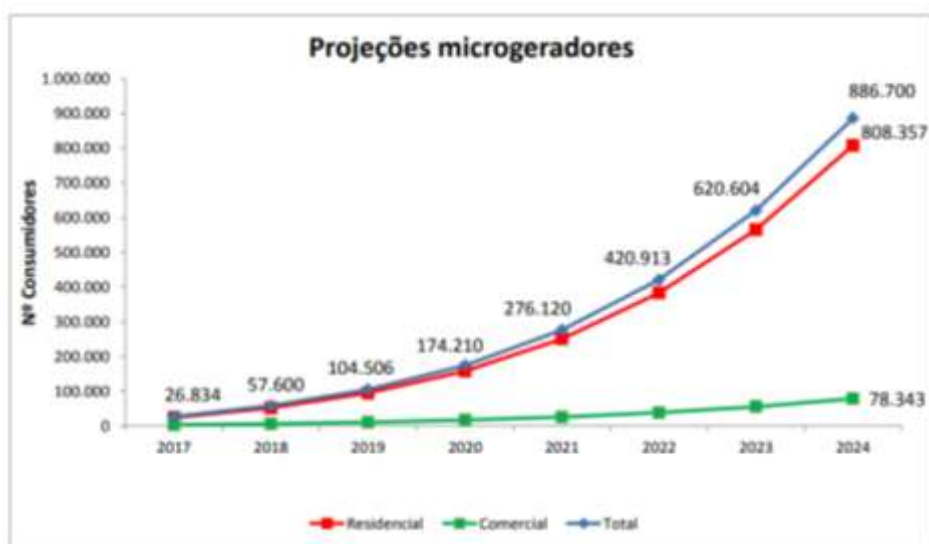
1. INTRODUÇÃO

Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa 482, que estabeleceu as condições gerais para a conexão de microgeração e minigeração distribuída no regime de compensação de energia, determinando às concessionárias a elaboração de normas técnicas para viabilizar essas conexões em suas redes de distribuição. Os números de Unidades Consumidoras (UC) com microgeração mostram que está havendo um crescimento contínuo e significativo nas instalações de sistemas de geração distribuída. Em maio de 2017, a ANEEL emitiu a NT nº 0056/2017, que apresenta uma atualização da projeção do crescimento da geração FV no Brasil, conforme apresentado na Fig. 1, onde se destaca o crescimento quase exponencial de instalações de microgeração FV.

Nesse cenário de crescimento quase exponencial tem sido unânime entre as distribuidoras de energia elétrica a preocupação com os impactos dessa inserção nas suas redes de distribuição elétrica, bem como em seus processos internos de engenharia e planejamento, análise de conexão, energização das instalações, sistemas de faturamento e operação. Algumas empresas de distribuição de energia, inclusive, têm encarado essa nova realidade de mercado como uma oportunidade de negócio. Como exemplo, pode-se citar as empresas Enel Soluções, Engie Solar e ENVO, criadas respectivamente pelas *Holdings* Enel Brasil, Engie e CPFL Energia, para a prestação de serviços de geração distribuída.



(a)



(b)

Figura 1 - Evolução da potência instalada (MW) até maio/2017 (a) e projeção de unidades consumidoras com microgeradores até 2024 (b). (Fonte: ANEEL - Nota Técnica N° 0056/2017)

Considerando esse contexto a CPFL Paulista, empresa distribuidora do Grupo CPFL, iniciou em outubro de 2014 o projeto P&D “PA3012 - Aplicação massiva de geração distribuída solar em diferentes tipologias de telhados na cidade de Campinas”, tendo como principais objetivos:

1. Implantar em campo redes de distribuição de energia elétrica de baixa tensão com massiva penetração de geração solar fotovoltaica e determinar os principais impactos técnicos na rede elétrica;
2. Propor medidas e metodologias para mitigar os impactos adversos provocados pela instalação massiva de geradores fotovoltaicos em redes de distribuição;
3. Desenvolver metodologias para análises de solicitação de acesso, sem a necessidade de estudos específicos individualizados;
4. Desenvolver metodologias para readequação das normas de acesso da CPFL;
5. Capacitar o grupo CPFL para lidar com a crescente penetração de geração fotovoltaica distribuída, tornando-a uma empresa de referência no âmbito nacional, inclusive na prestação de serviços.

Para atender aos objetivos do projeto foram executadas instalações de 231 sistemas FVs em consumidores do Distrito de Barão Geraldo em Campinas (SP), em dois alimentadores de uma mesma subestação (SE) - alimentadores BGE 09 e BGE 10, da SE Barão Geraldo - com o intuito de acompanhamento integral desde a fase de projeto, montagem e energização até a realização de medições e análises de qualidade de energia nos consumidores e transformadores da rede de distribuição.

A Fig. 2 apresenta uma imagem com a distribuição geográfica das 231 instalações executadas, onde pode-se verificar a maior concentração das instalações em áreas específicas, de forma a garantir a penetração em massa da

geração fotovoltaica. Os pontos destacados com um pequeno círculo mostram as edificações onde foram instalados os sistemas FV. Observa-se, portanto, a concentração dos geradores fotovoltaicos numa área delimitada.



Figura 2 – Localização das 231 instalações FVs no Distrito de Barão Geraldo (Fonte: *Google Earth*).

A Tab. 1 apresenta a distribuição por potência dos 231 sistemas fotovoltaicos, de forma a representar, com maior assertividade, a penetração em larga escala da microgeração distribuída nas redes elétricas secundárias das distribuidoras brasileiras.

Tabela 1 - Distribuição por potência das instalações fotovoltaicas.

Potência (kWp)	Quantidade
2	108
2,25	27
3,5	54
4	1
5	20
8	10
10	5
20	5
50	1

O presente trabalho apresenta os critérios e procedimentos utilizados, assim como as lições aprendidas durante o processo de instalação da geração fotovoltaica nas 231 UCs, considerando a avaliação preliminar e dimensionamento básico; a vistoria em campo dos telhados/coberturas e instalações elétricas das edificações; a elaboração do projeto executivo e aprovação da concessionária; a montagem das instalações e a inspeção de recebimento e energização das instalações.

2. AVALIAÇÃO PRELIMINAR E DIMENSIONAMENTO BÁSICO

A fim de iniciar a avaliação quanto à viabilidade técnica e econômica de uma instalação de geração solar fotovoltaica em uma UC, a primeira etapa do processo consistiu no levantamento inicial de informações sobre o possível local de instalação, potência a ser instalada, histórico de consumo da UC, verificação da disponibilidade de espaço no telhado, eventuais sombreamentos, dispositivos do padrão de entrada, caixa de medição e proteção.

Para padronização do levantamento inicial de informações sobre o imóvel interessado, foi elaborado e preenchido o Formulário apresentado na Tab. 2.

Tabela 2 - Levantamento Preliminar de Informações.

Informações Gerais da Unidade Consumidora			
Razão Social / Proprietário:		UC:	
Endereço:			
Consumo Médio (12 meses)	_____ kWh		
Demanda Contratada	_____ kVA		
Responsável pelo Levantamento			
Nomes:			
Data:			
Vistoria Elétrica			
1. Quadro de distribuição principal (QDP) da residência			
O quadro é de fácil acesso?	Onde está localizado?		() Sim () Não
⁽¹⁾ Apresenta boas condições estruturais?			() Sim () Não
⁽¹⁾ Existem disjuntores reservas?	Quantos?		() Sim () Não
⁽¹⁾ Há espaço para a instalação de novos disjuntores?	Quantos?		() Sim () Não
⁽¹⁾ Existe barramento de terra?			() Sim () Não
⁽¹⁾ Existem eletrodutos vagos ou com espaço para passagem da nova fiação? Haverá necessidade de adequações?			() Sim () Não
Existem outros quadros de distribuição na residência?	Onde está localizado?		() Sim () Não
Em caso positivo, eles atendem os requisitos acima / Estão aptos para utilização na instalação?			() Sim () Não
Observações:			
⁽¹⁾ Em caso de respostas "Não", deve-se avaliar a necessidade de manutenção ou ampliação do QDP.			
2. Caixa do padrão de entrada – condicionamento do medidor de energia			
Material:	() Metálico	() Polimérico	() Poste Pronto
⁽¹⁾ Apresenta boas condições estruturais?			() Sim () Não/substituir
⁽¹⁾ Possui disjuntor?			() Sim () Não
⁽¹⁾ Possui aterramento?			() Sim () Não
Observações:			
⁽¹⁾ Em caso de respostas "Não", deve-se avaliar a necessidade de substituição da caixa do medidor.			
3. Possíveis locais para a instalação do(s) inversor(es)		Distância estimada entre local do inversor e QDP	
(i)			
(ii)			
(iii)			
Vistoria Civil			
4. Telhado (exterior)			
Tipo do telhado:	() Cerâmico	() Concreto	() Fibrocimento () Metálico
Tipo das telhas:	() Portuguesa	() Romana	() Francesa () Plana () Coloquial () Americana
Orientação (face norte):			
Dimensões aproximadas:	_____ X _____ (metros)		
Apresenta boas condições estruturais?			() Sim () Não
Boas condições das telhas?			() Sim () Não
Alguma possibilidade de sombreamento/interferências?	Qual?		() Sim () Não

Com base nas informações da Tab. 2 é possível, em primeiro lugar, verificar a viabilidade de instalação de geração solar fotovoltaica em telhado, estimar com bom grau de precisão a potência total a ser instalada, locais mais adequados para a instalação dos módulos fotovoltaicos e inversor(es), necessidades de correções e/ou ajustes nas instalações elétricas e padrão de entrada da UC. Como resultado final é possível realizar uma estimativa orçamentária da instalação.

Como ilustração quanto ao aspecto civil da edificação, é fundamental o levantamento do tipo de telhado existente, dado ao grau de influência deste sobre o projeto estrutural e desempenho futuro da instalação fotovoltaica. As Fig. 3 e 4 apresentam os tipos de telhados cerâmicos mais encontrados, onde pode-se comprovar a diversidade encontrada nas residências da área de implantação da prova de conceito do projeto.



Figura 3 - Exemplos de telhados com telhas cerâmicas.



Figura 4 - Tipos de telhas cerâmicas.

3. PROJETO EXECUTIVO E APROVAÇÃO NA CONCESSIONÁRIA

A elaboração do Projeto Executivo da instalação FV exige um levantamento de campo complementar do imóvel onde será executada a instalação conforme exemplificado na Tab. 3. Vale destacar que a maioria dos itens necessários para o Projeto Executivo já foram obtidos no levantamento realizado para a avaliação preliminar.

Tabela 3 - Dados complementares para projeto executivo.

Tipo de imóvel:	<input type="checkbox"/> Residencial <input type="checkbox"/> Comercial <input type="checkbox"/> Industrial <input type="checkbox"/> Sem fins lucrativos / governamental		
Razão Social / Nome do Proprietário:		Nº UC:	
Endereço:			
Telefone / Celular:			
Nome do contato a acompanhar vistoria:			
Tensão do sistema:		Nº de fases:	
Consumo médio:	_____ kWh/mês		
Sugestão de potência a ser instalada:	_____ kWh		

As vistorias em campo para levantamento de dados de telhados/coberturas e instalações elétricas das edificações onde se pretende instalar geração fotovoltaica deverão ser feitas sempre por equipes com, no mínimo, dois profissionais, considerando a necessidade de escalada e acesso a telhado ou cobertura, bem como medições e leituras de grandezas elétricas com as instalações elétricas da UC energizadas.

Alguns pontos considerados para a avaliação civil para o projeto executivo são: a verificação, em caso de telhados cerâmicos baseados em madeira, se os caibros estão em boas condições visuais para a fixação da estrutura e no caso de estruturas metálicas, verificar se a estrutura não está com perfis esbeltos e na ausência de sinal de deterioração, averiguar se os pontos de fixação estão em boas condições; análise se o telhado não apresenta característica aparente de falta de capacidade estrutural; observar se as paredes, pilares e vigas que sustentam o telhado não apresentam sinais de comprometimentos estruturais visuais.

O projeto executivo elaborado deve contar com uma simulação através de um *software* específico para geração fotovoltaica, considerando a posição geográfica, orientação e inclinação do telhado, tipo de painel e inversor fotovoltaicos, possíveis sombreamentos e histórico de radiação solar, obtido, por exemplo, através do CRESESB: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. A simulação computacional é de suma importância para os objetivos da instalação fotovoltaica, pois define, além dos resultados esperados de geração de energia elétrica, as condições a serem observadas posteriormente na etapa de montagem, como local exato de instalações de painéis, inversor, cabeamento, passagens, caixas de *strings*, entre outros.

Outro ponto importante a ser observado no projeto executivo refere-se à instalação do medidor de faturamento bidirecional que substituirá o medidor convencional existente. Existem modelos de medidores bidirecionais cujas

dimensões são superiores aos medidores convencionais como também podem apresentar restrições nos bornes de fixação de condutores (por exemplo, condutores limitados a 35 mm²). Isso deve ser verificado com muito cuidado na fase de projeto de uma instalação fotovoltaica, pois a não observância poderá incorrer em custos não previstos pelos futuros acessantes de microgeração FV, e o que é pior, situação em que toda a instalação fotovoltaica encontra-se pronta e não pode ser energizada por necessidade de substituir uma caixa de medição ou de instalar medição indireta em baixa tensão. Lembrando que a troca do medidor é um custo da concessionária, mas a eventual necessidade do padrão de medição é responsabilidade do acessante.

Todas as considerações supracitadas devem ainda levar em consideração as diretrizes da Norma de CPFL, GED 15303.

4. INSTALAÇÕES E MONTAGEM

Este capítulo apresenta uma síntese dos principais procedimentos observados na montagem das instalações fotovoltaicas em telhados, com foco na obtenção de instalações com alto desempenho, seguras e confiáveis.

4.1 Módulos FV

A instalação de módulos FV conectados em série devem garantir que todos estejam na mesma orientação e ângulo, sob pena de perda de performance devido à diferença de quantidade de luz solar que incide sobre os módulos. É importante garantir que os módulos FV sejam instalados de modo a maximizar a exposição direta à luz solar e eliminar ou minimizar eventuais sombreamentos totais ou parciais.

Durante o processo de instalação, os conectores dos módulos não podem ser abertos sem a tampa de proteção, exceto para o momento em que serão conectados, para assegurar que não entre umidade no encapsulamento. Além disso, os módulos deverão ser entregues no local da instalação curto-circuitados (conectores positivo e negativo conectados) ou com tampas apropriadas que protegem o conector contra a entrada de água, névoa, poeira, ou qualquer outra substância que possa impactar no funcionamento do conector durante sua vida útil (>25 anos).

4.2 Estrutura dos módulos FV

O mercado de fornecimento de equipamentos para instalação fotovoltaica possui uma gama grande de estruturas de fixação dos módulos fotovoltaicos. Nesse caso há um cuidado extra, pois dos principais componentes de uma instalação fotovoltaica esse é o único que não possui certificação do INMETRO.

A estrutura de fixação deve ter como premissas a resistência ao regime de ventos mais severos da região de instalação, ser construída com materiais que resistam à oxidação e tenham uma vida útil igual ou superior aos painéis.

Para a instalação da estrutura dos módulos FV, independentemente do tipo do telhado, deve ser considerada uma ventilação adequada sob os módulos, que permita a circulação de ar, com o intuito de melhorar o desempenho dos módulos e evitar a condensação de umidade na parte traseira. É recomendável um espaço livre mínimo de 10 cm entre módulos e os telhados para permitir a circulação de ar para troca de calor com os módulos. As estruturas devem garantir que os painéis fiquem na orientação e inclinação com maior rendimento possível, sendo que para o hemisfério sul a orientação de melhor rendimento deve ser a norte, já a inclinação deve ser o mais próximo possível da latitude.

Caso a UC não possua uma face do telhado com a inclinação próxima a latitude do local de instalação, é necessário a utilização de um software de simulação de geração fotovoltaica para realizar simulações comparativas de geração de energia para a instalação nas faces disponíveis do telhado em análise. Aquela que apresentar uma estimativa mais próxima da situação ideal deverá ser escolhida para a instalação dos módulos FVs.

É importante ressaltar que, para todos os tipos de telhado, deverão ser tomadas todas as providências necessárias para garantir a segurança dos instaladores e estabilidade dos módulos. Além disso, deverá ser preservada a capacidade de escoamento de água e a impermeabilidade do telhado. Qualquer alteração no telhado proporcionado pela instalação das estruturas, que seja prejudicial ao proprietário do imóvel ou à estabilidade dos módulos, como por exemplo, goteiras, quebra de telhas, dentre outros, deverão ser corrigidas imediatamente.

4.3 Cabeamento

Todos os cabos e condutores devem ser fixados em estruturas (preferencialmente eletrodutos) de modo a garantir que eventuais esforços mecânicos não os danifiquem. Os cabos e conectores do lado CC devem ser protegidos contra qualquer força, incluindo vibrações induzidas pelo vento que podem, instantaneamente ou em longo prazo (acima de 20 anos), danificar os cabos e conectores FV.

Nos condutores instalados nos telhados, deve-se tomar o cuidado para que esses não sejam fixados de forma a obstruir a passagem de água da chuva, para que o telhado dessa forma não perca sua capacidade de escoamento e os condutores não fiquem expostos a água, o que poderia acelerar seu processo de envelhecimento.

É recomendável que os condutores usados nos telhados sejam resistentes a exposição à radiação solar, não propaguem chama e ser instalados de forma protegida, ou seja, sem exposição direta às intempéries meteorológicas. A escolha do condutor deve ser baseada, no mínimo, nos critérios da NBR 5410.

Recomenda-se que os cabos de CC possuam isolamento de borracha etilenopropileno com baixa emissão de fumaça (HEPR) 90°C e cobertura de composto termoplástico com características especiais quanto à não propagação,

preferencialmente de material LSZH (*Low Smoke Zero Halogen*). Esse tipo de cabo também é designado como cabo fotovoltaico.

Se houver necessidade de caixa de junção, para interconexão dos *strings* fotovoltaicos em paralelo, a caixa deve ser de material não corrosivo, classe de proteção IP54 (NBR 6146), equipada com bornes para interconexão dos cabos elétricos dos módulos e do cabo à caixa principal, utilizar identificações claras em todos os bornes e cabos e proteger os contatos elétricos e bornes contra esforços mecânicos do cabo (prensa cabo ou dispositivo com a mesma função).

Primeiramente, deve-se certificar que os locais escolhidos para a instalação dos inversores dispõem de espaços para abrigá-los em locais internos (sombreados e protegidos de intempéries meteorológicas). Em UCs com grande fluxo de pessoas (como escolas ou creches, por exemplo), o inversor deverá ser fixado na parede interna de um armário/painel e protegido contra o acesso de pessoas não qualificadas, evitando assim, eventuais acidentes ou desligamento do sistema FV.

4.5 Proteções

A conexão do sistema na rede interna da UC deve ser feita através de um disjuntor, sem interrupção do neutro, sendo que o disjuntor deve ter as mesmas características do inversor em relação à quantidade de fases (monofásico, bifásico ou trifásico). Os circuitos de tensão CC e CA devem ter supressores de surto em ambos os circuitos, conectados no mínimo entre positivo e negativo e o terra, já na parte CA entre as fases e a terra. O circuito CC deve, preferencialmente, interromper o circuito nos terminais positivos e negativos, e obrigatoriamente no terminal positivo. O uso de fusíveis ou disjuntores para proteção CC é necessário quando se tem entradas do inversor com número igual ou maior do que 3 *strings* de painéis em paralelo, caso contrário não é necessário. O valor desses disjuntores e fusíveis deve respeitar o valor máximo determinado pelo manual dos módulos fotovoltaicos,

4.6 Aterramento e sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA)

Todo o sistema deve ser aterrado de acordo com a NBR 5410 devendo ser projetada para satisfazer todos os requisitos de segurança das pessoas, operando satisfatoriamente nos casos de falta sem acarretar danos ao sistema.

Como alguns locais de instalação não possuem um sistema de aterramento adequado devem ser respeitadas as seguintes considerações para a realização do aterramento do sistema FV:

- Caso o imóvel possua um condutor de aterramento o sistema deverá ser aterrado nesse condutor;
- Caso haja aterramento junto ao padrão de entrada (com conexão efetiva do cabo de aterramento à haste e do cabo de aterramento ao neutro da Concessionária), deverá ser realizado a conexão do aterramento do sistema nesse ponto;
- Caso nenhuma das opções anteriores seja factível, deverá ser realizada uma medição da resistência de aterramento junto ao padrão de entrada e, em seguida, realizar a instalação da haste de aterramento próxima a esse padrão de entrada ou, opcionalmente, próximo ao inversor.

Por sua vez, em locais com grande afluência de pessoas e que se encaixam nas condições estabelecidas pela norma ABNT NBR 13570 – Instalações elétricas em locais de afluência de público – Requisitos específicos, caso o imóvel não apresente um Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas que esteja de acordo com a norma ABNT NBR 5419, recomenda-se a instalação de Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA), devendo o mesmo estar em pleno acordo com a norma NBR 5419. Nesses casos, deve ser solicitada a entrega de um laudo preliminar descrevendo as eventuais alterações necessárias no imóvel para a instalação do SPDA.

4.7 Quadro de distribuição principal

As condições das instalações elétricas dos locais de instalação são desconhecidas, sendo aconselhável considerar, sempre que necessária, a adaptação ou em última instância a troca do quadro de distribuição principal para comportarem a instalação das proteções referentes ao sistema FV.

Após a inspeção das condições do quadro principal em que serão adicionados os componentes elétricos adicionais referentes ao sistema FV, deve-se garantir que o quadro modificado ou o novo quadro esteja protegido adequadamente para evitar sobreaquecimento e garantir segurança contra riscos de choques elétricos, devendo estar em acordo com as normas NR 10 e NBR 5410.

5. INSPEÇÃO E ENERGIZAÇÃO

As atividades de inspeção para energização, a serem executadas nessa etapa do processo, podem ser divididas em 4 etapas, conforme a seguir descrito:

- Condições gerais;
- Módulos fotovoltaicos e telhados;
- Inversores fotovoltaicos e caixas de proteção (*string box*);
- Ensaio elétricos.

As Tab. 4 a 7 apresentam os procedimentos utilizados no Projeto de P&D e que são indicados para uso em geral pelas empresas do grupo CPFL. A 1ª coluna é o espaço reservado para o resultado da inspeção – Sim (S) ou Não (N):

Tabela 4 - Condições Gerais da Instalação.

1. Condições gerais da instalação	
	1.1 Remoção dos equipamentos e materiais do local de instalação / Limpeza dos locais pós-obra
	1.2 Instalação de uma (ou duas) placa de advertência, confeccionada em aço inoxidável ou alumínio anodizado, fixada de forma permanente na tampa da caixa de medição do padrão de entrada, com os dizeres “CUIDADO – RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA” (Norma GED-15303)
	1.3 Caixa de proteção e abrigo do medidor de energia em condições adequadas (troca caso necessário) Obs. Deve ser considerado o tamanho do medidor bidirecional a ser utilizado.
	1.4 Quadro geral de energia do imóvel em condições adequadas (troca ou manutenção caso apresente condições precárias de conservação)
	1.5 Entrega de documentação de todos os equipamentos (certificações, garantias, especificações, manuais, etc.)

Tabela 5 - Módulos Fotovoltaicos e Telhados.

2. Módulos FVs e Telhado	
	2.1 Quantidade e especificação dos módulos igual ao projetado
	2.2 Orientação das <i>strings</i> para o norte geográfico ($\pm 45^\circ$) ou exceções devido as limitações do imóvel atendendo o projeto executivo
	2.3 Preservação das telhas e estruturas do telhado do cliente pós-instalação (telhas trincadas ou quebradas)
	2.4 Inexistência de módulos com danos visíveis
	2.5 Correta acomodação e passagem adequada do cabeamento CC e terra entre os módulos e o <i>strings box</i>
	2.6 Possibilidade de ocorrência de sombreamento nos módulos FVs por componentes de fixação da própria instalação
	2.7 Variação na inclinação de módulos de uma mesma <i>string</i> / Desalinhamentos dos módulos e estruturas
	2.8 Espaço adequado para ventilação entre módulos e telhado
	2.9 Estrutura de suporte dos módulos FVs adequada para a quantidade e peso dos mesmos e sua correta fixação
	2.10 Aterramento adequado dos módulos e estruturas metálicas (terra comum ao da instalação elétrica do imóvel e ao padrão de entrada)

Tabela 6 - Inversores Fotovoltaicos e Telhados.

3. Inversor FV e quadro de proteção / <i>string box</i> (se houver) MODELO do inversor:	
	3.1 Localização adequada do inversor e do quadro de proteção / <i>string box</i> instalado
	3.2 Configuração interna do inversor está pronto para operar
	3.3 Inversor sem sinais visíveis de danos
	3.4 Inversor e quadro de proteção devidamente aterrados (terra comum ao da instalação elétrica do imóvel e ao padrão de entrada)
	Todos os dispositivos de proteção, chaves e terminais devidamente etiquetados e identificados (no <i>string box</i>)

Tabela 7 – Ensaios Elétricos.

4. Ensaios de categoria 1 (ABNT NBR 16274)	
	Continuidade dos condutores de aterramento e proteção e/ou de ligação equipotencial
	Ensaio de polaridade em todos os cabos CC
	Medição da tensão de circuito aberto
	Ensaio de curto-circuito (medição de corrente de curto-circuito)
	Dispositivos de seccionamento e outros aparelhos funcionando e conectados adequadamente

6. CONCLUSÕES

Com base na experiência de campo adquirida pela elaboração dos projetos, montagem e inspeção de todas as 231 instalações fotovoltaicas, observando-se os principais problemas detectados e soluções adotadas para as várias situações reais, pode-se afirmar que a metodologia proposta atendeu às necessidades do Projeto de P&D. Assim sendo, a metodologia será incorporada ao acervo normativo da CPFL, para uso em todas as solicitações de conexão de microgeração distribuída do Grupo CPFL.

Fica evidenciado e confirmado que deve haver atendimento integral ao projeto executivo, não se admitindo por pura simplicidade, mudanças, como: mudança de posição dos painéis solares e inversores, parametrizações não especificadas no projeto, entre outros.

Verificou-se que é de suma importância a observação integral de todas as diretrizes e procedimentos homologados em normas pela CPFL, tanto do ponto de vista técnico quanto comercial, destacando-se também os critérios de segurança que devem ser adotados (riscos e respectivos controles) e que por questão de limitação de espaço não foram apresentados neste trabalho, mas que fazem parte do documento interno da CPFL.

Relevante destacar também a importância da qualificação e capacitação da mão-de-obra para a montagem das instalações fotovoltaicas. Comprovadamente, vários problemas encontrados na fase de projetos e na inspeção se deveram a falhas básicas devido a conhecimentos técnicos insuficientes..

Agradecimentos

Este trabalho foi desenvolvido com recursos do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, regulado pela ANEEL, das empresas CPFL Paulista, CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz, RGE - Rio Grande Energia, Foz do Chapecó e CERAN, projeto PD-0063-3012/2014 – “Aplicação massiva de geração distribuída em diferentes tipologias de telhados na cidade de Campinas”.

7. REFERÊNCIAS

ANEEL, Nota Técnica nº 0056/2017, Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.
GED 15303 CPFL – Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

- Stadler I., Bhandari R., Madeiro D., Implementation of small grid connected decentralized power generators using renewable energies, Agência de Cooperação Técnica Alemã – GTZ, 2010;
- Picault D, Raison B, Bacha S. "Guidelines for Evaluating Grid Connected PV System Topologies", IEEE Industrial Electronics Society. 2009 IEEE International Conference on Industrial Technology. Piscataway: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., pp. 1-5, 2009.
- NOTA TÉCNICA DEA 19/14 Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos, EPE, 2014;
- Wiles, John C., Bill Brooks, Bob-O Schultz, "PV Installations, A Progress Report," 2002 IEEE PV Specialists Conference, IEEE Piscataway, NJ 2003;
- ABNT 5419 – Proteção de Estruturas contra Descargas Atmosféricas ABNT 13570 – Instalações Elétricas em Locais de Afluência de Público – Requisitos Específicos
- ANEEL, Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012;
- Stadler I., Study about International Standards for the connection of Small Distributed Generators to the power grid, Agência de Cooperação Técnica Alemã – GIZ, 2011;
- ABNT NBR 16274 – Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – Requisitos Mínimos para Documentação, Ensaio de Comissionamento, Inspeção e Avaliação de Desempenho.

SOLAR ROOFS PROJECT - METHODOLOGY FOR PROJECT DESIGN, ASSEMBLY AND INSPECTION OF PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS

Abstract. In partnership with the State University of Campinas (UNICAMP) and the Center for Research and Development in Telecommunications (CPqD), the Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) is developing the ANEEL R&D Project "PA 3012 - Massive application of distributed generation in different types of roofs in the city of Campinas" in order to study the impacts caused by the massive insertion of photovoltaic microgeneration into the secondary distribution networks at low voltage. This work presents the criteria and procedures used for the design and execution of the 231 photovoltaic generation installations carried out on rooftops of Consumer Units serviced in Secondary Distribution Voltage (Distributed Microgeneration), comprising: preliminary evaluation and basic design; field survey of roofs and electrical installations of buildings; executive project; installation and assembly; and inspection for energization of PV installations. Based on the methodology used in the Solar Roofs Project, on the results obtained and the experience acquired by CPqD and CPFL, this work also aims to establish the criteria and procedures to be observed for future rooftop photovoltaic generation facilities of Consumer Units serviced in Secondary Distribution Voltage (Distributed Microgeneration), to be submitted for analysis and acceptance by CPFL itself and which may also be valid for other Brazilian electricity distributors.

Key words: *Distributed Generation, Photovoltaic Installations, Microgeneration*