

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
CÂMPUS CORNÉLIO PROCÓPIO  
DIRETORIA DE GRADUAÇÃO E EDUCAÇÃO PROFISSIONAL  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA  
ENGENHARIA ELÉTRICA

GLEDSON RUAN REIS

**ANÁLISE TÉCNICA E LEGISLATIVA PARA A IMPLANTAÇÃO DE  
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL NA GERAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA EM CORNÉLIO PROCÓPIO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO

2018

**GLEDSON RUAN REIS**

**ANÁLISE TÉCNICA E LEGISLATIVA PARA A IMPLANTAÇÃO DE  
UM SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL NA GERAÇÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA EM CORNÉLIO PROCÓPIO**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel.

Orientador: Prof<sup>a</sup>.Dra. Gabriela Helena Bauab Shiguemoto

**CORNÉLIO PROCÓPIO**

**2018**



**Universidade Tecnológica Federal do Paraná**  
**Campus Cornélio Procópio**  
**Departamento Acadêmico de Elétrica**  
**Curso de Engenharia Elétrica**



## **FOLHA DE APROVAÇÃO**

**Gledson Ruan Reis**

### **Análise técnica e legislativa para a implantação de um sistema fotovoltaico residencial na geração de energia elétrica em Cornélio Procópio**

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 14:30hs do dia 25/05/2018 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

---

Prof(a). Dr(a). Gabriela Helena Bauab Shiguemoto - Presidente (Orientador)

---

Prof(a). Dr(a). Cássio Henrique dos Santos Amador - (Membro)

---

Prof(a). Dr(a). Edson Aparecido Rozas Theodoro - (Membro)

## RESUMO

REIS, Gledson R.. ANÁLISE TÉCNICA E LEGISLATIVA PARA A IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM CORNÉLIO PROCÓPIO. 74 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

A utilização de energia solar como alternativa à geração de eletricidade ainda é um tema pouco explorado no Brasil. Contudo, devido a um novo cenário criado por incentivos governamentais e, também, pelo regulamento da ANEEL 482/12, que estabelece condições gerais para a micro e a minigeração distribuída, a sua implementação vem se tornando cada vez mais frequente. Em vista disso, este trabalho aborda questões relacionadas ao uso deste tipo de energia, analisando a legislação e as políticas públicas vigentes, a fim de orientar os pequenos consumidores da cidade de Cornélio Procópio na aplicação de sistemas fotovoltaicos em instalações residenciais, visando não só a sua compreensão legislativa, como também a técnica a ser aplicada em uma instalação fotovoltaica conectada à rede elétrica.

**Palavras-chave:** Microgeração, Legislação, Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos

## **ABSTRACT**

REIS, Gledson R.. . 74 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

The use of solar energy as an alternative electricity generation is still a subject rarely explored in Brazil. However, due to a new scenario created by governmental incentives and also by the ANEEL regulation 482/12, which establishes general conditions for micro and minidistributed generation, its implementation is becoming more and more frequent. Therefore, this work addresses issues related to the use of this type of energy, analyzing current legislation and public policies, in order to guide small consumers of Cornélio Procópio in the application of photovoltaic systems in residential facilities, aiming at not only their legislative understanding, but also the technique to be applied in a photovoltaic installation connected to the electric grid.

**Keywords:** Microgeneration, Legislation, Solar Energy, Photovoltaic Systems

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	– Sistema de Compensação de Energia Elétrica. ....	21
FIGURA 2	– Compensação de crédito da energia ativa excedente. ....	26
FIGURA 3	– Documentos a serem anexados na solicitação de acesso para Microgeração Distribuída com Potência igual ou inferior a 10 kW. ....	31
FIGURA 4	– Documentos a serem anexados na solicitação de acesso para Microgeração Distribuída com Potência superior a 10 kW. ....	31
FIGURA 5	– Tipologia do Consumo residencial característico na região Sul-Sudeste. ....	34
FIGURA 6	– Distribuição Diária de Potência. ....	34
FIGURA 7	– Situação 1. ....	35
FIGURA 8	– Situação 2. ....	36
FIGURA 9	– Situação 3. ....	36
FIGURA 10	– Situação 4. ....	37
FIGURA 11	– Situação 5. ....	38
FIGURA 12	– Situação 6. ....	38
FIGURA 13	– Saldo de energia. ....	39
FIGURA 14	– Geração de créditos ao consumidor em um dia. ....	39
FIGURA 15	– Comparativo entre as modalidades tarifárias. ....	40
FIGURA 16	– Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná com os valores de energia elétrica prevista. ....	42
FIGURA 17	– Recurso Solar (GHI) no Plano Inclinado - Cornélio Procópio. ....	43
FIGURA 18	– Esquematização do Módulo Fotovoltaico. ....	45
FIGURA 19	– Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor <i>multi-string</i> . ....	48
FIGURA 20	– Tempo de desconexão da rede elétrica para faixas de tensão da rede. ..	49
FIGURA 21	– Curva Característica I-V. ....	54
FIGURA 22	– Efeito do Sombreamento no Sistema Fotovoltaico. ....	55
FIGURA 23	– Item de Maior Incerteza para o Setor. ....	58
FIGURA 24	– Tempo Médio entre Solicitação de Acesso e Conexão à Rede (dias) - 2 <sup>o</sup> semestre de 2017. ....	59
FIGURA 25	– Principal Diferencial da Marca do Módulo. ....	60
FIGURA 26	– Principal Diferencial da Marca do Inversor. ....	60
FIGURA 27	– Estimativa do preço do Sistema Fotovoltaico Residencial. ....	61
FIGURA 28	– Mapa de Fornecedores de Energia Solar. ....	63
FIGURA 29	– Dados relatados pela empresa em relação a sua experiência no Mercado Fotovoltaico. ....	63
FIGURA 30	– Projeto instalado na cidade de Cornélio Procópio. ....	65
FIGURA 31	– Experiência de mercado da Empresa que prestou informações. ....	65

## LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGCE	Câmara de Gestão de Crise de Energia Elétrica
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
ELETOBRÁS	Empresa Mista Centrais Elétricas Brasileiras SA
FFE	Fundo Federal de Eletrificação
FND	Fundo Nacional de Desestatização
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaica
GCOI	Grupo Coordenador Para a Operação Interligada
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IUEE	Imposto Único Sobre Energia Elétrica
JK	Juscelino Kubitschek
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MIGDI	Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
MWp	Mega Watts Pico
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIB	Produto Interno Bruto
PMP	Ponto de Máxima Potência
PND	Programa Nacional de Desestatização
PPT	Programa Prioritário de Termelétricas
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SFD	Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
SIN	Sistema Elétrico Interligado Nacional
SPMP	Seguidor de Máxima Potência
STC	Standart Test Conditions
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>9</b>
1.1	JUSTIFICATIVA	10
1.2	OBJETIVOS	10
1.2.1	Objetivo Geral	10
1.2.2	Objetivos Específicos	10
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	11
<b>2</b>	<b>A ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL</b>	<b>12</b>
2.1	HISTÓRIA DA POLÍTICA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	12
2.2	O USO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL	16
<b>3</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA</b>	<b>19</b>
3.1	MARCOS REGULATÓRIOS PARA A MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL	21
<b>4</b>	<b>ANÁLISE DA RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/12 DA ANEEL E O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>24</b>
4.1	HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
4.2	ALTERAÇÃO DA REN N° 482/2012 PELA REN N° 687/2015	25
4.2.1	Resolução Normativa n° 786, de 17 de outubro de 2017	28
4.3	DISTRIBUIDORA COPEL E A RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/12	29
4.4	PARECER DE ACESSO E EXECUÇÃO DAS OBRAS	30
<b>5</b>	<b>ANÁLISE TÉCNICA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM CORNÉLIO PROCÓPIO</b>	<b>33</b>
5.1	CARACTERIZAÇÃO DO PERFIL DE UM CONSUMIDOR RESIDENCIAL	33
5.1.1	Consumo Residencial ao longo do dia	33
5.1.2	Fluxo de Energia no Perfil Residencial	35
5.1.3	Análise da Modalidade Tarifária	39
5.1.3.1	Tarifa Branca	40
5.2	ANÁLISE DO RECURSO SOLAR EM CORNÉLIO PROCÓPIO	41
5.3	REQUISITOS TÉCNICOS E COMPONENTES DA INSTALAÇÃO	43
5.3.1	Análise dos Módulos Fotovoltaicos	44
5.3.2	Análise do Inversor	47
5.3.3	Sistema de Proteção Auxiliar e as Caixas de Junção (Stringbox)	51
5.4	TIPOS FÍSICOS DE INSTALAÇÃO	52
5.5	CURVA I-V E O SOMBREAMENTO	53
5.6	O PROJETO ELÉTRICO FOTOVOLTAICO	55
5.6.1	Erros comuns cometidos nos projetos Fotovoltaicos	56
<b>6</b>	<b>IDENTIFICAÇÃO E CARACTERÍSTICAS DE EMPRESAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA</b>	<b>57</b>
6.1	O ATUAL CENÁRIO MERCADOLÓGICO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE	57
6.2	IDENTIFICAÇÃO DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO NA CIDADE DE CORNÉLIO	



PROCÓPIO .....	62
6.3 ESTUDO DE CASO .....	65
<b>7 CONCLUSÃO .....</b>	<b>68</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>71</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O crescimento econômico e energético do Brasil estão atrelados, pois quanto maior a industrialização maior é a necessidade por recursos energéticos. Em todo o século XX a eletricidade passou a ser essencial à vida moderna. O racionamento nas décadas de 30 e 40 e posteriormente as dúvidas sobre investimentos em aumento da capacidade instalada já davam indícios da gestão energética falha, culminando no final da década de 80, quando empresas estatais colapsaram frente a demanda de energia elétrica crescente (GOMES, 2007).

Em 2001, o país passou por um desequilíbrio entre a oferta e demanda de energia, a falta de chuvas nas bacias dos rios em Minas Gerais, que detinha 65% dos reservatórios de usinas, agravou a escassez, somado à falta estrutural do setor, associada ao processo de privatização que iniciou com o Programa Nacional de Desestatização. Esse racionamento mostrou como o Brasil tinha dificuldades em sua política de energia devido ao não fortalecimento estrutural, político e econômico de forma eficiente das instituições de gestão e regulação do sistema elétrico nacional (GOMES, 2007).

A colaboração de consumidores evitou apagões não previstos em 2001, reduzindo cerca de 20% do consumo naquele ano, crise que cessou em 2002, quando houve um período de chuvas. Essa queda de demanda causou grandes prejuízos às concessionárias (GALL, 2002). Para evitar novas crises, algumas diretrizes deveriam ser consideradas, tais como:

- Considerar a política energética como ferramenta de desenvolvimento econômico e social.
- Investir em planejamento energético a longo prazo.
- Incentivar a diversificação da matriz energética brasileira, reduzindo a dependência de geradoras hidrelétricas.
- Subsidiar as novas fontes alternativas de energia.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

Com o uso de painéis fotovoltaicos residenciais a energia é obtida de forma descentralizada. Um consumidor que queira se tornar gerador de sua própria energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos gozará de vantagens, desde incentivos fiscais, até uma maior independência do Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). Atenta-se também ao retorno do investimento desta tecnologia, que devido a economia com o custo da energia, deverá ser compensada em alguns anos.

Os consumidores que buscarem compreender as legislações e as técnicas utilizadas na microgeração fotovoltaica, ficarão, por exemplo, menos sujeitos a serem conduzidos por empresas do setor à adquirirem equipamentos com pouco tempo de garantia, não compensando o custo-benefício. Já possuindo acesso aos passos que serão considerados na metodologia de esclarecimentos, proposta pelo trabalho, eles poderão acompanhar efetivamente os trâmites técnicos e regulatórios praticados, tanto com a COPEL, como para as empresas que vierem a serem contratadas para execução de obras e projetos fotovoltaicos.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral do trabalho é gerar esclarecimentos técnicos e legislativos, de interesse e relevância, para um consumidor que reside na região de Cornélio Procópio, e que opte por instalar técnicas de microgeração fotovoltaica em sua residência, a fim de diminuir custos com seu consumo de energia elétrica.

### 1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Detalhar a Norma 482/12 da ANEEL vigente no estado do Paraná.
- Analisar o sistema de compensação da energia elétrica.
- Mostrar quais são as exigências que unidades consumidoras devem atender para que a Companhia Paranaense de Eletricidade (COPEL) torne viável a utilização.
- Abordar quais são os componentes utilizados nessa geração.
- Identificar empresas que trabalham com essa microgeração e que atendam a cidade de Cornélio Procópio.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está dividido em capítulos que fazem a contextualização bibliográfica, detalham assuntos legislativos, discutem conceitos técnicos e apresentam dados mercadológicos. Sendo estruturado da seguinte forma:

- **Capítulo 2:** Realiza a contextualização histórica do uso de energia elétrica no Brasil, sendo importante para a compreensão da situação energética atual, mostrando os incentivos governamentais para o uso de energias renováveis, bem como seus benefícios.
- **Capítulo 3:** Trata as principais características da Geração Distribuída, com foco na energia fotovoltaica. Discute, também, as leis e decretos que impactaram no atual cenário legislativo da energia solar.
- **Capítulo 4:** Dedicada a explorar a resolução 482/12 da ANEEL, detalhando o que ela implantou na Geração Distribuída, assim como os impactos que a mesma causou na distribuidora COPEL.
- **Capítulo 5:** Define a metodologia técnica que deve ser analisada na geração fotovoltaica, mostrando passos, de importantes decisões, que o projeto do sistema fotovoltaico residencial necessita atender para que o empreendimento se torne tecnicamente viável.
- **Capítulo 6:** Estuda o mercado atual de energia fotovoltaica, com dados de empresas frente a resolução 482/12. Realiza a identificação de uma instalação fotovoltaica na cidade de estudo, Cornélio Procópio. O capítulo também é dedicado a analisar um projeto residencial implantado na distribuidora COPEL.
- **Capítulo 7:** Resume o que foi discutido no trabalho, mostrando as principais contribuições e limitações do estudo. Por fim, o capítulo propõe propostas de continuidades diante de tudo que foi dissertado.

## 2 A ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Neste capítulo será levantado um panorama da evolução do uso da eletricidade no país, com detalhamento dos principais fatos, em relação as políticas energéticas, que marcaram cada período governamental. Além disso, será mostrado como a sociedade passou a possuir necessidade, cada vez mais, em utilizar energias renováveis.

### 2.1 HISTÓRIA DA POLÍTICA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A experiência no país começou com transporte público e iluminação elétrica, em 1883. A primeira central geradora termelétrica com 52 kW de capacidade passou a operar em Campos (Rio de Janeiro), e os transportes coletivos passaram a utilizar eletricidade como força motriz, inovação que impulsionou as indústrias incorporarem essa tecnologia aos seus processos. A energia brasileira começou a ser utilizada comercialmente em 1880, limitada a serviços públicos e atividades de fábrica. Já de 1890 a 1900 algumas usinas, principalmente termelétricas, foram criadas para atender a crescente demanda que na época era totalmente voltada para a iluminação pública, indústrias têxteis, serrarias e agrícolas (GOMES et al., 2002).

Com a queda da monarquia em 1891 e a criação de estados e municípios com maior autonomia administrativa, as negociações com empresas de energia estrangeiras se intensificaram, primeiro com a vinda do grupo Light, em 1905, que iniciou a exploração dos recursos hídricos das bacia do Pirai e Paraíba do Sul, com a primeira usina chamada de Fontes Velhas, com 24 mil kW (GOMES et al., 2002). O grupo americano Amforp se instalou em 1924 e comprou várias concessionárias em São Paulo e posteriormente em outras capitais brasileiras. Grupos monopolizaram o setor elétrico durante este período, denominado de monopólio privado, quando a capacidade instalada de energia elétrica aumentou aproximadamente 62% (GOMES; VIEIRA, 2009).

O período compreendido entre 1931-45 marca o cenário capitalista pós queda da Bolsa de Valores em Nova York, em 1929, onde o modelo agroexportador ficou comprometido, visto o aumento das atividades urbano-industriais. A presença do Estado liderado por Getúlio Vargas

presenciou maior desenvolvimento econômico, e com isso, um significativo aumento no consumo de energia elétrica. O Estado também interviu na autonomia que os municípios possuíam em administrar a exploração dos recursos hídricos, que passou a ser da União. Em 1934 promulgou o primeiro regulamento do setor elétrico brasileiro, denominado Código de Águas (GOMES; VIEIRA, 2009), eliminando o direito que o proprietário do solo tinha sobre os cursos de água que passavam sobre seu território, tirou o poder do uso pelos estados e municípios, além da criação de tarifas para as empresas que fizessem o uso desses recursos, através de um "custo do serviço"(BASTOS et al., 2006).

A mudança que o Estado exerceu gerou resistências com as indústrias, tal como o grupo Light, que era a maior companhia de energia elétrica até então, o que fez o Código das Águas diminuir a presença de empresas internacionais no setor (GOMES et al., 2002). Por isso, nas décadas de 30 e 40, a escassez de energia elétrica foi cada vez maior, inclusive vivenciou períodos de racionamento pois os maiores grupos não tinham incentivo para subsidiar projetos. Para tentar contornar a crise energética, em 1946 surge o Plano Nacional de Eletrificação que objetivava interligar os sistemas de energia elétrica e determinar que as usinas de pequeno e médio porte deveriam receber investimentos para desenvolver o setor, porém ainda havia falta de investimentos e os projetos não foram totalmente realizados (BASTOS et al., 2006). No restante do regime Vargas não foram feitas concessões a empresas internacionais e a regulação do setor passou a ser do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica e à Divisão de Águas do Ministério da Agricultura, que vigorou até meados de 1960, quando então é repassado ao Ministério de Minas e Energia (BAER; MCDONALD, 2009).

Já no pós-guerra, entre 1946 a 1962, marcado pelo Estado Indutor, surgiu em 1947 o Plano Salte que foi uma medida para controlar os gastos da União e planificar a economia consistindo em planos saúde, alimentação, transporte e energia. Esse plano determinou que a capacidade instalada no Brasil passasse de 1.500 para 2.800 MW em um tempo de seis anos. O plano não foi executado completamente e finalizou em 1952. Paralelamente ao Plano Salte, em 1948, a Comissão Mista Brasileiro-Americana de Estudos Econômicos ressaltava a necessidade do desenvolvimento de infraestrutura do setor elétrico e sugeriu a criação de um banco para o desenvolvimento do setor. Surgiu, em 1952, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), porém, com a reestruturação da Europa pós-guerra, o Brasil não conseguiu capitais internacionais, e como alternativa o governo encaminhou projetos para o Congresso afim de reorganizar a infraestrutura produtiva para a geração de energia elétrica brasileira, podendo citar:

- (i) instituir o Imposto Único Sobre Energia Elétrica (IUEE), de acordo com o previsto no artigo 15 da Constituição de 1946;
- (ii) criar o Fundo Federal

de Eletrificação (FFE); (iii) regular a distribuição e aplicação das parcelas do imposto arrecadado que caberiam aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios; (iv) instituir o Plano Nacional de Eletrificação; e (v) constituir a Empresa Mista Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobrás) (GOMES et al., 2002).

Entre esses projetos o mais importante para o setor elétrico foi a da criação de uma empresa *holding*, a Eletrobrás.

Em 1954, no governo de Juscelino Kubitschek (JK), houve um grande crescimento da economia devido a sua estratégia desenvolvimentista denominada "cinquenta anos em cinco". Dos investimentos do Plano de Metas 43,4% eram para área energética e o planejamento era de aumentar a capacidade instalada de 3.148 MW (1955) para 5.595 MW (1961). Desta vez aproximadamente 84,1% foram instaladas, resultado da construção de usinas hidrelétricas, execução do Plano Nacional de Eletrificação e também da criação de outra empresa federal geradora de energia elétrica - Furnas. Com a criação do Ministério de Minas e Energia (MME), empresas estaduais na região Sul e Sudeste foram financiadas através do Banco Mundial. Em 1962, o projeto da Eletrobrás foi executado e surgiu com grande poder, já dominando Furnas e outras empresas nacionais, como também, trazendo conflitos de interesses com as companhias internacionais (Light e Amforp), estas que ainda continuavam exercendo maior influência no setor elétrico (GOMES; VIEIRA, 2009).

Com apoio do regime militar (1964), houve um aumento da intervenção do Estado através de empresas estatais que atuaram no desenvolvimento econômico, denominado "milagre brasileiro". O setor se expandiu com um aumento do Produto Interno Bruto (PIB), em cerca de 10% ao ano, e com a retomada de investimentos nas empresas estatais. A Eletrobrás adquiriu as empresas dos grupos Light e Amforp e o BNDES beneficiou a Eletrobrás com recursos financeiros. Já em 1968 é criada a Eletrosul e em 1973 a Eletronorte - geradoras nas respectivas regiões. Em 1973, a Lei de Itaipu criou a maior geradora de energia elétrica do Brasil denominada Itaipu Binacional, e todas sob controle da Eletrobrás, que consolidou seu poder federal no setor de energia pois geria as maiores empresas de geração e transmissão, sendo apenas subordinada ao MME (GOMES; VIEIRA, 2009).

A complexidade operacional aumentou com as interligações das geradoras do Sul e do Nordeste e também de outros sistemas elétricos, o que fez com que o MME determinasse, na década de 70, a criação de um órgão para a operação otimizada denominada "Grupo Coordenador Para a Operação Interligada"(GCOI). Em 1973, e posteriormente 1979, o cenário mundial se modificou com o choque do petróleo. Em 1974, o Estado estabeleceu tarifas semelhantes em todo o Brasil para todas as concessionárias de energia. Já no final da década de

70, o modelo apresentou comprometimento devido a elevação das taxas de juros no mercado internacional, que refletiu no crescimento econômico que o Brasil vivenciava, prejudicando empresas elétricas nacionais devido ao congelamento dos níveis tarifários, que ficava em função do combate à inflação. Logo os investimentos passaram a não ser mais autossustentáveis e ficaram dependentes de financiamentos internacionais. O setor passou a ter um saldo negativo entre empréstimos e pagamento de dívidas. Mesmo neste cenário, o BNDES continuou a apoiar projetos públicos, como as grandes hidrelétricas de Paulo Afonso IV (1979) e Itumbiara (1980), aumentando a capacidade instalada em 20 mil MW. Porém, o consumo de energia elétrica cresceu com taxas superiores a da capacidade instalada, havendo então a incapacidade do modelo de financiamento (GOMES et al., 2002).

Grandes alterações no cenário elétrico brasileiro começaram no governo de Itamar Franco que, em 1992, promulgou a Lei nº8.631/93, que suprimiu a equalização das tarifas e criou uma forma de conciliar os débitos e créditos existentes no setor que passava pela crise tarifária. Em 1995, a Lei das Concessões delegou serviços públicos para o setor privado. Logo as atividades seriam concedidas através de licitações e também previa ajustes tarifários levando em conta o aumento dos gastos das empresas concessionárias. Em 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi criada para regular o setor elétrico e também, neste ano, as privatizações começaram a vigorar já com o grupo Light, que teve suas ações vendidas na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro (CATAPAN et al., 2005).

Um modelo de mercado competitivo de energia se formou. O Programa Nacional de Desestatização (PND) criou o Fundo Nacional de Desestatização (FND) que foi gerido pelo BNDES, que acompanhou e realizou as vendas das empresas que estavam no PND. O setor elétrico foi fragmentado nas suas atividades, a geração e comercialização foram desreguladas, já a transmissão e distribuição continuaram como serviços públicos (GOMES et al., 2002), visto que os investimentos da década de 70 foram maiores na geração de energia e com poucos recursos destinados a transmissão e distribuição (CATAPAN et al., 2005). Outras modificações importantes foram:

- (i) a Lei 9.433, de 8 de janeiro de 1997, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos e criou o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos;
- (ii) a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, que criou o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a figura do Operador Nacional do Sistema (ONS);
- (iii) o Decreto 2.335, de 6 de outubro de 1997, que constituiu a ANEEL e aprovou sua Estrutura Regimental;
- (iv) a Portaria DNAEE 466, de 12 de novembro de 1997, que consolidou as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, harmonizadas com o Código de Defesa do Consumidor (Lei 8.078, de 11 de setembro de 1990) (GOMES et al., 2002).

Em 2001, o Brasil passou por um período seco que prejudicou os reservatórios das



usinas. Este fato fez com que o governo criasse a Câmara de Gestão de Crise de Energia Elétrica (CGCE) para atuar em crises emergenciais, e com o apoio do BNDES, desenvolveu medidas para apoiar projetos de cogeração a gás natural e sucroalcooleira, criação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), de fontes até então não convencionais de energia e, em 1999, o ministro de Energia passou a priorizar o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). A necessidade de incorporar novas fontes primárias na matriz energética ficou cada vez mais evidente. Em 2001, o BNDES lançou o Programa de Apoio à cogeração de energia elétrica a partir de resíduos da Cana-de-Açúcar, que contou com 22 projetos que adicionaram 770 MW de capacidade instalada. O gás natural também aumentou sua participação com a operação do gasoduto Bolívia-Brasil, onde houve o apoio do BNDES para expansão da distribuição no eixo gasoduto (CATAPAN et al., 2005).

## 2.2 O USO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL

Além da escassez de recursos hídricos, a crise do petróleo que iniciou na década de 70 alertou que os combustíveis fósseis estavam sujeitos, também, a se esgotarem em curto prazo. Neste mesmo ano a economia mundial sofreu outra crise e reduziu os investimentos em infraestrutura no setor elétrico. O impacto ambiental e social ocasionados pelas fontes de energias tradicionais fizeram o governo e a sociedade buscar soluções em novas alternativas para geração de energia elétrica. Fontes como eólica, solar e biomassa causam impactos menores para o meio ambiente, e para acelerar o seu desenvolvimento foi criado em 26 de abril de 2002, pela Lei nº10.438, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que foi revisado pela Lei nº10.762, de 11 de novembro de 2003, determinando a participação dos estados brasileiros no programa e com incentivo à indústria nacional. O Proinfa financiou, com suporte do BNDES, projetos de geração eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), casca de arroz, cavaco de madeira e biogás de aterro sanitário (biomassa), e o programa também é direcionado às fontes que podem ser integradas do Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). Dados da ONS mostram que 3,4% da capacidade de geração de energia estão em sistemas isolados não conectados ao SIN, e projetos com geração de 6.600 MW foram apresentados por pequenos empreendedores e deveriam entrar em funcionamento a partir de dezembro de 2006 (BERMANN, 2008).

A utilização de energias renováveis passou a ter mais destaque não só pela necessidade de diminuir a dependência de fontes fósseis e hidráulicas, mas a geração ganhou uma preocupação ambiental relacionada as mudanças climáticas e sociais (VARELLA et al., 2008). Dentre as energias renováveis, a solar ganha cada vez mais espaço por ser considerada uma

tecnologia limpa e que possui grande potencial para a geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos. A energia aproveitada pelo sol é uma fonte inesgotável e mais promissora para o desenvolvimento do setor. Todas as outras formas de energia provém direta ou indiretamente do sol. A indústria fotovoltaica tem viabilizado a redução de preços pois vem ganhando cada vez mais espaço devido ao crescimento da demanda e da escala de produção (SILVA, 2015).

No Brasil, apesar de não estar no Proinfa, existem iniciativas criadas com as concessionárias de energia, como o Programa Luz Solar (Minas Gerais), Programa Luz do Sol (Nordeste) e o Programa Luz no Campo (Nacional) (SILVA, 2015). Para Silva (2015), outros programas de incentivo foram fundamentais para que o pequeno empreendedor possa fazer uso dessa tecnologia, destacando-se:

- Programa Luz para Todos (PLT):
  - instala painéis solares em comunidades que não têm acesso à energia elétrica, inclusive no Sistema Isolado.
  - a Resolução Normativa nº 488, de 15 de maio de 2012, da ANEEL, estabelece as condições para revisão dos planos de universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica na área rural.
  - a Resolução Normativa nº 493, de 5 de junho de 2012, da ANEEL, estabelece os procedimentos e as condições de fornecimento por meio de Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) ou Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI).
- Descontos na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD):
  - desconto de 80% na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) para empreendimentos cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW e que entrem em operação até 31 de dezembro de 2017.
  - o desconto passa a ser de 50% a partir do 11º ano de operação da usina solar e para empreendimentos que comecem a operar a partir de 1º de janeiro de 2018.
- Venda Direta a Consumidores:
  - permissão para que geradores de energia de fonte solar, e de outras fontes alternativas, com potência injetada inferior a 50.000 kW comercializem energia elétrica, sem intermediação das distribuidoras, com consumidores especiais, com carga entre 500 kW e 3.000 kW.
  - na aquisição da energia, os consumidores especiais são beneficiados com desconto na TUSD, o que estimula a substituição da distribuidora pelo gerador da fonte alternativa.
- Sistema de Compensação de Energia Elétrica para a Microgeração e Minigeração Distribuídas:

- instituído pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL garante que consumidores interessados em fornecer energia para a rede da distribuidora na qual estão conectados poderão fazê-lo, desde que obedecidos os procedimentos técnicos estabelecidos pela ANEEL.
- os consumidores poderão abater a energia injetada daquela consumida, ou seja, somente pagarão para as distribuidoras a diferença entre o consumido e o injetado.
- esse sistema é denominado de net metering.
- os empreendimentos devem ter potência máxima de 5.000 kW (5 MW).
- Convênio nº 101, de 1997, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ):
  - isenta do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) as operações envolvendo vários equipamentos de geração de energia elétrica por células fotovoltaicas. (SILVA, 2015)

Com uma estabilidade nas regulamentações que dispõe para a implantação de energias renováveis, no caso da fotovoltaica, e com redução das incertezas no setor elétrico, os investidores terão mais determinação em investir na geração de energia solar, centralizada ou distribuída (SILVA, 2015).

### 3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

A transmissão de energia elétrica é um empreendimento complexo que opera em escala continental e exige esforços de coordenação para integrar as instalações de geração que estão dispersas sobre amplas áreas geográficas. As linhas de transmissão exigem investimentos para a manutenção dos equipamentos elétricos a fim de manter um fluxo de potência com índices satisfatório de qualidade, assegurando os níveis adequados de frequência, tensão e estabilidade da rede. Com a escassez energética de 2001, o Brasil adotou procedimentos que visam eliminar as falhas da rede de transmissão, de acordo com o projeto de reestruturação construído em 1994, onde a transmissão na rede nacional seria um bem regulado, monopólio natural controlado por empresas estatais, mas abrindo espaço para o livre acesso a fornecedores e compradores de energia. A Lei de Concessões, em 1995, fez com que licitantes privados tivessem livre acesso a gerir os sistemas de transmissão, dificultando a padronização do gerenciamento de equipamentos elétricos e colocando maiores dificuldades para a detecção de falhas, fato que se intensificou com o leilão de seções locais de redes de transmissão pela ANEEL em 2002 (GALL, 2002).

Tradicionalmente, a geração de energia elétrica é feita por plantas centralizadas distantes dos polos de consumo, utilizando de forma excessiva as linhas de transmissão, como exemplo, as grandes usinas hidrelétricas. Já a Geração Distribuída (GD) descentraliza a produção energética, pois produz potência elétrica em pequena escala para demandas que estão próximas ao sistema gerador, sendo elas integradas ou isoladas à rede elétrica e podendo atender setores industriais, comerciais ou até mesmo residenciais (DIAS et al., 2006). A unidade geradora próxima à demanda diminui as perdas de transmissão e distribuição, além de proporcionar a possibilidade de adequar a melhor tecnologia GD, em função da disponibilidade de recursos energéticos, mais viáveis para a localização onde será implantada, contribuindo assim, para aumentar a distribuição geográfica da geração em determinada região. Além de poder produzir energia elétrica em escalas menores de potência, ela ainda conta com instrumentos de medida, controle e comando que gerenciam a operação do sistema GD, propiciando maior eficiência energética (FILHO; AZEVEDO, 2013).

Nos sistemas GD's isolados à rede, toda energia consumida é gerada por um sistema individual, podendo ser uma unidade ou um grupo de consumo. Equipamentos de armazenamento de energia são fundamentais para esses sistemas. Já em GD's integrados com a rede, existe a possibilidade de complementar o consumo através da compra e venda de energia, seja pelo consumo da rede (no caso da não produção da demanda necessitada) ou venda do excedente para a concessionária. Os equipamentos de armazenamento são menos importantes em GD's integradas, visto que em sistemas fotovoltaicos o consumo próprio geralmente é apenas durante o dia e a noite os consumidores passam a obter energia vinda da concessionária (CABELLO; POMPERMAYER, 2013).

No Brasil, a tecnologia de sistemas fotovoltaicos distribuídos conectados à rede ainda possui um custo alto, porém a Resolução n° 482/2012 da ANEEL passou a dar prioridades aos incentivos às GD's, regulamentando um sistema de compensação entre a distribuidora e o consumidor, através da micro ou minigeração que são definidas como:

**I - microgeração distribuída** - central geradora de energia elétrica, com carga instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

**II - minigeração distribuída** - central geradora de energia elétrica, com carga instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (ANEEL, 2012)

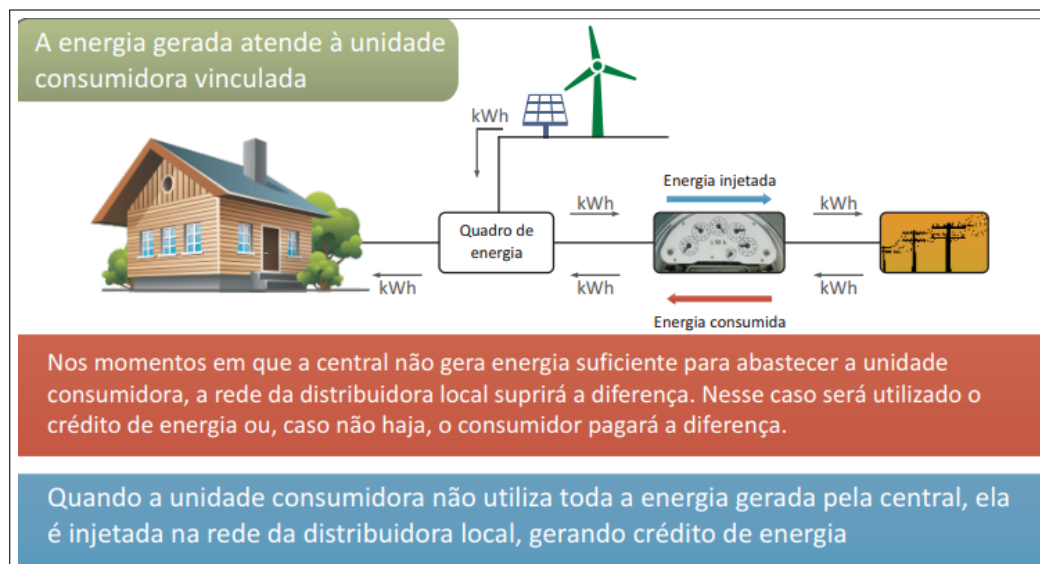
No caso de energia injetada ser maior que a demanda o consumidor receberá um crédito com validade de 60 meses que poderá ser descontado do consumo próprio ou utilizado em unidades que participam da mesma área de concessão, sendo caracterizadas pelas seguintes denominações:

- **Geração compartilhada:** caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada.
- **Autoconsumo remoto:** caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.

- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras:** caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento. É também chamado de condomínios. (ANEEL, 2014)

O sistema de compensação de energia elétrica em kWh proposta pela ANEEL em 2014 está ilustrada na (Figura 1).

**Figura 1:** Sistema de Compensação de Energia Elétrica.



Fonte: (ANEEL, 2014)

### 3.1 MARCOS REGULATÓRIOS PARA A MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Os estudos para implantação do uso da energia solar começaram em 1958, no Rio de Janeiro, com o I Simpósio Brasileiro de Energia Solar. Já com a criação da ANEEL, algumas leis tiveram relação ao incentivo do uso de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares (SFD), destacando-se (MOCELIN, 2007):

- **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996** - Conforme as diretrizes do Governo Federal, descreve a finalidade da agência ANEEL em regular e fiscalizar a produção, transmissão,

distribuição e comercialização da energia elétrica.

- **Decreto n° 2.335, de 6 de outubro de 1997** - Regulamenta a Lei n° 9.427, buscando desenvolver economicamente e socialmente as áreas de renda econômica baixa e de cargas pequenas (urbanas e rurais), através de medidas que se comprometem com a oferta de energia elétrica a elas. Vale ressaltar o artigo 4° do inciso XXV, que diz que a ANEEL deve promover ações ambientais para benefício da sociedade, de acordo com as normas ambientais vigentes.
- **Artigo 14 da Lei 10.438** - Diz os quesitos que a ANEEL deve considerar quando estabelece metas de universalização da energia elétrica.
- **Artigo 15 da Lei 10.438** - Trata sobre permissões para contratação de tecnologia de fontes renováveis em locais com energia elétrica já concedida pelo serviço público, onde os contratos não contenham cláusulas de exclusividade.
- **Resolução n° 223 da Lei n° 10.438, de 29 de abril de 2003** - Diz as condições gerais para a universalização da energia elétrica, focando atender os consumidores enquadrados nos artigos 14 e 15 da Lei 10.438, e colocando as responsabilidades nas concessionárias no serviço de distribuição da energia elétrica.
- **Decreto n° 4.873, de 11 de novembro de 2003** - Institui o programa Luz para Todos, em seu artigo 6° diz que redes convencionais, sistemas de geração descentralizados e redes isoladas serão contempladas pelo Programa.

A partir de então o termo Universalização da energia elétrica é para o atendimento dos pedidos de fornecimento a todas unidades consumidoras com capacidade instalada abaixo de 50 kW e com tensão igual ou inferior de 2,3 kV (MOCELIN, 2007).

Essas leis e decretos foram importantes para diminuir um problema social denominado "Êxodo Rural". A geração centralizada das grandes usinas, que direcionam a eletricidade para os grandes centros de consumo por extensas linhas de transmissão, os tornam centros de atração populacional, já que as áreas rurais remotas muitas vezes não são contempladas com energia elétrica, talvez por não ser viável a infraestrutura, devido a baixa demanda ou também pelas linhas de transmissão não alcançarem esse público que, então, vão para as cidades buscar novas formas de sobrevivência e muitas vezes aumentando a situação social precária devido a falta de oportunidades lá encontradas (SHAYANI et al., 2006).

O Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), que surgiu em 1994 e gerido pelo MME, instalou aproximadamente 5.700 sistemas fotovol-

taicos adquiridos pelo Governo Federal e doados a consumidores que residiam em ambientes isolados do SIN. Em 2003, o PRODEEM incorporou o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, Luz para Todos, priorizando o uso de painéis fotovoltaicos e beneficiou, até maio de 2009, aproximadamente treze milhões de pessoas. A partir de então surgiram vários projetos de leis para incentivar essa tecnologia, como o "PL-630/2003" que financiou pesquisas de produção de energia solar e eólica, e em sua versão final, em 2009, determinou que as concessionárias comprassem ou contratassem uma parcela de energia advinda de fontes alternativas de energia, subsidiando assim a produção a partir de energias renováveis (ALVES, 2014).

Além de leis e decretos, as normas vigentes de regulamentação da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) foram importantes para a consolidação dos sistemas fotovoltaicos, entre elas:

- **NBR 11704 (2008)** - Classifica os sistemas de conversão fotovoltaica de energia solar em elétrica, quanto a sua configuração (puros, só utilizam gerador fotovoltaico ou híbridos, utilizam gerador fotovoltaico com outros tipos de geradores de energia elétrica) e, quanto a sua interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica (podendo ser isolados ou conectados à rede elétrica).
- **NBR 16149 (2013)** - Estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos.
- **NBR 16150 (2013)** - Especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149.
- **NBR 16274 (2014)** - Estabelece as informações das documentações que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema. (ALVES, 2014)

Com o projeto estratégico da ANEEL em 2011 para inserção da geração solar a partir de arranjos técnicos e comerciais, foi previsto um aumento em todo o Brasil de aproximadamente 24,58 MWp (Mega Watts Pico) de capacidade instalada, e já em 2011 e 2012 alguns projetos começaram a serem executados, totalizando um valor acumulado próximo de 2 MWp (TIEPOLO et al., 2013).



## **4 ANÁLISE DA RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/12 DA ANEEL E O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

O primeiro passo, para o consumidor, consiste em compreender a normativa vigente. O sistema de compensação é uma forma de troca de energia, não sendo para a finalidade de venda e comercialização. A unidade consumidora contém o quadro de distribuição que possui os circuitos da residência que atende os equipamentos da casa, e quando é colocada uma geração distribuída como os painéis solares, eólicas ou até mesmo cogeração qualificada, a residência terá um novo circuito ligado ao quadro de energia para atender esse sistema. No momento em que a unidade consumidora não está consumindo e apenas gerando, sem a necessidade de baterias, a potência elétrica ativa é injetada na rede, sendo faturada pelo medidor bidirecional. A distribuidora poderá utilizar a energia excedente para outros consumidores, porém, o empreendedor poderá a qualquer momento recuperar seus créditos (BRASÍLIA, 2012c). Essa regra é simples, facilitando a compreensão de empreendedores e também deixa mais claro os procedimentos de faturamento para distribuidora, além de contribuir com a Receita Federal para a fiscalização de impostos desses consumidores (ENERGIA, 2016).

### **4.1 HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Com objetivo de aprimorar os dispositivos legais que determinam as condições necessárias para a conexão de geração distribuída junto a rede elétrica, aconteceu uma Consulta Pública nº 15/2010, em outubro de 2009 até novembro de 2010, e a Audiência Pública nº 42/2011, de novembro de 2008 até outubro de 2011. E como resultado foi criada a Resolução Normativa 482/12 da ANEEL, determinando as condições de conexão, além da criação do sistema de compensação de energia elétrica. Para otimizar o tempo e os gastos da conexão GD junto a rede, essa normativa identificou pontos importantes da REN nº 414/2010, que trata sobre as Condições Gerais de Fornecimento (ANEEL, 2014).

A REN 414/2010 foi criada para atender todos os tipos de ligações, se estendendo para os sistemas GD's. Serve como um guia aos consumidores e distribuidoras sobre como devem tratar condições como as solicitações para o fornecimento, os prazos e orçamentos das obras.

Ela esclarece as modalidades tarifárias, os contratos, a medição e o faturamento. Caso ocorra algum dano na rede elétrica, cabe a essa norma definir quais são as responsabilidades atribuídas ao cliente e a distribuidora às negligências ocorridas (SANTIAGO, 2011), sendo aplicado nesse caso o inciso II do art. 164 da REN 414/2010, e se comprovado irregularidades por parte do consumidor, ele perderá o direito ao aproveitamento dos créditos excedentes (MELO et al., 2014).

A REN 482/12 buscou abranger ainda mais o público alvo e também melhorar as informações contidas nesse tipo de fatura com GD's. Em maio de 2015, a ANEEL fez a Audiência Pública nº 26/2015 que postergou a Resolução Normativa REN nº 687/2015 para revisar a REN nº 482/2012 e também a seção 3.7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2014).

#### 4.2 ALTERAÇÃO DA REN Nº482/2012 PELA REN Nº687/2015

A REN nº687/2015 alterou a REN nº482/2012 e a seção 3.7 do PRODIST, ampliando as fontes que podem fazer parte do sistema, sendo agora qualquer fonte renovável como, por exemplo, a energia advinda de maré motriz, e também adicionou a cogeração qualificada. Essa resolução alterou os limites de potência que podem ser instaladas, passando o máximo de 1 MW para 5 MW. A microgeração em média tensão é definida em até 75 kW, esse valor máximo é o valor de potência que coincidente com o limite a partir do qual uma unidade consumidora qualquer é atendida em alta tensão. Acima de 75 kW até 5 MW é uma minigeração, excetuando as fontes hidráulicas, que o valor limite é de 3 MW (Alterado para 5 MW pela Resolução Normativa nº 786/17) (SANTANA, 2017).

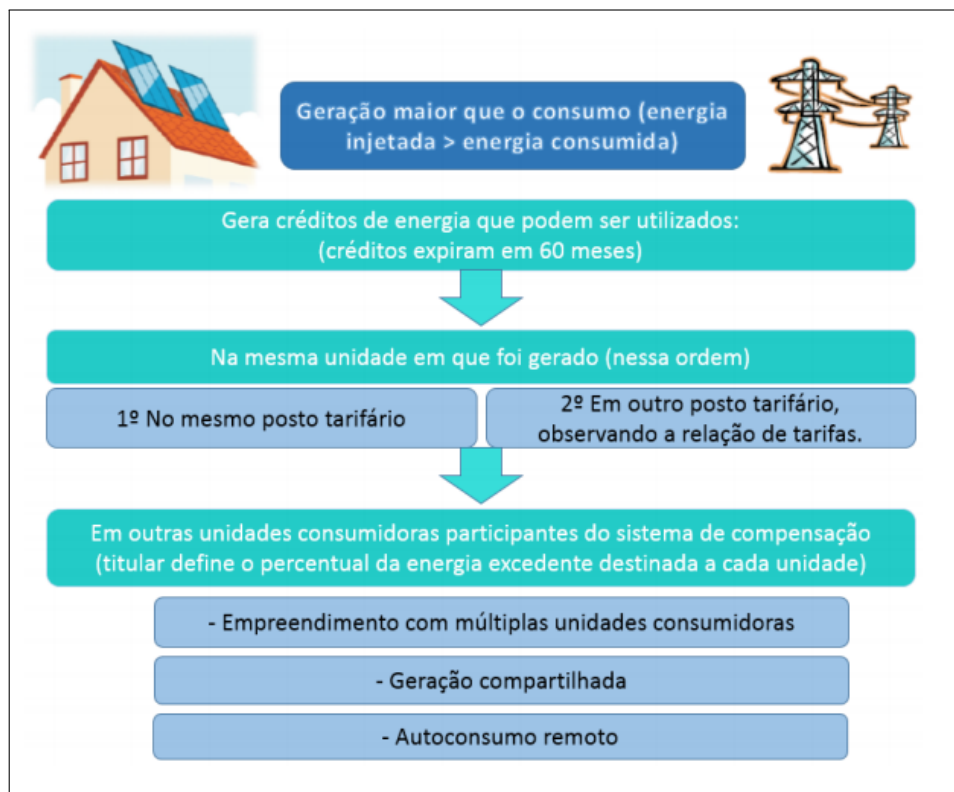
Outra mudança trazida pela REN nº687/2015 é a potência de geração que será instalada. Esta foi limitada para à carga instalada no terreno. Para consumidores do grupo A (unidades conectadas em alta tensão), ela será a demanda contratada. Caso o consumidor tenha contratado 100 kW, ele poderá utilizar a geração até esse limite e caso queira uma geração maior, deverá solicitar um aumento da demanda contratada. Essa regra vale também para o consumidor do grupo B (unidades conectadas em baixa tensão), diferindo que esse grupo não possui demanda contratada, então a potência disponibilizada é a potência obtida da multiplicação da tensão nominal de atendimento do consumidor e a corrente nominal do disjuntor de entrada (BRASÍLIA, 2012c).

Ao comparar a potência total dos inversores do sistema fotovoltaico e a potência total dos módulos, será considerado como potência instalada o menor valor entre esses dois. Por

exemplo, caso um consumidor instale 10 módulos de 270 W cada, ele terá 2,7 kW que será ligado na rede por meio de um inversor de 2,5 kW. Logo, a potência instalada será considerada o menor valor, ou seja, 2,5 kW (ENERGIA, 2016).

Os créditos passaram a ter validade de 36 para 60 meses, e a REN n°687/2015 instituiu que deverá ter um melhoramento na fatura, com disponibilização de informações que mostram ao consumidor com clareza o que foi gerado, consumido e a quantidade de créditos, negativos ou positivos, que ele ainda contém. Os montantes de energia que serão compensados deverá obedecer uma ordem de prioridade: em primeiro plano será compensado na unidade geradora e, posteriormente, as outras que fazem parte das modalidades estabelecidas dentro da mesma área de concessão (MELO et al., 2014). A ordem de abatimento do consumo excedente está ilustrado na (Figura 2).

**Figura 2:** Compensação de crédito da energia ativa excedente.



**Fonte:** (GONCHOROVSKI, 2016)

Um ponto importante da norma diz que se o consumidor não consumir energia da concessionária, ao menos o custo de disponibilidade da rede elétrica deverá ser pago. Para o grupo A, o montante mínimo a ser pago será da demanda contratada. Já o grupo B, o montante mínimo é referente ao custo da disponibilidade, sendo diferidas para cada tipo de conexão (MELO et al., 2014):

- **Conexão Monofásica** - Montante mínimo de energia a ser faturado - 30 kWh.
- **Conexão Bifásica** - Montante mínimo de energia a ser faturado - 50 kWh.
- **Conexão Trifásica** - Montante mínimo de energia a ser faturado - 100 kWh.

Esses dados devem ser levados em conta no momento em que o solicitante for orçar o projeto de instalação de GD's, pois para ser viável, a geração de energia deverá sempre ser maior que o mínimo a ser faturado (GONCHOROVSKI, 2016).

As informações de compensação de créditos deverão ser colocadas na fatura e também disponibilizadas na internet. A distribuidora pode optar por uma página específica em seu endereço ou também por aplicativos. E a partir de 01/01/2017, todos os empreendedores passaram a ter acesso online ao processo de solicitação do sistema de compensação (ENERGIA, 2016). O faturamento ainda deverá seguir os procedimentos da REN n° 414/2010, e os créditos que vão expirar no próximo ciclo da fatura devem estar documentados na mesma (BRASÍLIA, 2012c).

Condomínios e geração compartilhada foram criados como novas modalidades de compartilhamento de energia, sendo viáveis para consumidores que, devido as dificuldades físicas do local, não poderiam, até então, colocar os painéis no próprio telhado ou terreno. (ENERGIA, 2016). Essas novas modalidades permitem que empresas filiais aumentem a viabilidade do empreendimento, pois conseguem utilizar o montante excedente em outros locais com menor consumo de energia. Também é levado em conta o fato de que a distribuidora não pode colocar custo adicional no uso do sistema de distribuição dessas outras unidades beneficiadas pelo excedente (BRASÍLIA, 2012c). Em todas as modalidades de compartilhamento, o titular da unidade consumidora deverá definir a quantidade de energia excedente que serão destinadas as unidades cadastradas no sistema de compensação (GONCHOROVSKI, 2016).

A norma, porém, não permite que exista uma divisão de uma central geradora maior, como a compartilhada, que deverá ser de no máximo 5 MW. É vedado o superdimensionamento de centrais geradoras, pois a normativa possui como objetivo eliminar as barreiras regulamentárias e não estimular o comércio de energia (BRASÍLIA, 2012c). Por exemplo, uma central geradora de 30 MW não poderá ser documentada como seis centrais de 5 MW, para que possa entrar no sistema de compensação (ENERGIA, 2016).

Consumidores que participam do programa de universalização são isentos dos custos do acesso a rede. Para microgeração (exceto compartilhada), as obras que forem exclusivamente em função da geração não entram na participação financeira da obra como, por exemplo, um

ajuste na proteção que faz a garantia de que o sistema instalado não será considerado uma carga, e também o custo da alteração do medidor comum para o bidirecional (ENERGIA, 2016).

As unidades com minigeração não são isentas desses custos. A participação financeira na conexão deve ser observada na resolução 414/2010. Do valor total da obra, a distribuidora é responsável por uma parte que é estipulada de acordo com uma fórmula estabelecida pela ANEEL, chamada "encargo de responsabilidade da distribuidora". O consumidor da minigeração irá arcar com os custos da diferença do valor total da obra e do encargo de responsabilidade da distribuidora. Caso esse encargo seja maior que o custo total da obra ele não precisará se responsabilizar com qualquer tipo de despesa (ENERGIA, 2016). A distribuidora deverá obedecer os prazos para a adequação do sistema de medição para que posteriormente seja feita a vistoria e ligação do sistema (BRASÍLIA, 2012c). A distribuidora é responsável, também, pela manutenção e operação do sistema de medição instalado (MELO et al., 2014).

A seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST alterou para 60 dias, a partir da data que o mesmo fizer a solicitação de acesso, o prazo para o solicitante regularizar eventuais modificações nas informações cadastrais. Para as distribuidoras, o prazo de conceder o parecer de acesso foi prorrogado em 15 dias, sendo agora 30 dias. O dobro de tempo é para que ela possa analisar o projeto com mais cautela e, também, com a participação de todos os setores da empresa, desde o comercial até a engenharia. Para consumidores que optem pela tarifa branca, o novo medidor terá que diferenciar a energia consumida e injetada nos diversos horários em que os postos tarifários atuam. Os equipamentos devem ter certificados de ensaio (nacionais ou internacionais) que deverão ser apresentados pelo acessante. A distribuidora deve cumprir o prazo de 30 dias, após a solicitação de acesso, para realizar a vistoria e elaborar um relatório para que possa, em até 7 dias, liberar o acesso à conexão após o consumidor regularizar sua condição que foi relatada na vistoria (BRASÍLIA, 2012c).

#### 4.2.1 RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 786, DE 17 DE OUTUBRO DE 2017

A REN n° 786/2017 alterou a REN n°482/2012, aumentando a potência instalada das centrais geradoras hídricas, de até então 3 MW, para 5 MW. Outra alteração trazida foi a vedação de enquadrar novamente, na micro ou minigeração, as centrais geradoras que já foram registradas e que obtiveram concessão, permissão, autorização ou terem participado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Essa medida visa eliminar problemas com centrais geradoras junto com a distribuidora, atuando como uma penalidade caso essa central venha cometer alguma negligência na rede elétrica (BRASÍLIA, 2012b).

### 4.3 DISTRIBUIDORA COPEL E A RESOLUÇÃO NORMATIVA 482/12

Na consulta pública 005/2014 da ANEEL, a COPEL, distribuidora que atende a cidade de Cornélio Procópio, levantou questões importantes advindas das modificações da implantação da REN 482/12. Ela identificou que as maiores dificuldades dos geradores com potência acima de 1 MW é o custo de conexão. Ela adota linhas exclusivas que ligam a subestação mais próxima à essa unidade consumidora. Identificou que as conexões em média tensão estavam apresentando problemas com o controle de reativos e de sobre tensão (BRASÍLIA, 2012a).

Dos benefícios elétricos, a redução das perdas técnicas, melhoramento do perfil de tensão, controle do fator de potência e outros parâmetros de qualidade da energia foram citados. Porém, a supervisão falha do controle da geradora pela distribuidora podem levar os benefícios à se tornarem prejuízos. Os principais impactos na distribuidora COPEL com a implantação das GD's foram (BRASÍLIA, 2012a):

- Devido a produção insatisfatória de reativos, o fator de potência não ficou dentro dos limites de qualidade regulamentados pela ONS, causando penalidade para a distribuidora.
- A possibilidade de ilhamento, não intencional, aumentaram. E com isso o aumento dos problemas de segurança que essa operação provoca.
- As variações transitórias de tensão cresceram, podendo trazer futuros danos elétricos.

Apesar de tudo a COPEL não encontrou barreiras regulatórias com as resoluções e procedimentos publicados pela ANEEL.

A distribuidora afirmou que o aumento da quantidade e capacidade de geração distribuída em seu sistema torna a rede menos suscetível a subfrequência por falta de geração, e beneficia o nível de tensão durante os horários em que a rede está sobre picos de carga. Esses benefícios reduzem as perdas técnicas e contingências nas linhas de transmissão. Contudo, ocorre um aumento de harmônicas na rede de distribuição, pois os operadores passam a manobrar cargas e geradores ao mesmo tempo, caracterizando um aumento da complexidade operacional. Há interesse da COPEL em aumentar a capacidade de GD's se requisitos, como possuir autonomia em seus critérios de proteção e de comunicação com equipamentos do ponto de entrega da energia, forem atendidos (BRASÍLIA, 2012a).

Não foram estabelecidos limites de potência para o usufruto do *net metering*. Das exigências técnicas do PRODIST, considerou como essencial estudos de curto circuito, fluxo de potência e estabilidade, mas que estes sejam obrigatoriamente realizados pelo acessante

com geração superior a 1 MW. A COPEL não encontrou dificuldades com a contabilização dos créditos de energia e os procedimentos de conexão e operação dessas centrais geradoras. Salientou que é de suma importância adotar uma tarifação dinâmica para os clientes que adotam o *net metering*. Esse balanço energético tarifário deve ser considerado para aumentar a produção de energia nos horários que é considerado mais adequado para o sistema elétrico comportar. O valor médio por ponto de medição, do medidor bidirecional, foi estimado em R\$1500,00 para a aquisição e instalação (BRASÍLIA, 2012a).

No que diz respeito ao sistema de compensação de energia elétrica, a COPEL considera que as GD's causam um aumento na sobrecontratação das distribuidoras, sugerindo que a REN 482/12, que considera o montante líquido no cálculo da contratação, passe a utilizar os montantes gerados. O sistema de compensação considera os montantes acumulados pelo cliente nos últimos 60 meses enquanto a contratação é apurada em 12 meses (1 ano). Salientou, então, que esses períodos devem passar a ser compatíveis (BRASÍLIA, 2012a).

#### 4.4 PARECER DE ACESSO E EXECUÇÃO DAS OBRAS

O segundo passo, após um melhor entendimento da normativa, para quem quer se tornar empreendedor em Cornélio Procópio, é fazer a solicitação de acesso, que poderá ser feito através do site [www.copel.com/normas](http://www.copel.com/normas) ou também através do envio de um e-mail para [medicao.projetos@copel.com](mailto:medicao.projetos@copel.com). Se trata de um requerimento que deve ser entregue a COPEL, e obedecerá, para atendimento, uma ordem cronológica com o protocolo do consumidor.

Os itens que devem ser anexados juntos estão disponíveis no endereço eletrônico da COPEL, e são: Para microgeração solar com potência menor ou igual a 10 kW, deverá ser documentado vide Figura 3, e para microgeração superior a 10kW vide Figura 4 (ENERGIA, 2014).

Os documentos enviados serão verificados pela COPEL e caso descumprido alguma exigência o consumidor ainda poderá solucionar, em até 15 dias a partir da data do retorno da distribuidora, a pendência. Caso essa não se resolva, será encerrado a análise e deverá ser retomada desde a fase inicial. Para a geração fotovoltaica residencial que for ser instalada em telhados já existentes, não há a necessidade de nenhuma licença ambiental. O parecer de acesso será apresentado formalmente pela COPEL, em um prazo de até 15 dias, para o acessante. Nele será informando as condições de acesso, conexão e requisitos técnicos. O prazo poderá ser de 30 dias caso o local necessite de ampliação do sistema de distribuição, para que este então consiga fazer a conexão da instalação (ENERGIA, 2014).

**Figura 3:** Documentos a serem anexados na solicitação de acesso para Microgeração Distribuída com Potência igual ou inferior a 10 kW.

<b>4 - Documentação a Ser Anexada</b>	
<input type="checkbox"/>	1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração
<input type="checkbox"/>	2. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção(inversor, se for o caso)/Medição e memorial descritivo da instalação.
<input type="checkbox"/>	3. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.
<input type="checkbox"/>	4. Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: <a href="http://www.aneel.gov.br/scg">www.aneel.gov.br/scg</a>
<input type="checkbox"/>	5. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012
<input type="checkbox"/>	6. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)
<input type="checkbox"/>	7. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)

**Fonte: (ENERGIA, 2014)**

**Figura 4:** Documentos a serem anexados na solicitação de acesso para Microgeração Distribuída com Potência superior a 10 kW.

<b>4 - Documentação a Ser Anexada</b>	
<input type="checkbox"/>	1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração
<input type="checkbox"/>	2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo
<input type="checkbox"/>	3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção
<input type="checkbox"/>	4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.
<input type="checkbox"/>	5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: <a href="http://www.aneel.gov.br/scg">www.aneel.gov.br/scg</a>
<input type="checkbox"/>	6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012
<input type="checkbox"/>	7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)
<input type="checkbox"/>	8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)

**Fonte: (ENERGIA, 2014)**



Com a conclusão das obras, o acessante deverá solicitar a vistoria, que terá prazo de 7 dias para que emita o parecer de acesso, e prazo máximo de até 120 dias após isso, para que seja então realizada a vistoria. Caso constatado alguma irregularidade que não permita a conexão com a rede, a COPEL deverá informar, em até 5 dias, o acessante de todas as medidas corretivas. A distribuidora possui o direito de acompanhar os testes e ensaios nos equipamentos, detectando os riscos de segurança, as condições de operação, os índices de qualidade da instalação e verificando os esquemas de proteção, controle e aterramento (ENERGIA, 2014).

O tipo de contrato, que deverá ser entregue junto com o parecer de acesso, será um acordo operativo. O contrato é denominado de "Relacionamento Operacional", e contém todas as condições que a COPEL deverá manter com o proprietário do sistema fotovoltaico. O documento visa a operação segura e organizada da instalação que estará sendo interligada com o sistema de distribuição da concessionária (ENERGIA, 2014).

## **5 ANÁLISE TÉCNICA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM CORNÉLIO PROCÓPIO**

Neste capítulo será mostrado os procedimentos técnicos que devem ser levados em conta para que o consumidor residencial passe a fazer uso dessa tecnologia, em conforme a REN 482/12.

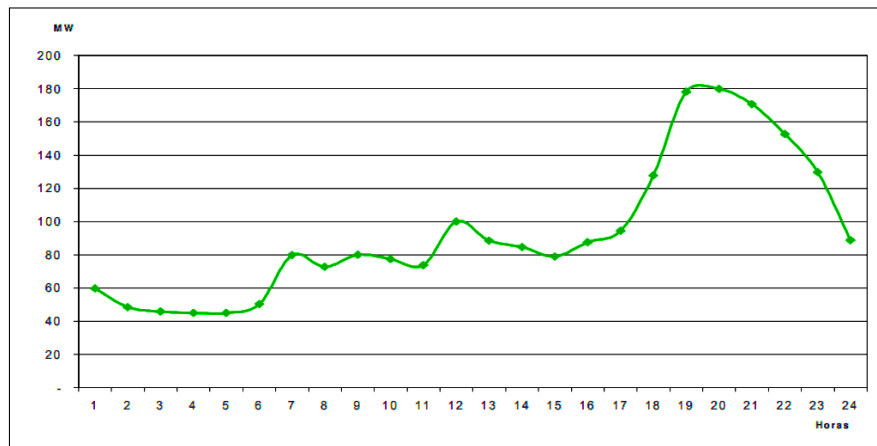
### **5.1 CARACTERIZAÇÃO DO PERFIL DE UM CONSUMIDOR RESIDENCIAL**

O terceiro passo para o consumidor, será compreender sua tipologia de consumo. A princípio, para objeto de estudo, é necessário conhecer como se comporta o fluxo de energia frente à geração fotovoltaica. Isso se faz necessário para que o consumidor conheça quais serão os momentos em que vai gerar energia e/ou consumir da COPEL. Com essas informações ficará mais fácil ele identificar qual o melhor posto tarifário à adotar e, também, identificar os momentos em que se consome energia da distribuidora, visto que o consumo não é livre de impostos, tornando a energia injetada mais barata que a consumida.

#### **5.1.1 CONSUMO RESIDENCIAL AO LONGO DO DIA**

A caracterização de um perfil do consumo é complexa, pois diversas variáveis devem ser consideradas, como a classe social do acessante, equipamentos utilizados na residência e hábitos de consumo. Na região Sul-Sudeste, o segmento residencial consome na faixa de 151 a 300 kWh/mês, com características ao longo do dia mostrado na (Figura 5) (RAHDE, 2000).

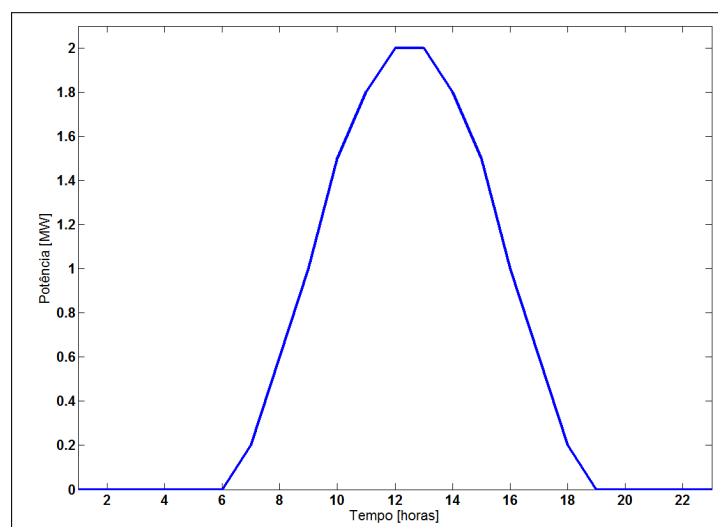
**Figura 5:** Tipologia do Consumo residencial característico na região Sul-Sudeste.



Fonte: (RAHDE, 2000)

A curva de carga mostra que o consumo de energia é maior nos períodos diurnos, com horários de ponta às 7h, 9h e 12h. Após esse horário ocorre um declínio até as 15h, quando então inicia um constante aumento até o horário de ponta do sistema elétrico, que ocorre por volta das 19h. Já o sistema fotovoltaico gera energia elétrica apenas quando está exposto à radiação solar. Por volta das 12h é o momento em que existe a maior incidência de raios solares, sendo crescente até este horário e decrescente após. Pode-se estipular a potência diária da unidade consumidora, considerando a radiação solar diária e a potência nominal da unidade (RAHDE, 2000). A (Figura 6) leva em consideração os módulos projetados para uma potência gerada de 2 MW, quando colocados em condições "Standart Test Conditions" (STC), que são consideradas ideais (Radiação de  $1000\text{W}/\text{m}^2$  à  $25^\circ\text{C}$ ) (LIMA et al., 2010).

**Figura 6:** Distribuição Diária de Potência.



Fonte: (RAHDE, 2000)

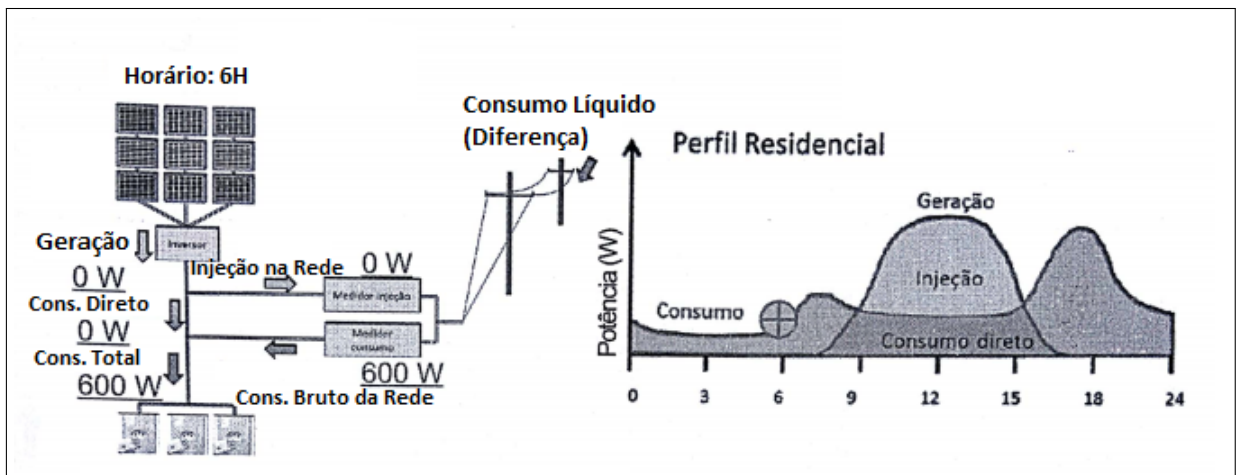
Na prática, a maioria dos sistemas fotovoltaicos implantados são na ordem de 1,5 a 10 kW. Esse valor de potência é devido a predominância de instalações serem residenciais (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014).

### 5.1.2 FLUXO DE ENERGIA NO PERFIL RESIDENCIAL

#### Situação 1:

- Horário: 6h da manhã.
- A radiação Solar não é suficiente para gerar energia.
- Toda potência consumida (600 W) é obtida da COPEL.

Figura 7: Situação 1.

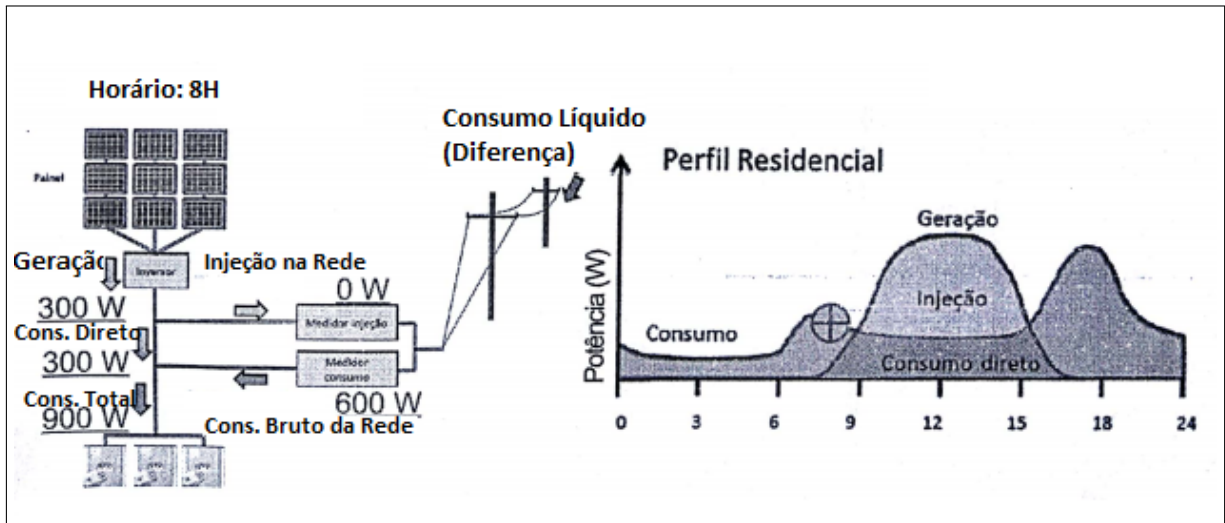


Fonte: (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014) Adaptado

#### Situação 2:

- Horário: 8h da manhã.
- A geração é de 300 W, porém o consumo ainda é maior (900 W).
- O consumo direto é tudo o que foi gerado (Sem necessidade de passar pelo medidor).
- A residência necessita consumir 600 W de potência da COPEL.

**Figura 8:** Situação 2.

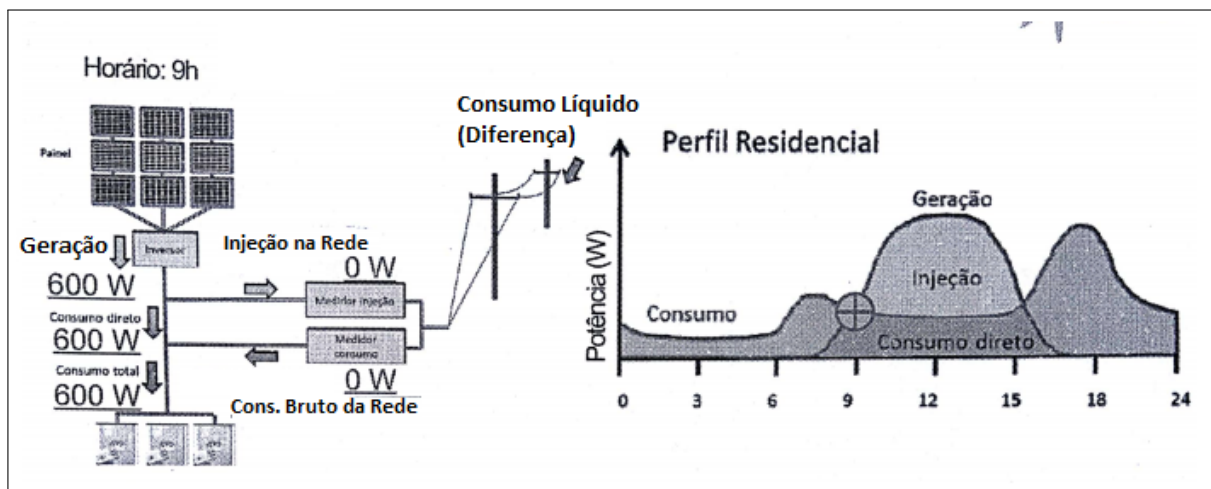


Fonte: (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014) Adaptado

### Situação 3:

- Horário: 9h da manhã.
- A geração é de 600 W, e o consumo também é 600 W.
- O consumo direto é tudo o que foi gerado (Sem necessidade de passar pelo medidor).
- A residência não necessita consumir potência da COPEL.

**Figura 9:** Situação 3.

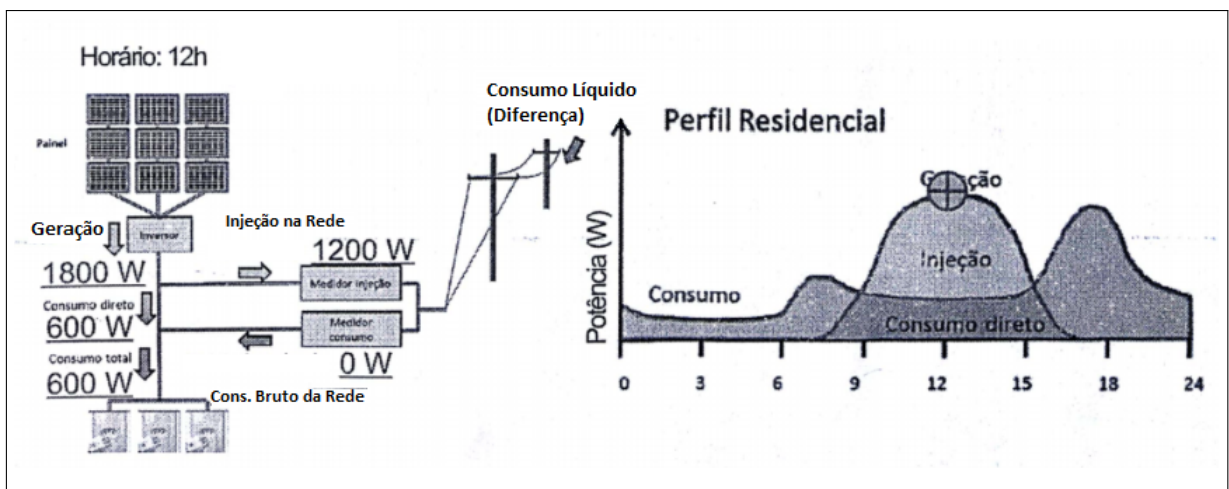


Fonte: (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014) Adaptado

#### Situação 4:

- Horário: 12h.
- A geração é de 1800 W, e o consumo é de 600 W.
- O consumo direto é de apenas 600 W do que foi gerado.
- O restante gerado (1200 W) é injetado na distribuidora COPEL.

**Figura 10:** Situação 4.

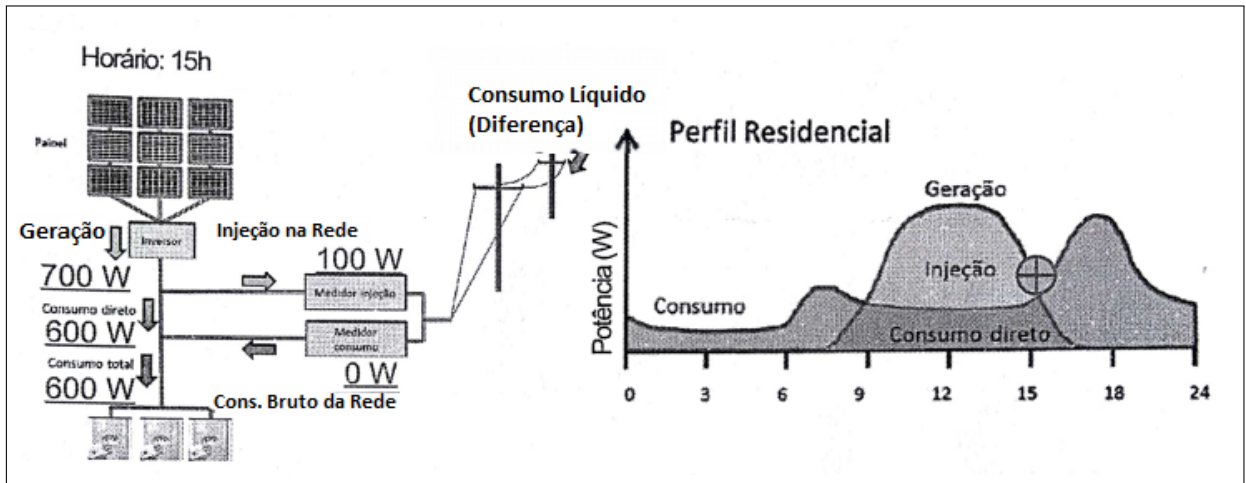


Fonte: (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014) Adaptado

#### Situação 5:

- Horário: 15h.
- A geração é de 700 W, e o consumo é de 600 W.
- O consumo direto é de apenas 600 W do que foi gerado.
- O restante gerado (100 W) é injetado na distribuidora COPEL.

**Figura 11:** Situação 5.

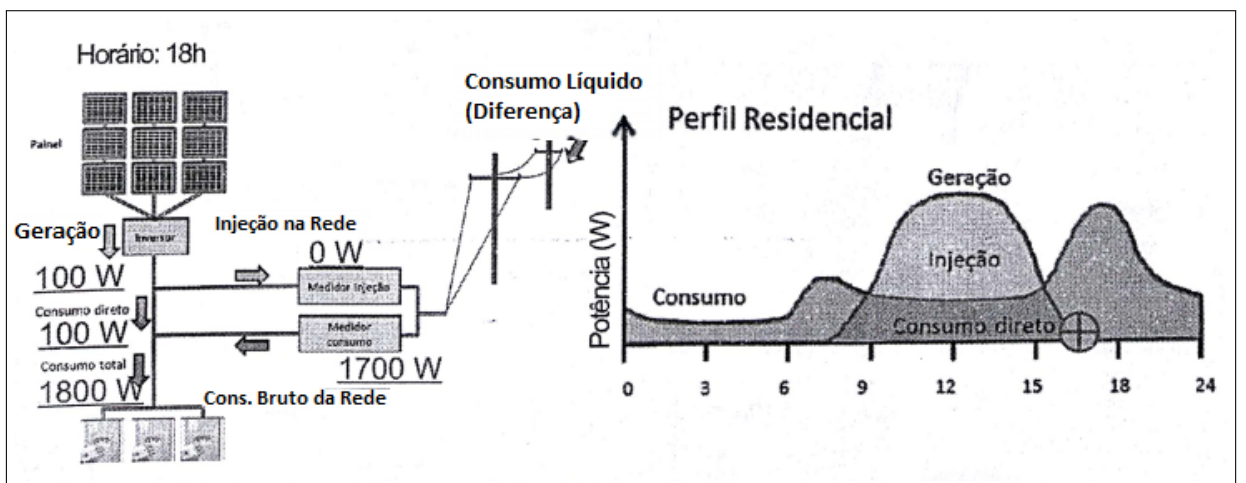


Fonte: (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014) Adaptado

### Situação 6:

- Horário: 18h.
- A geração é de  $100\text{ W}$ , e o consumo é de  $1800\text{ W}$ .
- O consumo direto é  $100\text{ W}$ , tudo o que foi gerado, (Sem necessidade de passar pelo medidor).
- A residência necessita consumir  $1700\text{ W}$  de potência da COPEL.

**Figura 12:** Situação 6.



Fonte: (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014) Adaptado

### Situação Final: Totalizando o Fluxo de energia ao longo do dia

A (Figura 13) resume a contabilização de potência consumida e injetada pela unidade consumidora durante as horas do dia.

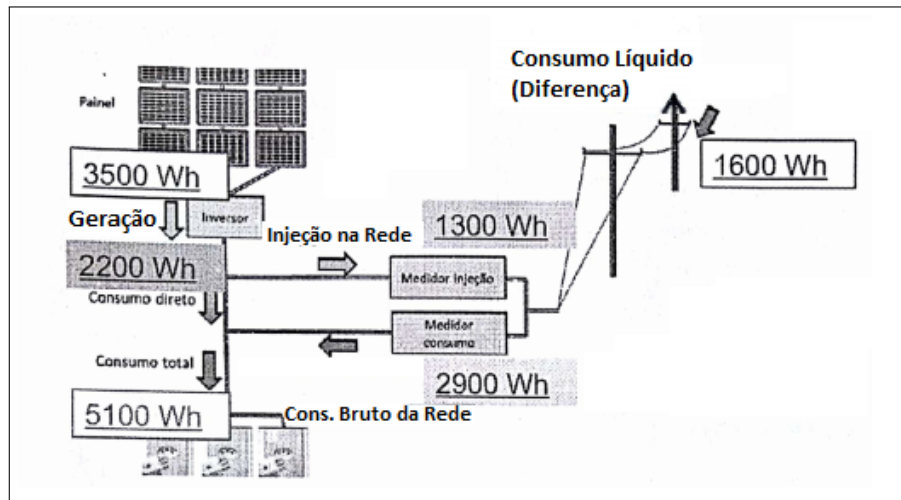
**Figura 13:** Saldo de energia.

Fluxo de Energia (Wh)	Simbologia	6h	8h	9h	12h	15h	18h	Total Diário
Geração	B + D	0	300	600	1800	700	100	3500
Consumo Total	B + C	600	900	600	600	600	1800	5100
Consumo Direto	B	0	300	600	600	600	100	2200
Consumo bruto da Rede	C	600	600	0	0	0	1700	2900
Injeção na Rede	D	0	0	0	1200	100	0	1300
Consumo Líquido	C - D	600	600	0	-1200	-100	1700	1600

Fonte: Autoria Própria

Neste exemplo, ao longo do dia foram gerados 3500 Wh de energia, dos quais 2200 Wh foram consumidos sem a necessidade de passar pelo medidor bidirecional. A rede da COPEL recebeu 1300 Wh dessa unidade consumidora e disponibilizou, para a mesma, 2900 Wh. A diferença do que foi injetado e consumido pela rede foi 1600 Wh, gerando créditos negativos para esse consumidor. O esquemático está exemplificado na (Figura 14).

**Figura 14:** Geração de créditos ao consumidor em um dia.



Fonte: (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014) Adaptado

### 5.1.3 ANÁLISE DA MODALIDADE TARIFÁRIA

O quarto passo importante, após o consumidor entender seu perfil, será analisar qual a modalidade tarifária que será melhor aplicada no caso da geração fotovoltaica. Na tarifa



convencional o consumidor sempre vai pagar o mesmo preço, independente do horário.

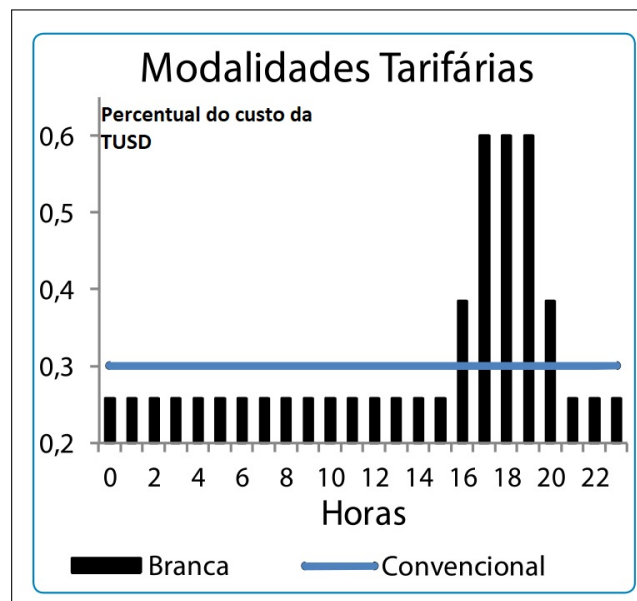
### 5.1.3.1 TARIFA BRANCA

Foi criada pela ANEEL para buscar a diminuição do consumo de energia elétrica em horários de pico no sistema elétrico e estimular o uso em horários que a rede esteja menos sobrecarregada. A lógica consiste em aumentar o valor do kWh de consumo nos horários de ponta e diminuir nos fora de ponta. Existem três postos tarifários nela, sendo (CALLAI et al., 2014):

- **Ponta:** Compreende três horas diárias, aplicadas apenas nos dias úteis do ano - o valor da TUSD será cinco vezes o valor da tarifa no posto fora de ponta.
- **Intermediária:** São duas horas diárias, a primeira hora é o período anterior do horário de ponta, e a segunda é o período posterior - o valor da TUSD será três vezes o valor da tarifa no posto fora de ponta.
- **Fora de ponta:** Abrange as outras horas do dia, sendo no total 19 horas - o valor será 55% do valor da TUSD aplicada à baixa tensão.

Na COPEL foi feito um comparativo entre a tarifa convencional e a Branca, sendo ilustrado na (Figura 15), onde pode-se determinar os gastos com o consumo de energia nas duas modalidades.

**Figura 15:** Comparativo entre as modalidades tarifárias.



Fonte: (CALLAI et al., 2014)

Se o consumo de energia ser realizado em todo o horário de ponta, o custo da energia, com a tarifa branca adotada, deverá ser o dobro em relação a tarifa convencional. Levando em conta os horários em que o custo da rede é maior, recomenda-se, então, que o consumidor utilize a energia gerada pelos painéis nos horários de ponta e intermediário. O uso da energia da COPEL será melhor aproveitada, em relação à custos, nos horários em que a tarifa é menor, ou seja, nos horário fora de ponta. Sendo assim o consumidor poderá economizar, com o custo de consumo de energia, em média de 14% (CALLAI et al., 2014).

## 5.2 ANÁLISE DO RECURSO SOLAR EM CORNÉLIO PROCÓPIO

O quinto passo, de importante decisão, é definir a magnitude do recurso solar, pois ele possui alto impacto técnico para a instalação do sistema fotovoltaico, sendo um fator determinante para a viabilidade da instalação. Os dados do recurso solar podem ser adquiridos por fontes públicas, disponíveis na internet, em que o próprio consumidor pode estimar o recurso solar na sua região. A base de dados advém de satélites, no caso do Atlas Solar Brasileiro, e também por medições solarimétricas. A potência de instalação fotovoltaica é determinada pelo recurso solar e pela quantidade de energia que se pretende gerar. A (Equação 1) determina a potência do sistema (MENDES, 2015).

$$P_{pv} = \frac{E_{pv}}{(GHI \times PR)} \quad (1)$$

onde:

**P<sub>pv</sub>** - Potência pico do sistema em kW<sub>p</sub>

**E<sub>pv</sub>** - Energia de demanda do sistema em kWh por ano

**GHI** - Recurso solar médio no local em kW/m<sup>2</sup>.ano

**PR** - Taxa de Desempenho (Performance Ratio)

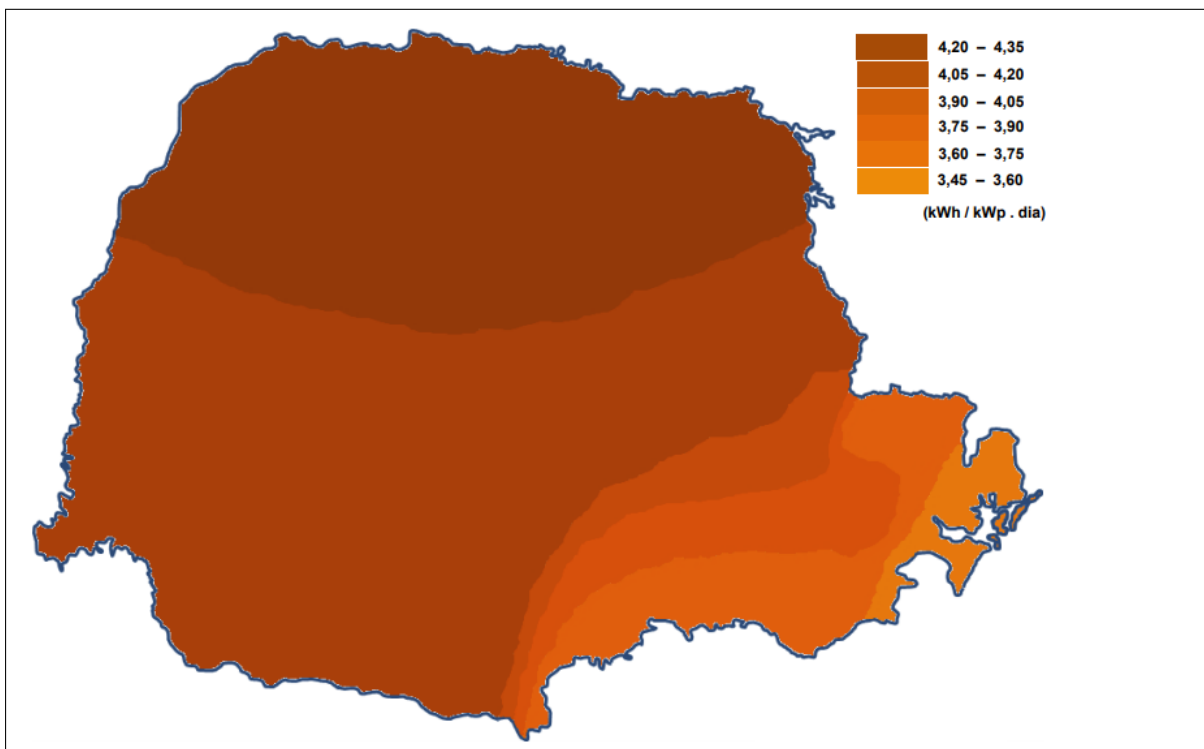
A irradiação solar incidente em qualquer região brasileira está entre 1500 e 2500 kWh/m<sup>2</sup> ao ano, superando grandes produtores de energia elétrica solar, como Alemanha, onde incide entre 900 e 1250 kWh/m<sup>2</sup> ao ano (TIEPOLO et al., 2013).

O kWh/kW<sub>p</sub>.dia (**PR**) expressa em porcentagem significa a Taxa de Desempenho, que considera a relação entre a produtividade kWh/kW<sub>p</sub> e a quantidade de horas de sol a 1.000W/m<sup>2</sup> que incidem no painel fotovoltaico, e está relacionado diretamente com a quali-

dade da instalação (TIEPOLO et al., 2013). No projeto energético, busca-se melhorar a taxa de desempenho, os valores de **PR** utilizados variam entre 70% e 80%. Para um valor de **PR** maior, deverá haver modificações na estrutura do sistema fotovoltaico, podendo ser a troca por componentes mais eficientes. O subdimensionamento de um inversor, por exemplo, pode levar a limitação de potência, que por sua vez diminui o **PR**. Falhas no sistema fotovoltaico, tais como curto-circuitos e outros problemas de operação, podem ser identificados pelo valor real de **PR**, que medido por instrumentação do gerador fotovoltaico, consegue acompanhar a vida útil do sistema (MENDES, 2015).

Cornélio Procópio se encontra na escala com maior porcentagem de desempenho, em geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos, no estado do Paraná. E para TIEPOLO et al. na região descrita, a média de energia mensal gerada será de, no mínimo, 511 kWh e de máximo 529 kWh para 4 kWp implantado, considerando um **PR** de 75%. Esses dados consideram a inclinação e orientação do sistema fotovoltaico acompanhando o norte verdadeiro geográfico, além da latitude. Devido a grande incidência de irradiação em Cornélio Procópio, a geração de energia elétrica diária gerada está entre 4,2 e 4,35 kWh, para um sistema de 1 kWp, considerando dados do Atlas Solar Brasileiro de Energia Solar - 2006, como também um **PR** de 75%. Esses dados de geração são mostrados na (Figura 16) (TIEPOLO et al., 2013).

**Figura 16:** Mapa Fotovoltaico do Estado do Paraná com os valores de energia elétrica prevista.



Fonte: (TIEPOLO et al., 2013)

Os dados solarimétricos foram colhidos pelo programa **SunData**, que mantém sua base de dados atualizada com as informações do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição, gerido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). O instrumento de medição em campo se chama goniômetro, e o valor de inclinação máxima recomendada é de 10° para evitar acúmulo de sujeira nos painéis. Os valores de irradiação em Cornélio Procópio ao longo do ano são mostrados na (Figura 17), considerando o plano horizontal e, também, para planos inclinados em relação ao horizontal (CRESESB, 2018).

**Figura 17:** Recurso Solar (GHI) no Plano Inclinado - Cornélio Procópio.

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	0° N	5,94	5,88	5,29	4,63	3,68	3,4	3,6	4,58	4,75	5,4	6,06	6,35	4,96
Ângulo igual a latitude	23° N	5,37	5,61	5,46	5,28	4,56	4,42	4,59	5,46	5,07	5,28	5,55	5,63	5,19
Maior média anual	20° N	5,48	5,68	5,47	5,23	4,47	4,32	4,49	5,38	5,07	5,33	5,65	5,76	5,19
Maior mínimo mensal	36° N	4,81	5,19	5,27	5,36	4,81	4,76	4,91	5,66	4,99	4,95	5	4,99	5,06

Fonte: (CRESESB, 2018)

O ângulo que deverá ser utilizado na geração residencial em Cornélio Procópio é de 20°N, que é o maior valor médio diário anual. O maior mínimo mensal é comparativo, utilizado apenas quando busca-se eliminar o risco de falta de energia em lugares onde não contém o fornecimento contínuo de energia. Nota-se que a Irradiação Solar no Plano Inclinado é quase constante ao longo do ano, tendo seus picos em Junho e Dezembro, marcados pelas estações do inverno e do verão respectivamente. O valor médio anual com inclinação de 20°N é **5,19** e deverá esse ser usado no cálculo do dimensionamento do sistema fotovoltaico na cidade de Cornélio Procópio. É válido lembrar que o mal posicionamento do sistema fotovoltaico, em relação aos ângulos de azimute e inclinação, provocam grandes perdas na absorção de energia solar (CRESESB, 2018).

### 5.3 REQUISITOS TÉCNICOS E COMPONENTES DA INSTALAÇÃO

O sexto passo, de grande importância, é entender a tecnologia que será implantada. A qualidade dos equipamentos da instalação possuem grande impacto na análise técnica. Os principais componentes são os módulos, inversores, suportes de fixação, cabeamento e conectores. A vida útil dos equipamentos, com manutenções periódicas, é de aproximadamente 20 anos (MENDES, 2015).

### 5.3.1 ANÁLISE DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A célula é o elemento básico dos módulos. Com o efeito fotovoltaico a energia solar é convertida em eletricidade, gerando uma tensão aproximada de 0,4 a 0,5 V por célula (As células de silício são as mais utilizadas na indústria), potências elétricas da ordem de 1,5 W e uma corrente de 3 A. Podem ser associadas em séries para alcançarem um nível determinado de tensão. O conjunto de células em série e paralelo associado a outros equipamentos como dispositivos acumuladores, conversores e inversores formam o sistema fotovoltaico, que tipicamente possuem potências da ordem de 50 a 100 W. Estes, dispostos em módulos, podem ser facilmente expandidos (NASCIMENTO, 2004).

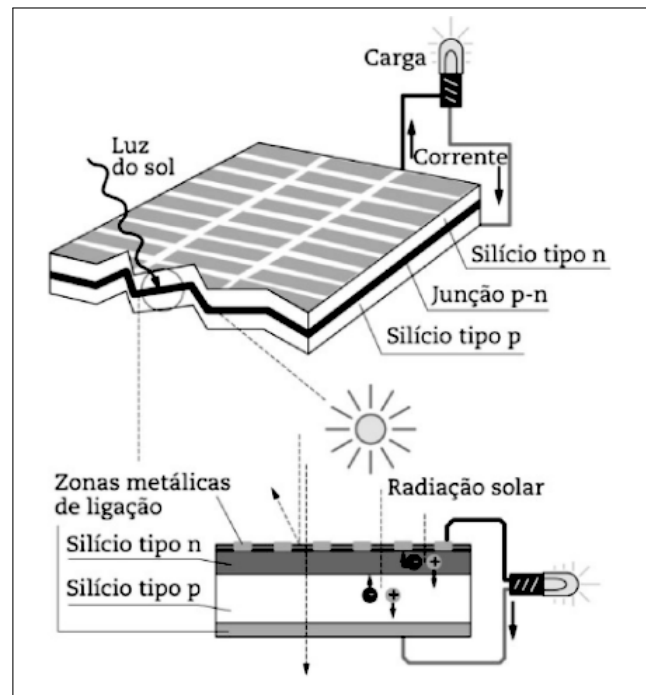
Com a dopagem do silício (introdução de elementos estranhos na molécula) as suas propriedades elétricas são modificadas e é criada duas camadas na célula, a camada tipo p (excesso de cargas positivas) e a camada tipo n (excesso de cargas negativas). Essa diferença de potencial é necessária para que exista um campo elétrico, e então, corrente elétrica. Quando um fóton da radiação solar atinge um elétron da banda de valência, ele se move para a camada de condução formando uma lacuna (que se transforma em carga positiva). Para os elétrons se moverem é necessário que a energia do fóton seja suficiente para os elétrons migrarem da banda de valência para a de condução (no caso do cristal de silício vale 1,12 eV), dando resultado, então, ao efeito fotovoltaico. No silício puro os elétrons na camada de valência se recombinariam com as lacunas e não originaria a corrente elétrica (CASTRO, 2007).

A emissão de elétrons de uma superfície em razão da interação de uma onda eletromagnética com a mesma é chamada efeito fotovoltaico. A descoberta desse efeito ocorreu entre 1886 e 1887 por Henrich Hertz, que usou a física clássica para explicá-lo. Os conceitos clássicos tornaram a concepção desse fenômeno insuficiente, dando lugar aos conceitos modernos proposto por Albert Einstein no ano de 1905.

Dentre as propostas de Einstein estão a quantização da energia, ou seja, para ocorrência da ejeção imediata de elétrons da superfície, a energia da radiação (ondas eletromagnéticas) estaria concentrada em pacotes (fótons) e não distribuída sobre a onda (previsão clássica). Demonstrou também que a velocidade com que os elétrons são ejetados não depende da quantidade de fótons emitidos, e sim da frequência que esses fótons possuem (ALMEIDA, 2016).

Na região onde os dois materiais se encontram é designada junção p-n, e se um condutor interligar os dois lados dessa junção é gerada a fotocorrente enquanto tiver radiação solar no semicondutor, conforme ilustrado na (Figura 18).

**Figura 18:** Esquemática do Módulo Fotovoltaico.



Fonte: (ZILLES et al., 2016)

Para os módulos terem melhor absorção energética eles devem ser orientados para o hemisfério norte, não sendo recomendado inclinações superiores à  $30^\circ$  para Leste e Oeste. A cada  $15^\circ$  de desvio do Norte geográfico, diminuirá uma hora de captação máxima solar. A inclinação considerada ideal depende do sistema utilizado e da latitude (ALVES, 2014).

O desempenho máximo do módulo se chama potência pico, e provavelmente não existirá, devido ao ambiente real não estar sempre em condições ideais de funcionamento. Porém, é recomendado buscar fabricantes que ofereçam módulos com uma faixa de tolerância de potência, entre -0 e +5 Wp, para evitar perdas por mismatch (MENDES, 2015).

Perdas mismatch são causadas pela interligação entre as células solares ou entre os painéis que não possuem características iguais, ou estão sujeitas(os) a condições diferentes. Estas perdas são um sério problema nos painéis fotovoltaicos pois, a saída deste vai ser limitada pela célula ou células com as condições mais desfavoráveis (BRANDÃO, 2009).

No Brasil o **INMETRO** aceita, ainda, uma faixa entre -5% e +10%, o que dificulta identificar se os módulos de um mesmo lote de fabricação mantiveram as mesmas características durante os ensaios (MENDES, 2015).

Todos os parâmetros elétricos, térmicos e mecânicos já são medidos, considerando as condições ideais STC, e disponibilizados em fichas técnicas. Porém, em condições de operação,

é especificado uma temperatura nominal de funcionamento denominada "*Nominal Operating Cell Temperature*" (NOCT), considerando a temperatura atingida pelos módulos quando colocados à intensidade de radiação solar de  $800\text{W}/\text{m}^2$  e temperatura do ar de  $20^\circ\text{C}$  (CARNEIRO, 2010). Ainda assim, os consumidores precisam confiar no desempenho dos módulos que são testados por equipamentos que simulam esses parâmetros em condições STC.

Dentre os módulos disponíveis no mercado, o de tecnologia **SI-C** (Silício Cristalino) ainda é o que apresenta maior estabilidade e durabilidade. Devido a grande escala de produção mundial, é o que possui melhor custo-benefício (MENDES, 2015).

As células de silício monocristalino apresentam maior eficiência de conversão fotovoltaica, em torno de 12 até 15%, sendo que o valor máximo encontrado em laboratório foi de 25%, e é possível encontrar células no mercado com eficiência de até 22,7%. As células de silício policristalino têm entre 11 e 14% de eficiência, enquanto as de silício amorfo têm entre 6 e 7% (MACHADO; MIRANDA, 2014).

Contudo, os módulos não estão livre de falhas, e as mais comuns são (MENDES, 2015):

- **Delaminação:** Quando ocorre falha no processo de encapsulamento.
- **Hotspots:** Devido à pequenos sombreamentos e também por falhas de continuidade dos circuitos.
- **Corrosão:** Principalmente em contato com maresia, prejudicando também os suportes metálicos.

Na aquisição dos módulos é importante observar a garantia do fabricante, que deve ser entre 5 a 10 anos, em caso de defeito de fabricação, e até mesmo a garantia de perda de potência linear dos módulos devido a operação, pois a potência ainda deverá possuir 90% de sua potência nominal em 10 anos e 80% em 20 anos. Deve ter a certificação **IEC 61215** que determina a qualidade dos módulos **SI-C**, a **IEC 61646** para filmes finos, e também a **IEC 61730-1-2**, que garante a segurança deles, além do selo **ENCE INMETRO**, que é obtido a partir de testes de eficiência e inspeção visual dos módulos (MENDES, 2015).

Estão disponíveis no mercado módulos de **SI-C** compostos por 36, 60 ou 72 células. Os de 60 células são muito utilizados nos sistemas residenciais conectados à rede. O consumidor deverá optar por módulos tradicionais de fabricantes confiáveis, do que módulos mais sofisticados, porém de fabricantes desconhecidos. Essa decisão deverá ser levada em conta considerando que quase 50% do investimento está no valor dos módulos (MENDES, 2015).

A COPEL não determina nenhuma exigência quanto a configuração dos módulos, só atenta que a má qualidade deles pode prejudicar, a longo prazo, outra parte do sistema que será instalado. A distribuidora disponibiliza em sua página eletrônica o endereço para que as empresas e consumidores possam ter acesso às mais de 780 marcas disponíveis no mercado brasileiro, e com certificação do **INMETRO**. Os parâmetros da tabela servem para comparação no momento de escolher o melhor módulo, e poderá ser acessado através do seguinte endereço: [http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela\\_fotovoltaiico\\_modulo.pdf](http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaiico_modulo.pdf).

A tabela de eficiência energética dos módulos fotovoltaicos do **INMETRO** identifica os seguintes parâmetros (INMETRO, 2017a):

- Potência nominal e produção média de energia em kWh/mês (Mais importante a se avaliar).
- Características físicas dos módulos.
- Tensão de circuito aberto e corrente de curto circuito.
- Tensão e corrente no ponto de máxima potência.
- Eficiência energética em (%).

### 5.3.2 ANÁLISE DO INVERSOR

Os inversores possuem importância fundamental no sistema fotovoltaico, pois é o equipamento de interface com a distribuidora, carregando maiores responsabilidades em relação ao sincronismo com a rede, com as proteções e, também, com o monitoramento do sistema (MENDES, 2015). Eles convertem a tensão e corrente contínuas em alternadas, sendo fundamental para a alimentação dos consumidores em corrente alternada, visto que os painéis produzem em regime contínuo. Os inversores *grid-tie* sincronizam sua frequência em 60 Hz e a sua tensão de saída, permitindo os usuários interligarem seus sistemas com a rede da concessionária, podendo alimentar outros consumidores conectados a essa rede. Esses inversores também se desconectam da rede elétrica quando não estão fornecendo energia, no caso a noite (ALVES, 2014).

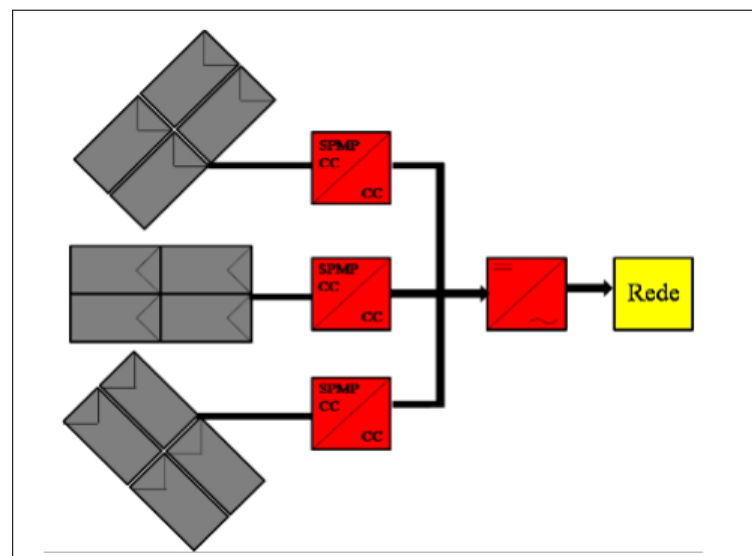
Os inversores indicados para sistemas fotovoltaicos são os *multi-string*, pois os sistemas contém vários painéis com diferentes arranjos e orientações, logo são submetidos, também, a diversas condições de temperatura e de irradiância solar. Os painéis fotovoltaicos serão ligados, cada um, em um conversor c.c./c.c, que através de uma função chamada de "seguidor de máxima potência"(SPMP), irá polarizar o ponto de máxima potência (PMP) (RAMPINELLI et al., 2014).



A corrente produzida por células solares é diretamente proporcional a radiação solar e é muito pouco afetada pela temperatura. Entretanto, a tensão e a potência decrescem significativamente com o aumento da temperatura. Ao longo do dia, o arranjo fotovoltaico está submetido a diferentes níveis de radiação. Sendo assim, o ponto de máxima potência "oscila" dentro de uma faixa, conseqüentemente é necessário que se haja um dispositivo capaz de otimizar o ponto de operação, que aumentará no rendimento dessa geração. Esses dispositivos seguidores do ponto de máxima potência são chamados de **SPMP**, que operam de modo a regular a tensão e corrente de operação do arranjo fotovoltaico, a fim de se obter o máximo produto  $I \times V$ . O inversor pode não ter esse dispositivo integrado ao seu sistema, sendo possível adquiri-lo separadamente do inversor (BARROS, 2014).

A partir deste ponto, todos os painéis serão conectados a um inversor c.c./c.a, que estará centralizado no sistema. Por fim, deverá fazer a conversão da corrente contínua em alternada para interface com a rede, como mostrado na (Figura 19) (RAMPINELLI et al., 2014).

**Figura 19:** Configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede com inversor *multi-string*.



Fonte: (RAMPINELLI et al., 2014)

Assim como os módulos, a busca pelo inversor deverá ser baseada naqueles que dissipam o mínimo de potência, que produzam tensão com pouca distorção harmônica e, também, mantenham o sincronismo com a rede elétrica. Eles podem ser classificados como comutados e auto-comutados. O primeiro utiliza o sinal da própria rede para sincronizar, e o segundo necessita de um circuito eletrônico no inversor para controlar e sincronizar o sinal do inversor com o da rede. O fator que mais limita a escolha dos inversores, e conseqüentemente, o rendimento do sistema fotovoltaico, são as perdas por "mismatch". Outros parâmetros que devem ser obser-

vados é a tensão DC máxima de entrada, a corrente máxima, e o número de seguidores SPMP. O máximo de "strings", que o inversor permite, também deverá ser observado na tentativa de diminuir as perdas por mismatch (BRANDÃO, 2009).

O inversor, mesmo com manutenção periódica, deverá ser substituído antes do término da vida útil dos módulos fotovoltaicos. Isso se deve a eles serem mais complexos que os outros equipamentos, e também por serem os controladores da qualidade da energia que está sendo gerada. As proteções de sub/sobre tensão, sub/sobre frequência, e anti-ilhamento são realizadas por ele. Funcionando como fonte de corrente, ele injetará proporcionalmente à quantidade de irradiação ao longo do dia. Como já citado, as **NBRs 16149 e 16150** determinam as normas de avaliação do inversor que será conectado à rede, e o teste de anti-ilhamento é realizado de acordo com a **NBR IEC 62116** (MENDES, 2015).

Em relação a proteção, ele deve ser resistente a inversão de polaridade do gerador fotovoltaico, e proteger quando o sistema está em sobrecarga. Eles são capazes de operar acima da potência nominal, pois a irradiância pode ser maior que o valor considerado ideal, ou também pelo seu sobredimensionamento. O inversor, então, deve operar com até 120% da potência máxima de entrada em um tempo de 15 minutos. É adotado o valor de 5% de tolerância para Distorção Harmônica Total. Para manter o Fator de Potência (FP) em no mínimo 92% em toda a rede elétrica, a norma **IEC 61727** adotou o valor de 90% de fator de potência mínimo para carregamentos maiores que 50% em inversores que foram projetados para operarem com o FP unitário. O tempo de desconexão com a rede caso ocorra sobre/sub tensão de acordo com a **IEC 61727** é mostrado na (Figura 20) (NETO; CARVALHO, 2012):

**Figura 20:** Tempo de desconexão da rede elétrica para faixas de tensão da rede.

Tensão (% $V_{nominal}$ )			Tempo máximo de desconexão(s)
-	V	< 50 %	0,1
50 % ≤	V	< 85 %	2
85 % ≤	V	≤ 110 %	Operação Normal
110 % <	V	< 135 %	2
135 % ≤	V	-	0,05

Fonte: (NETO; CARVALHO, 2012)

Para anormalidades de frequência foi adotado um valor mínimo de 57,5 Hz de acordo com a norma internacional **DIN VDE 0126-1-1**, e com valor máximo de 60,5 Hz de acordo com o PRODIST. Caso o inversor passe a operar com frequência fora dessa faixa, ele deverá se desconectar em no máximo 0,2 segundos da rede elétrica. Já em caso de ilhamentos, o tempo

de desconexão será de 2 segundos. As reconexões, quando os inversores voltarem às condições normais de operação, será de no mínimo 20 segundos e no máximo 5 minutos. Nos momentos em que a rede está com falta de geração, ela ficará com subfrequência, e a geração fotovoltaica poderá auxiliar a rede restabelecer a frequência normal de operação (NETO; CARVALHO, 2012).

As principais falhas no inversor estão nos sistemas de refrigeração, sendo importante identificar o perfil de temperatura em que o sistema estará sujeito, como também o perfil de umidade e corrosão da residência. É muito importante que o consumidor também escolha um fabricante confiável, identificando os seguintes pontos (MENDES, 2015):

- **As certificações de produto** - Verificando se foram testados e aprovados pelas normas nacionais e internacionais, aceitas pela COPEL.
- **A capacidade instalada fornecida** - Buscando identificar quanto de MW a empresa já possui instalado, pois empresas com mais tempo no mercado diminuem os riscos em oferecer uma precária manutenção de longo prazo.
- **Certificado de garantia** - Normalmente o prazo é de 5 anos contra defeitos de fabricação, porém é necessário avaliar a necessidade de garantia estendida de 10 ou 15 anos, considerando o fato que a vida útil dos módulos é maior.
- **Suporte local no Brasil** - É necessário descobrir se a empresa possui terceiros envolvidos no processo de compra do inversor, pois caso ela não seja autorizada a dar manutenção do inversor no Brasil, deve-se certificar qual empresa que dará o suporte, evitando casos em que não existe suporte técnico no Brasil.

A COPEL só aceita modelo de inversores com os certificados que foram emitidos por laboratórios verificados pela distribuidora, ou por modelos etiquetados pelo **INMETRO**. Para consumidor residencial (Perfil de consumo até 10 kW), a COPEL aceita 33 modelos de 19 fabricantes, sendo 30 fotovoltaicos e 3 eólicos. Esses modelos já possuem certificados cadastrados por ela. Já para outros modelos, no momento da solicitação de acesso, o acessante deverá enviar uma cópia dos certificados da **ABNT NBR 16149** (Recomendações de interface com a rede), **ABNT NBR 16150** (Ensaio nos equipamentos para atender as recomendações de interface), ou em caso das normas europeias **IEC 61727:2004-12** (Requisitos para o controle do fator de potência) e **IEC 62116:2014** (Teste de anti-ilhamento), ou a norma americana **IEEE 1547**, que também estabelece os requisitos de interface com a rede elétrica. Além disso, o acessante deverá apresentar, também, os valores de tensão e frequência nominal da saída do inversor (COPEL, 2018).

A COPEL não emite certificados, e nem mesmo indica marca/modelo para o acessante, cabe a ele decidir junto ao projetista quais serão os requisitos do projeto para atender as normas de conexão da distribuidora. Porém, a COPEL disponibiliza em seu canal eletrônico, o endereço com os modelos que contém as certificações do **INMETRO**, necessárias para a conexão. São ao todo 95 modelos de 27 marcas, com especificações de potência nominal em (kW), tensão de operação CC (entrada), tensão de operação CA (saída), corrente nominal, corrente de pico e o número do registro (INMETRO, 2017b).

Como a conexão fotovoltaica é através de inversores, a COPEL possui o controle dos montante da qualidade do sistema, pois as proteções necessárias já estão dentro dos equipamentos. Então, não é necessário que o sistema de proteção seja fisicamente visível e acessível para a distribuidora. O inversor escolhido pelo acessante/projetista será analisado na instalação e conferido na vistoria, e se houver incompatibilidade nas informações das documentações no momento da vistoria, ele poderá ser recusado. Se não negado, depois da regularização, o prazo de uma nova vistoria será de até 7 dias. A COPEL veda qualquer hipótese da geração fotovoltaica operar ilhada alimentando outras cargas da distribuidora, porém, não haverá restrição caso opere apenas alimentando as cargas da unidade consumidora (ENERGIA, 2014).

### 5.3.3 SISTEMA DE PROTEÇÃO AUXILIAR E AS CAIXAS DE JUNÇÃO (STRINGBOX)

O sétimo passo é averiguar se o sistema instalado possui os requisitos mínimos de segurança elétrica. O sistema fotovoltaico residencial conectado em baixa tensão necessita de suas próprias proteções. Elas garantem que a geração será interrompida caso ocorra alguma falha da rede ou do próprio sistema gerador. Como já foi discutido, os inversores são projetados para atuar na proteção do sistema fotovoltaico conectado à rede. Contudo, o SFV deverá obedecer a **NBR 5410** - que determina as condições adequadas para a funcionamento seguro de instalações elétricas na baixa tensão - possuindo equipamentos auxiliares, tais como dispositivos contra surtos de tensão tanto do lado da rede como para o lado da instalação (CZYZESKI, 2017).

O aterramento dos painéis e suas partes metálicas são utilizados devido aos módulos gerarem tensão e corrente em níveis elevados, servindo para a proteção dos consumidores, do próprio sistema que tem custo elevado, de descargas atmosféricas e também para os profissionais responsáveis pela instalação e manutenção. O aterramento funcional consiste em aterrar um dos terminais, além de estabilizar a tensão com o terra, podendo ser com o esquema TN-S (condutor vivo aterrado, polo positivo ou negativo, e massas aterradas) ou IT (condutores vivos não aterrados e massas aterradas). Já o aterramento de proteção é para a segurança de pessoas,

sendo de utilização obrigatória (ALVES, 2014).

Independente da potência do sistema, a instalação fotovoltaica é exposta à descarga atmosférica. É recomendado ser realizado uma análise de riscos conforme a norma **EN 62305-2 (CEI 81-10/2)**, e o projetista deverá analisar quais medidas a serem tomadas, pois a instalação dos pára-raios podem resultar em danos no sistema, já que o SPDA (Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas) atrai descargas para si, a fim de eliminá-las (CZYZESKI, 2017).

As caixas de junção possui como objetivo agrupar os strings para serem conectadas na entrada do inversor. Elas possuem toda a proteção para surtos de tensão, e de curto-circuito, além de possuir chaves seccionadoras para manobras. No Brasil, as stringbox são utilizadas em sistemas de pequeno porte, como no caso das residências, principalmente por oferecer proteção de surto, duplicando a proteção para os inversores. É importante que o projetista faça um correto dimensionamento da stringbox, pois é um cubículo com circuitos de corrente contínua misturado com circuitos de corrente alternada, devendo verificar a efetiva isolação dos condutores para não haver curto circuitos (MENDES, 2015). Contudo, a COPEL determina que as proteções mínimas para conexão de geradores fotovoltaicos conectados através de inversores no sistema 13,8kV, necessitem apenas do disjuntor na baixa tensão e do inversor que atende os requisitos já discutidos, cabendo os outros parâmetros serem identificados como viáveis na análise técnica do local (ENERGIA, 2014).

#### 5.4 TIPOS FÍSICOS DE INSTALAÇÃO

O oitavo passo é inspecionar o ambiente físico em que será realizado a instalação, levantando as características necessárias para uma melhor acomodação dos equipamentos. Os locais a serem instalados os sistemas fotovoltaicos em Cornélio Procópio deverá comportar o peso e a estrutura, o lugar escolhido deve ser de acordo com a arquitetura da residência, identificando o melhor lugar para a eficiência máxima que poderá ser obtida ali. Deve ser sempre observado o fator da temperatura que, devido a tecnologia cristalina, há perdas significativas em ordem de 0,4% a 0,5%. Porém, como os SFV são bem adaptáveis, o tipo da instalação não contém grande impacto técnico. Existem três formas de instalações (MENDES, 2015):

- **Instalações não integradas a edificações:** Instalados em áreas livres como campos, quintais, ou no estacionamento. A vantagem desse tipo é que a temperatura do módulo em operação é bem próxima a da temperatura nominal, havendo menos perdas em relação aos outros dois tipos.
- **Instalações parcialmente integradas a edificações:** A maioria dos sistemas fotovoltai-

cos residenciais são deste perfil. Ele é adaptado com a tipologia da casa, muitas vezes colocados nos telhados, e com ajuda de suportes de fixação.

- **Instalações totalmente integradas a edificações:** Ocorre quando todos os módulos passam a fazer parte, também, da arquitetura da casa, tem custo mais elevado pois necessita de mais recursos para sua instalação.

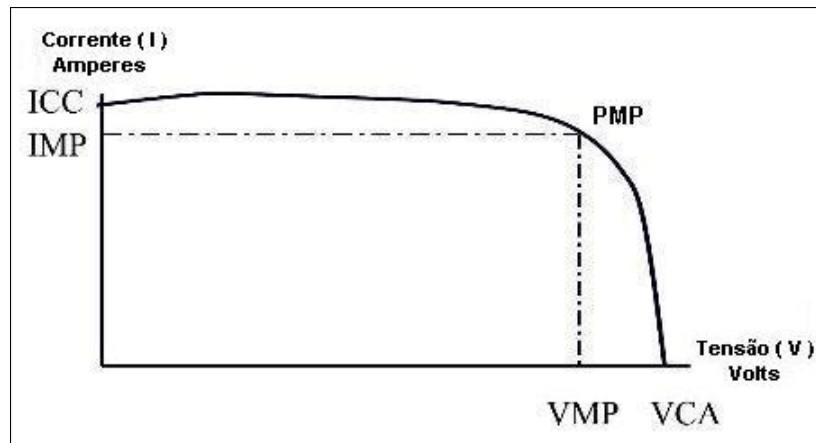
Todas as instalações residenciais feitas em Cornélio Procópio, até então, são parcialmente integradas com a edificação. O consumidor poderá optar por quaisquer uma das três tipologias, cabendo ao projetista recomendar qual a melhor para o local de instalação.

Para o dimensionamento da estrutura de suporte, no local deve ser aferido as irregularidades do terreno, pois irá influenciar na inclinação ideal que o suporte deverá possuir. Deve-se ter cuidado com o peso do sistema a ser colocado sobre o telhado, pois ele pode provocar danos na estrutura da residência. Nas estruturas de suporte deve haver apoio de no mínimo  $10\text{ cm}^2$  de área para suportar ventos de até  $150\text{ Km/h}$  (BRANDÃO, 2009).

Também deverá ser analisado os problemas estruturais ou limitações de potência dos condutores e demais equipamentos elétricos da residência. Através do projeto arquitetônico, elétrico e estrutural do local, o projetista poderá fazer uma análise preliminar. Deve ser constatado as condições gerais dos circuitos da residência, tais como os pontos de conexão entre os circuitos, os caminhos dos circuitos CC e CA, as proteções nos quadros de conexão, a tensão de ligação de atendimento, as fases disponíveis, e o aterramento. Essa análise é necessária para que se possa fazer adequações antes mesmo do pedido do parecer de acesso com a COPEL, assim evitando problemas em recusas da solicitação do acessante (MENDES, 2015).

## 5.5 CURVA I-V E O SOMBREAMENTO

O nono passo consiste em compreender os danos causados pelo fator de sombreamento, a fim de evitá-lo e, conseqüentemente, atingir o máximo desempenho do sistema. A curva I-V (Corrente x Tensão) é a representatividade da saída do dispositivo fotovoltaico. Devido a corrente de saída ser praticamente constante enquanto ocorre uma variação de tensão, o sistema pode ser considerado uma fonte de corrente. Essas medidas são determinadas tanto pela radiação solar e temperatura dos módulos, quanto pelas características das cargas conectadas ao sistema (MARTINS, 2015). A (Figura 21) mostra genericamente a característica da curva e seus parâmetros.

**Figura 21:** Curva Caraterística I-V.

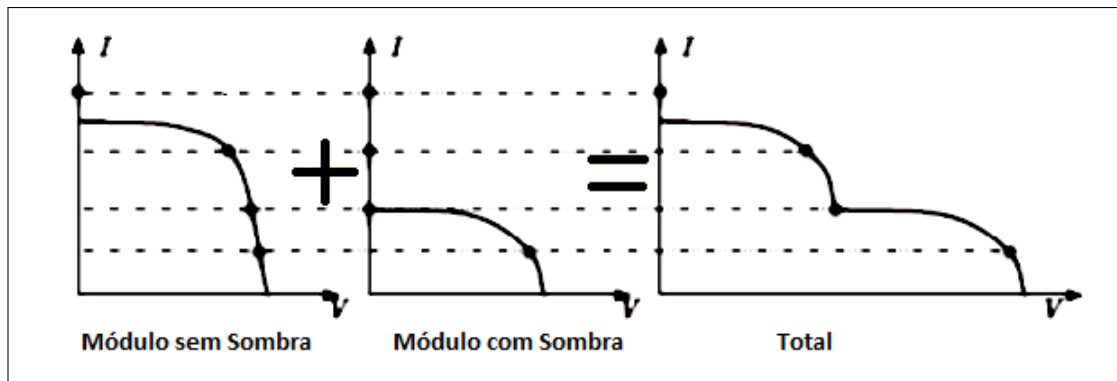
Fonte: (MARTINS, 2015)

Onde:

- **Icc:** É a corrente de curto-circuito, sendo o valor máximo que pode-se entregar a um dispositivo quando a tensão, e conseqüentemente a potência, for nula.
- **Vca:** É a tensão de circuito aberto máxima que pode-se entregar a um dispositivo quando a corrente, e conseqüentemente a potência, for nula.
- **Pmp:** É a Potência Pico, ou seja, a máxima potência que pode entregar o dispositivo.
- **Imp:** É a corrente máxima entregue ao dispositivo sob potência máxima, sendo considerada como corrente nominal.
- **Vmp:** É a tensão à máxima potência que é entregue ao dispositivo à potência máxima, sendo considerada como tensão nominal.

O sombreamento nas instalações age de forma prejudicial à produção. A tensão e corrente dos módulos conectados em série são modificados quando estão nessa condição. A (Figura 22) mostra como é modificada a curva IxV no caso de sombreamentos.

**Figura 22:** Efeito do Sombreamento no Sistema Fotovoltaico.



Fonte: (BRANDÃO, 2009)

O sombreamento pode levar aos inversores *multi-string* buscarem vários máximo locais, afetando o desempenho da operação dos módulos conectados a um rastreador de SPMP, pois o ele opera nos pontos onde existe uma menor produtividade. É importante salientar que o sombreamento parcial é extremamente prejudicial quando comparado a sombra de grandes obstáculos como árvores e edificações. No segundo caso o sistema diminuirá a potência gerada, já no primeiro, quando uma pequena parte do módulo encontra-se sombreado - seja por uma folha - ele continuará conduzindo, contudo, a parte sombreada também continuará absorvendo potência. Esse efeito se chama *hotspot*, e pode causar a queima dos circuitos internos aos módulos. O projetista possui papel fundamental em orientar o consumidor a manter a instalação fotovoltaica em condições que não prejudiquem o sistema, no caso citado, deverá haver sempre uma inspeção visual para que não acumule sujeiras no local (MENDES, 2015).

## 5.6 O PROJETO ELÉTRICO FOTOVOLTAICO

O décimo passo consiste em entender as informações que devem estar contidas no projeto do sistema fotovoltaico. O diagrama unifilar contido no projeto elétrico deve possuir todos os equipamentos de operação e proteção do sistema, além da representação dos circuitos CC e CA. Os pontos de interligação do sistema com a rede e com a instalação já existente (Circuitos da Residência) devem ser especificados. O dimensionamento dos equipamentos devem atender as capacidades nominais de corrente e tensão do mesmo, e os condutores do circuito deverão possuir capacidade para a maior corrente relatada no projeto. Ele deverá estar de acordo com todas as normas técnicas da COPEL, as **NBR's** já citadas no Capítulo 3, a **NBR 5410**, que trata sobre as instalações elétricas de baixa tensão e a **NR 10** que mostra quais serão os procedimentos de segurança que deverão ser seguidos na instalação. Já o arranjo físico do projeto deverá



possuir dados do posicionamento dos módulos, circuitos, inversor, os pontos de interligação com a rede e o lugar da medição. É válido ressaltar que não é necessário que todos os circuitos da residência estejam no projeto, devendo conter apenas os que se conectam de alguma forma com o novo sistema. Já o memorial descritivo deverá conter dados do consumidor e da residência, informações de fornecimento do acessante, dados técnicos dos equipamentos, sistema de proteção, aterramento, certificados e o estudo sobre a produção energética no local. O projeto deverá ser assinado por um profissional habilitado em Engenharia Elétrica, Controle e Automação e Eletrônica, sendo a ART de total responsabilidade dele (MENDES, 2015).

### 5.6.1 ERROS COMUNS COMETIDOS NOS PROJETOS FOTOVOLTAICOS

De acordo com o que foi discutido neste capítulo e para que um bom projeto seja executado, algumas precauções devem ser observadas. Alguns exemplos são listados a seguir (GREENER, 2017):

- Descumprimento das normas de conexão à rede, quanto a não sinalização nos locais onde ficam o inversor e o medidor bidirecional.
- A não implementação do aterramento, que faz o sistema ficar desprotegido.
- A inversão de polaridade entre as conexões da saída do módulo fotovoltaico e a entrada do inversor CC, causando mal funcionamento.
- O mal dimensionamento dos disjuntores que atuam na proteção do lado CA, colocando o sistema em risco caso surja algum surto de corrente.
- O mal dimensionamento das bitolas dos cabos que conectam os equipamentos, e também dos eletrodutos, causando sobreaquecimento e perdas resistivas.
- O mal dimensionamento, ou até mesmo a não utilização do dispositivo de proteção contra surtos, deixando o sistema vulnerável.

Outro fator importante a ser evitado, é o projeto do sistema fotovoltaico acima da capacidade que a residência é habilitada para receber da COPEL, o que impedirá a conexão com a rede. Por exemplo, um projeto de um sistema de 15 kWp para uma residência habilitada em 5 kWp. O consumidor deverá sempre ficar atento com essas questões, em caso de dúvidas a concessionária fornece informações para que possa ser comparadas com o projeto (GREENER, 2017).

## **6 IDENTIFICAÇÃO E CARACTERÍSTICAS DE EMPRESAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Neste capítulo será mostrado uma pesquisa realizada por uma empresa que presta consultoria no setor de energia solar, além da identificação de um projeto na cidade de Cornélio Procopio, como também, um pequeno estudo de caso.

### **6.1 O ATUAL CENÁRIO MERCADOLÓGICO DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE**

Uma pesquisa feita pela GREENER (2018) identificou em uma amostra de 552 empresas integradoras o atual cenário do mercado brasileiro do fornecimento de tecnologia fotovoltaica. O estudo foi realizado de 29 de novembro de 2017 à 02 de janeiro de 2018 com empresas de todo o Brasil, de vários portes. A pesquisa teve 51,27% (273 entrevistas) de aproveitamento, sendo, do total de aproveitamentos, 20,31% realizadas na região de interesse - Sul (GREENER, 2018a).

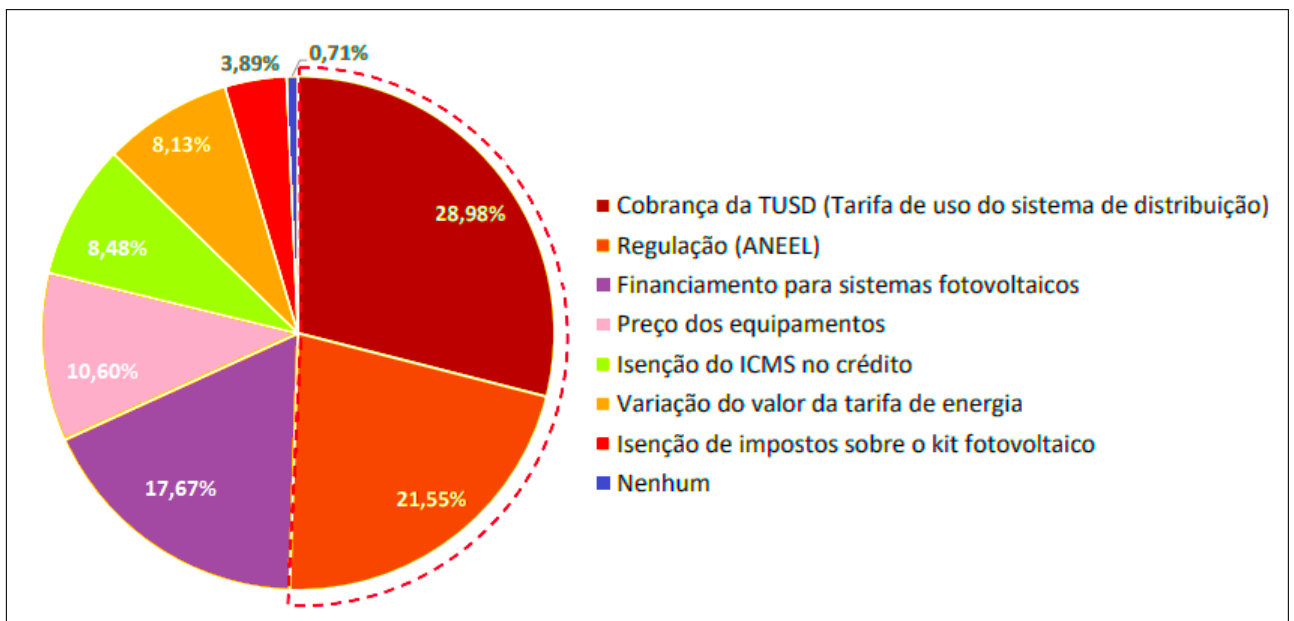
A pesquisa do GREENER mostrou que no país, a geração compartilhada equivale a 9,95% dos totais de instalações fotovoltaicas. Já o autoconsumo remoto apenas 1,6%, sendo predominante a geração da própria unidade consumidora - 88,45%. Da amostra, 85,16% compram o Kit fotovoltaico tanto da industria nacional como de importações, sendo que apenas 3,53% adquirem o Kit totalmente da industria nacional. Isso é resultado dos custos atrelados ainda a pouca procura pela tecnologia. As empresas possuem em média 1,8 profissionais de engenharia atuando nos projetos, sendo que 9 das 273 não possuem nenhum, terceirizando a etapa do projeto. Como o mercado de geração fotovoltaica está em ascendência, os profissionais ainda não estão qualificados para trabalharem, sendo uma dificuldade encontrada pelas empresas no momento de contratações.

Apesar de 40% estarem insatisfeitas com o atual cenário mercadológico, ainda é um número menor que a mesma pesquisa realizada em 2017, quando 50% eram as insatisfeitas - a pesquisa para o segundo semestre de 2017 contou com 454 empresas integradoras, com aproveitamento de 217 delas (GREENER, 2018b). É importante salientar que como muitas

empresas estão entrando no mercado agora, elas estão com preços mais baixos para conseguirem atrair clientes e realizarem os primeiros projetos, sendo uma boa chance ao consumidor poder economizar com custos, mas com o risco de estar negociando com empresas de má qualidade.

Os desafios regulatórios ainda são as maiores incertezas do setor. As empresas relataram nas pesquisas que a cobrança da TUSD ainda é a maior dificuldade regulatória, como também a regulamentação da ANEEL, que totalizam aproximadamente 50% das reclamações. A (Figura 23) mostra as principais incertezas do setor. É válido ressaltar que as empresas que trabalham com o Autoconsumo Remoto, Consórcio e Cooperativa tiveram dificuldade em aprovar os projetos dessas usinas remotas, devido aos regimentos regulatórios (GREENER, 2018a). A mesma pesquisa realizada para o segundo semestre de 2017, revelou que 99,54% das empresas estão insatisfeitas com as concessionárias, pois relataram que elas estão descumprindo a REN n° 687 (Que alterou a REN 482/12), e consideram que a ANEEL deverá tomar medidas mais firmes com as distribuidoras (GREENER, 2018b).

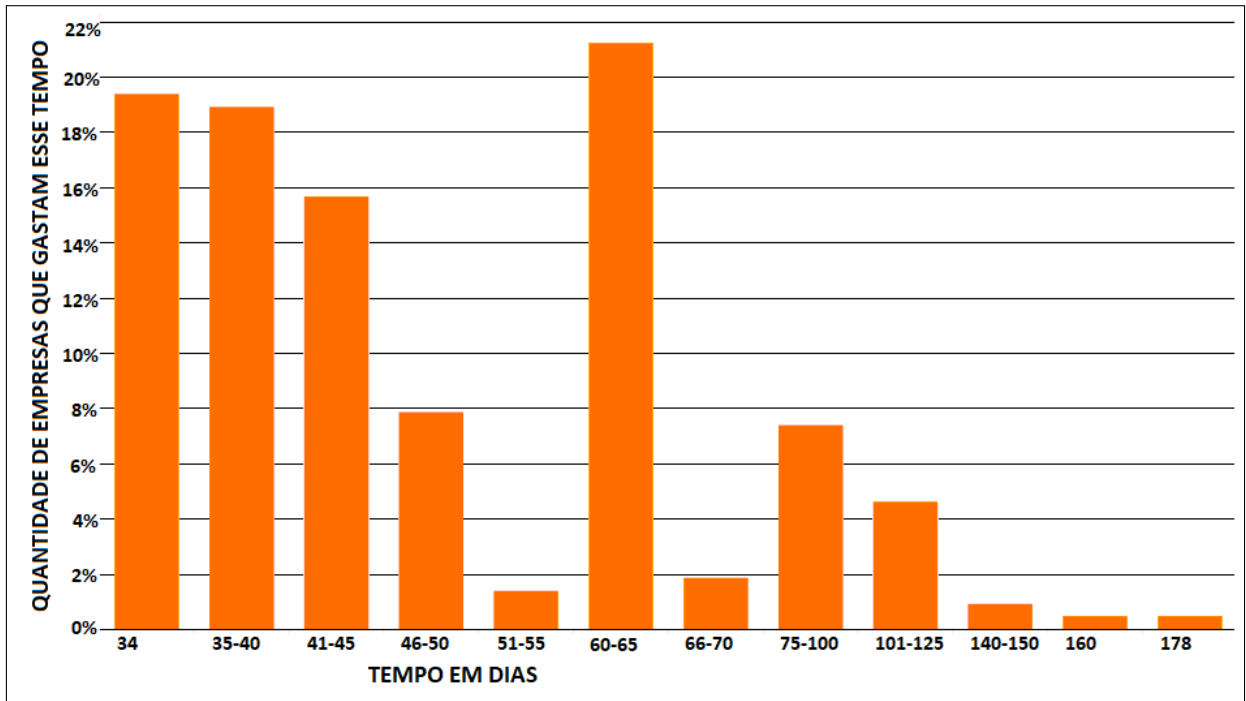
**Figura 23:** Item de Maior Incerteza para o Setor.



Fonte: (GREENER, 2018a)

O tempo de conexão com a concessionária de energia para a microgeração residencial teve um valor médio de 50 dias, na pesquisa realizada no primeiro semestre de 2018, um ganho em relação ao semestre anterior, que como mostrado na (Figura 24), tinha o prazo médio de 54 dias. Esses dados mostram que as concessionárias estão trabalhando para melhorar o atendimento das conexões GD's fotovoltaicas.

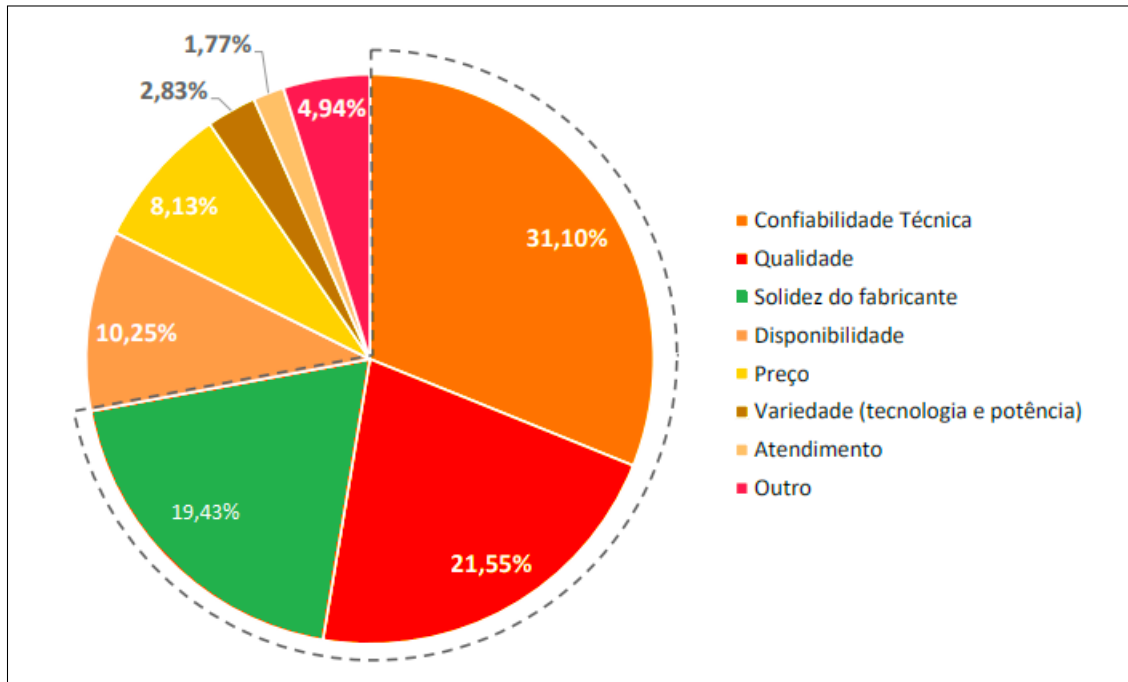
**Figura 24:** Tempo Médio entre Solicitação de Acesso e Conexão à Rede (dias) - 2º semestre de 2017.



Fonte: (GREENER, 2018a)

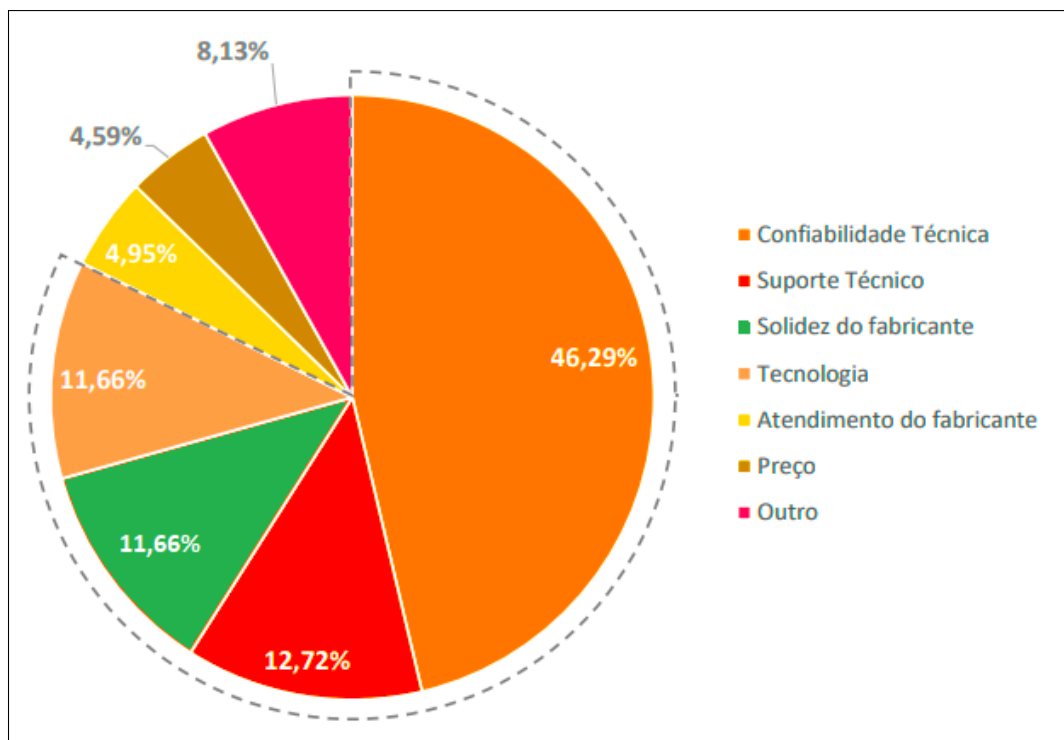
Um dado importante da pesquisa mostra que 40,1% das empresas adquirem uma mesma marca de módulos fotovoltaicos, já para o inversor, 23,68% adquirem, também, uma mesma marca. Isso revela que os aspectos já discutidos são levados em conta na hora da decisão, quando as empresas optam por marcas já consolidadas no mercado, com resistência aos novos fabricantes que ainda não apresentam confiabilidade técnica. A (Figura 25) e (Figura 26) mostram a preferência das empresas, baseadas em parâmetros que as marcas apresentam (GREENER, 2018a).

**Figura 25:** Principal Diferencial da Marca do Módulo.



Fonte: (GREENER, 2018a)

**Figura 26:** Principal Diferencial da Marca do Inversor.

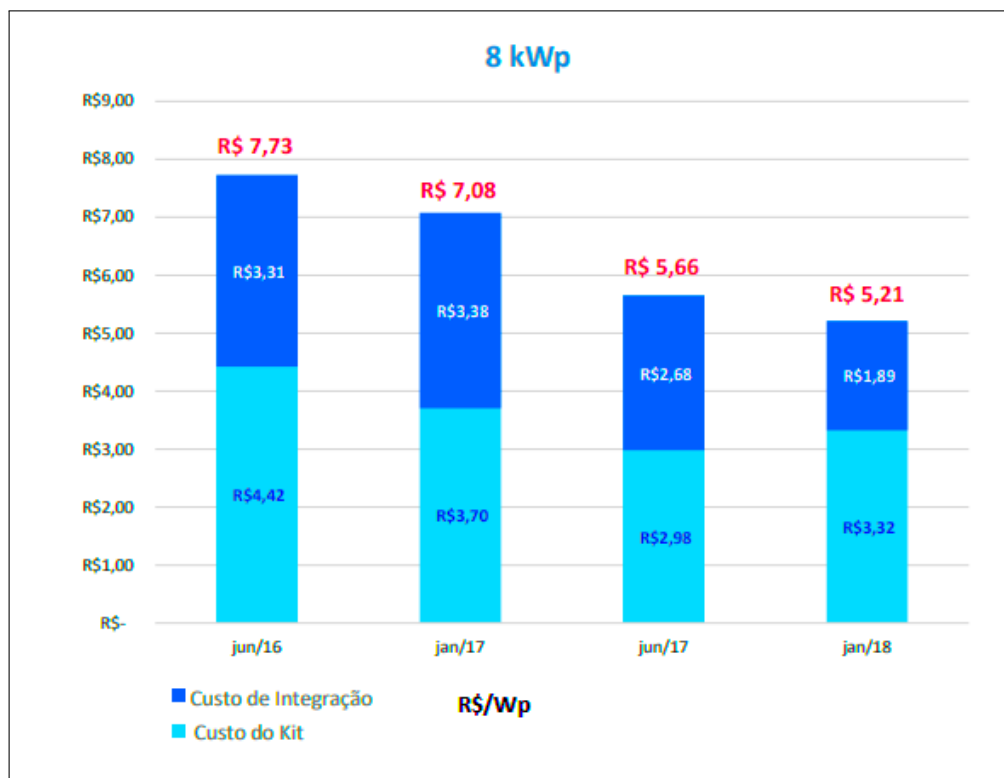


Fonte: (GREENER, 2018a)

É possível identificar que 73,08% das empresas consideram a confiabilidade técnica, a qualidade e a solidez do fabricante como as principais características no momento do estudo de viabilidade técnica do módulo, não optando pelo preço a princípio, pois sabem que são equipamentos de vida longa e necessitam de devidos cuidados já mencionados. Para os investidores essa quantidade é de 70,67% para os mesmos parâmetros, comprovando que a garantia é fundamental na aquisição.

O estudo ainda colheu dados de preços, mostrando que o valor dos Kits fotovoltaicos tiveram um aumento no último ano, devido a quebra da tendência, dada ao aumento de 16,82% nos valores dos módulos. Já o valor de integração diminuiu em mais de 50%, pois aumentou a eficiência e os preços ficaram mais compatíveis com o mercado. Para o consumidor final, o preço do sistema ao todo continua caindo, devido a absorção maior dos integradores ao aumento do preço dos Kits. A (Figura 27) ilustra a queda do preço do sistema fotovoltaico em um período de 2 anos, para uma futura instalação residencial na ordem de 8 kWp (GREENER, 2018a).

**Figura 27:** Estimativa do preço do Sistema Fotovoltaico Residencial.



Fonte: (GREENER, 2018a)

## 6.2 IDENTIFICAÇÃO DE UM PROJETO FOTOVOLTAICO NA CIDADE DE CORNÉLIO PROCÓPIO

Com dados colhidos no site da ANEEL, em janeiro de 2018, onde é possível ver detalhadamente o quantitativo por distribuidora, a COPEL conta com 11.819,76 kW de potência em unidades consumidoras com geração distribuída. Ao todo são 1.396 usinas, sendo 1.383 com fonte solar, 99,07% do total. Existem no total 989 usinas residenciais, 70,85% do total de usinas, caracterizando a predominância da geração fotovoltaica nos consumidores residenciais no estado do Paraná. Cornélio Procópio já contabiliza 4 usinas geradoras de energia elétrica de fonte solar, todas do grupo B1 (Atendimento Residencial), no montante total de 13,6 kW instalados na cidade (ANEEL, 2018).

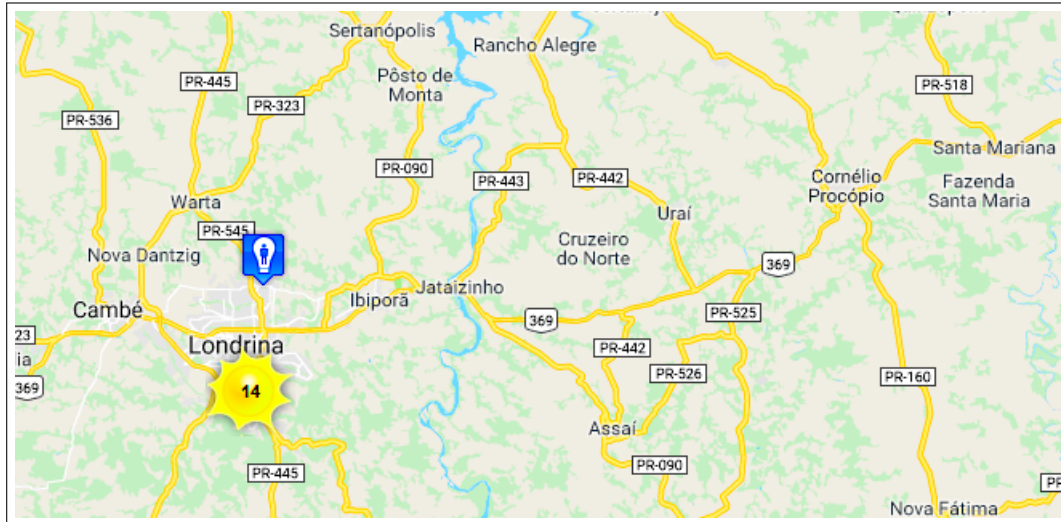
A COPEL em momento algum indica empresas que realizam projetos de instalação fotovoltaica. Porém, em seu site oficial, ela disponibiliza o endereço do América do Sol <sup>1</sup>, que foi criado justamente para auxiliar os empreendedores a conhecerem mais sobre a microgeração fotovoltaica, encontrando estudos, simulações de viabilidade, como também o mapa das mais de 900 empresas cadastradas no portal. A região de Curitiba é a que possui a maior quantidade de fornecedores no estado do Paraná, e devido o mercado lá estar mais competitivo, poderá resultar em vantagens no preço final para o consumidor, que deverá sempre escolher o melhor custo benefício no orçamento. Para Cornélio Procópio, a maioria dos fornecedores próximos estão na região de Londrina, que está aproximadamente 68 Km de distância, e podem ser encontradas por esse portal que, através de uma busca pela localidade, mostra as empresas que ali atuam. A (Figura 28) ilustra a busca por empresas na região de Londrina, mostrando que existem, até o momento, 14 empresas atuando na região.

---

1

O América do Sol é uma iniciativa do Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina (IDEAL) com o apoio da Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável, por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH e do KfW banco de fomento alemão, e do Grupo Fotovoltaica da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) (SCHEIDT, P.; BRAUN, A., 2018).

**Figura 28:** Mapa de Fornecedores de Energia Solar.



Fonte: (AMÉRICA, 2018)

Após a identificação das empresas, é possível visualizar os dados como a experiência no mercado, quantidade de projetos FV desenvolvidos, quantidade de projetos em operação, capacidade já instalada, endereço físico e eletrônico, como também os serviços prestados por ela. A (Figura 29) ilustra como o consumidor terá acesso a esses dados através do portal América do Sol, que poderá ser acessado pelo endereço: <http://www.americadosol.org/fornecedores/>.

**Figura 29:** Dados relatados pela empresa em relação a sua experiência no Mercado Fotovoltaico.

<b>EMPRESA</b>			
<b>Contato comercial</b>		<b>Experiência no Brasil</b>	
<b>Endereço eletrônico</b>		8 anos de Experiência	
<b>Endereço de e-mail</b>		7 Projetos FV Desenvolvidos	
<b>Contato Telefônico</b>		1 Sistema FV em operação	
<b>Endereço Físico</b>		1 kWp Instalado	
<b>Serviços e Produtos</b>		<b>Setores de atuação</b>	
<input checked="" type="checkbox"/> Instalador	<input checked="" type="checkbox"/> Estruturas	<input checked="" type="checkbox"/> Residencial	<input checked="" type="checkbox"/> Comercial
<input checked="" type="checkbox"/> Projetista	<input checked="" type="checkbox"/> Inversores	<input checked="" type="checkbox"/> Industrial	<input checked="" type="checkbox"/> Usina em solo
<input checked="" type="checkbox"/> Integrador	<input checked="" type="checkbox"/> Módulos FV	<input checked="" type="checkbox"/> Sistemas Isolados(offgrid)	
<input checked="" type="checkbox"/> Cursos de Capacitação			
<small>Todas as informações fornecidas são de responsabilidade da empresa.</small>			

Fonte: (AMÉRICA, 2018)



A partir do site de uma empresa fornecedora, foi possível localizar um dos projetos, implantados em Cornélio Procópio, realizada por uma empresa local não cadastrada no América do Sol. A partir de dados das fichas do fabricante, também foram identificadas algumas informações técnicas. A instalação constitui em um sistema com 1,62 kWp instalados em telhados cerâmicos, apoiados em estruturas de alumínio, conforme a (Figura 30). Os equipamentos contém as seguintes características (TECNOGER, 2017):

- **Arranjo de 6 painéis, cada um apresentando:**

Potência máxima: 270Wp.

Tolerância: 0% a +5%.

(Vca): 37,9V; (Vmp): 30,8V; (Imp): 8,75A.

Tensão máxima do sistema: 1 kV.

Célula de Silício Policristalino.

Moldura de alumínio com dimensões: 1650 x 992 x 40 (mm), e peso: 18,2 kg.

- **Um inversor com as seguintes características:**

Potência nominal de saída: 2 kW.

Tensão nominal de saída CA: MONOFÁSICO 220V (Fase+Fase ou Fase+Neutro - Faixa de operação: 176V-242V).

Corrente nominal de saída: 9 A.

Frequência nominal de saída: 60Hz (Faixa de operação: 57,5Hz 62Hz).

Fator de Potencia: 1; Eficiência: 96,6%.

Proteções: Anti-ilhamento; Sobre/sub tensão; Sobre/sub corrente; Sobre/sub frequência; Proteção contra sobrecarga; Religamento Automático; Controle de potência ativa em sobrefrequencia; Proteção contra injeção de componente CC; Proteção contra inversão de polaridade.

- **Caixa de junção String**

Com entrada para até duas strings, uma saída e com chave seccionadora para proteção de sobrecorrente de até 40 kA.

**Figura 30:** Projeto instalado na cidade de Cornélio Procópio.



**Fonte:** (TECNOGER, 2017) Adaptado

Se trata de uma empresa nova na cidade, com apenas 3 projetos executados, sendo 2 na cidade, e 1 em Santa Mariana, vizinha de Cornélio Procópio. Apesar do inversor atender as normas técnicas exigidas pela COPEL, o fabricante fornece apenas 5 anos de garantia.

### 6.3 ESTUDO DE CASO

Como Curitiba é o maior polo de fornecedores do Paraná, uma empresa com sede na cidade, possuindo um projeto em operação a 9 meses, prestou informações a respeito do mesmo. Ela presta serviços e mantém em operação projetos nas cidades no estado do Paraná, São Paulo e Rio de Janeiro e com interesses de realizar projetos na região norte do Paraná. A (Figura 31) mostra a experiência de mercado dessa empresa.

**Figura 31:** Experiência de mercado da Empresa que prestou informações.

<b>Serviços e Produtos</b>		<b>Setores de atuação</b>	
✓ Instalador	✓ Estruturas	✓ Residencial	✓ Comercial
✓ Projetista	✓ Inversores	✗ Industrial	✗ Usina em solo
✓ Integrador	✓ Módulos FV	✗ Sistemas Isolados(offgrid)	
✗ Cursos de Capacitação			
<b>Experiência no Brasil</b>			
2 anos de Experiência			
15 Projetos FV Desenvolvidos			
15 Sistemas FV em operação			
10 kWp Instalados			
<i>Todas as informações fornecidas são de responsabilidade da empresa.</i>			

**Fonte:** (AMÉRICA, 2018)

O projeto relatado pela empresa é na cidade de Curitiba, no bairro Cajuru. Os clientes que lá chegam, são motivados pela economia de energia elétrica. Nesse projeto o preço do Kit fotovoltaico instalado foi de R\$8.500,00, e com um retorno de *payback* estimado em 7,5 anos. Ela relatou que não considerou, no projeto, a taxa de desempenho no local e nem os valores do recurso solar médio. Essas informações não vão de acordo com o projeto elétrico fotovoltaico, pois, como já discutido, no memorial descritivo deve conter o estudo energético do local.

O sistema implantado possui 1,24 kWp de potência instalada, gerando 1400 kWh/ano. Com dados do Sundata foi possível estimar o valor de **4,22** da Irradiação solar diária média mensal [kWh/m<sup>2</sup>.dia] no bairro citado, quando está sob inclinação de 41°N - valor considerado pelo Sundata como "maior mínimo mensal". Já o projeto foi no telhado com inclinação de 45°N, esse valor é bem próximo ao maior mínimo mensal, e pelos dados do Sundata, a inclinação ideal seria de 21°N, quando se obtém a maior média anual.

Como a instalação foi em telhados, não necessitou do projeto ambiental, no qual a COPEL exige em casos que a ocupação física do painel poderá prejudicar o meio-ambiente. O tipo físico da instalação foi parcialmente integrada com a edificação. As estruturas de suporte foram projetadas para resistirem a ventos de até 120 Km/h, ou seja é um bom valor, considerando que Curitiba não possui ventos tão elevados durante o ano. A área ocupada pelo sistema foi 8 m<sup>2</sup>, composto de 4 módulos e 2 microinversores.

Os módulos utilizados no projeto possuem, cada um, 325 W, totalizando dois conjuntos de 650W. A eficiência energética é de 16,78% com garantia de 10 anos no material e mão de obra, e 25 anos de garantia da perda linear de potência. A marca do módulo possui etiqueta do **INMETRO** exigida pela COPEL. Contudo, a empresa não considerou a marca como um diferencial no projeto. Já os 2 microinversores possuem, em cada um, 500 W de potência e tensão de 240 V. O fator de potência é 0,99. Frequência na faixa de 59,3-60,5 Hz, distorção harmônica total inferior a 3%, e eficiência energética de 95,5%. O microinversor é certificado pela norma americana **IEEE 1547**. Possui garantia de 25 anos com suporte técnico no Brasil. A empresa informou que os diferenciais para adquirirem esses inversores são a garantia de 25 anos, a qualidade no atendimento e os serviços prestados.

A tarifa que o consumidor adota é a convencional, e a empresa não prestou orientação para o cliente passar a adotar a branca, ficando a cargo do mesmo buscar informações com a concessionária COPEL. O projeto não contém estudo de proteção SPDA, e na caixa *Stringbox*, a única proteção que contém é o disjuntor de 20A. Já o aterramento do sistema fotovoltaico foi terra-terra, considerando que a residência é atendida em baixa tensão, com conexão bifásica. O responsável pela ART é profissional de Engenharia Elétrica.

Devido a configuração da conexão, o mínimo de energia a ser faturado corresponde ao custo de disponibilidade - 50 kWh/mês. Como a geração é de 1400 kWh/ano, com média de 117 kWh/mês, sempre será maior que o valor mínimo a ser faturado. O consumidor não participa de nenhuma modalidade de compartilhamento de energia, indo de acordo com a pesquisa do GREENER 2018, que mostrou que 88,45% das centrais são com geração na própria unidade consumidora.

A COPEL não precisou ampliar o sistema de distribuição para atender o consumidor, que recebeu o parecer de acesso em 15 dias, no prazo máximo estipulado pela ANEEL. Mostrando que, embora a COPEL esteja cumprindo os prazos, ela está com sobrecarregamento de contratos, como demonstrou na consulta pública 005/2014. Os documentos enviados não necessitaram serem reajustados, dando continuidade ao processo, que com 1 dia a empresa instalou os painéis e, posteriormente, a COPEL realizou vistoria em 4 dias após a conclusão das obras, onde não foi encontrado irregularidades. A COPEL foi responsável pelo custo da troca do medidor de energia elétrica comum pelo bidirecional. Um dia após a vistoria, o sistema já estava conectado na rede elétrica, totalizando 20 dias entre a Solicitação de Acesso até a Conexão à Rede. Esse prazo está muito abaixo do tempo médio da pesquisa da GREENER 2018, que não teve nenhuma empresa onde a quantidade de tempo fosse inferior a 34 dias.

Apesar da empresa não considerar que a ANEEL deva tomar medidas mais firmes em relação à fiscalização da COPEL, e de não sugerir mudanças na regulamentação 482/12 da ANEEL e, também, de não considerar o valor da cobrança do TUSD uma grande dificuldade regulatória, ela alegou que a Regulação do Setor Elétrico ainda é a maior incerteza do setor. Também informou que a COPEL sempre cumpre os prazos, e que ainda não houve problemas com a mesma. E quanto aos passos que o consumidor deve fazer para ser microgerador, ela disse que é simples, apenas ele deverá entrar em contato para que ela realize o projeto, e posteriormente aguarde os prazos estipulados pela COPEL.

## 7 CONCLUSÃO

O trabalho permitiu compreender os passos que um consumidor deve se atentar para a viabilização de uma microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica, não só em Cornélio Procópio, como em todo Paraná. Os passos discutidos levaram em conta os aspectos regulatórios e técnicos. A princípio a pesquisa mostrou, historicamente, como a energia elétrica se desenvolveu no território brasileiro, apontando as principais contribuições e os desafios em cada período governamental. A contextualização histórica permitiu compreender como a tecnologia fotovoltaica se desenvolveu e ganhou espaço no mercado brasileiro e, através das políticas de incentivos e das necessidades de atender o mercado energético atual, houve a criação da normativa 482/12 da ANEEL que, com todas suas alterações, é quem regula o setor fotovoltaico até então.

A resolução 482/12 foi analisada, mostrando todas suas mudanças, como também as regras do sistema de compensação de energia elétrica. Detalhou-se as restrições que os consumidores possuem em seus terrenos na capacidade de geração. Todos os assuntos pertinentes às responsabilidades de segurança e de custos dos empreendimentos, documentações necessárias para a viabilização dos mesmos e os prazos que o acessante e a COPEL precisam cumprir, antes e após as obras, foram discutidos. Além de mostrar as exigências que a COPEL impõe para a utilização da microgeração fotovoltaica, foi levantado um panorama da atual situação da distribuidora, detalhando os dados da quantidade de empreendimentos que ela possui em seu sistema, suas sugestões de melhoria das GD's, como também os impactos técnicos que a mesma ficou sujeita desde então.

Analisou-se cada componente utilizado nessa geração, mostrando as suas principais características, suas certificações de produto mínimas necessárias e os critérios a serem observados para a busca de um melhor equipamento, além de todas as informações necessárias que necessitam conter no projeto elétrico fotovoltaico. Toda essa metodologia também considerou o recurso solar do ambiente, que pode ser estimado por várias fontes de dados disponíveis para o consumidor e, em Cornélio Procópio, foram mostrados os principais parâmetros desse recurso. Visando, também, a economia de energia, levantou-se as características do consumo residencial

*versus* geração solar. Esse passo foi importante para indicar as horas do dia em que é melhor consumir da COPEL ou do seu próprio sistema, tanto na adoção da tarifa branca como para a convencional.

O trabalho também identificou as características do mercado fotovoltaico atual, levantando dados de empresas em todo o Brasil frente a resolução 482/12. Mostrou-se as dificuldades do setor, as preferências de produtos, o tempo médio que os trâmites regulatórios levam desde o parecer de acesso até a conexão com a rede, além do valor médio que o acessante irá arcar com o Kit fotovoltaico. Além disso, indicou-se como o consumidor pode ter acesso a essas empresas. Foi indentificado um projeto em operação na cidade de Cornélio Procópio. Por fim, um pequeno estudo de caso foi realizado envolvendo uma instalação fotovoltaica na cidade de Curitiba, abordando os detalhes técnicos do projeto, os prazos que foram praticados e a opinião da empresa frente a resolução 482/12.

O estudo contribuiu para todos os consumidores do Paraná, que mesmo podendo ser leigos no assunto, poderão compreender a metodologia aplicada em uma instalação fotovoltaica. O consumidor poderá utilizar o trabalho para comparar se a empresa contratada está indo de acordo com as normativas. O trabalho indica, também, os principais parâmetros a serem considerados na escolha dos equipamentos, guiando o consumidor a buscar, além do melhor custo-benefício dos produtos, os inversores que oferecem uma garantia estendida e suporte técnico no Brasil. A pesquisa buscou aproximar mais o consumidor às empresas, sendo um intermédio entre os dois.

Contudo, a pesquisa foi limitada à informações disponibilizadas em sites, pois a COPEL é muito burocrática quanto a compartilhar informações externas. Devido aos prazos de conclusão do trabalho, não conseguiu-se obter informações em campo, até mesmo o estudo de caso foi creditado baseando-se nas informações que a empresa informou, não sendo possível a visita ao local.

Porém, o trabalho gerou outras linhas de pesquisa que serão elencadas a seguir:

- Análise financeira para a implantação de um sistema fotovoltaico residencial na cidade de Cornélio Procópio.
- Análise comparativa dos inversores disponíveis no mercado, para aplicação em residências com microgeração fotovoltaica.
- Comparação entre a aplicação da normativa 482/12 da ANEEL no estado do Paraná com o restante do Brasil.

- Estudo sobre a implantação de dispositivos para armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Por fim, é de se considerar que a microgeração fotovoltaica é um grande investimento. O projeto deve ser muito bem analisado e avaliado. Pois, por possuir um custo alto, um projeto mal executado causará danos não só ao consumidor, como também a distribuidora e todos os outros que fazem usufruto da energia elétrica compartilhada. Os estudos estão avançando cada vez mais, embora ainda necessite que a população tenha mais conhecimento dessa tecnologia e seus benefícios. Isso é necessário a fim de tornar o mercado fotovoltaico mais competitivo, e assim, reduzir cada vez mais os custos.

## REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, B. F. Mundo Educação. **O Efeito Fotoelétrico**. 2016. Disponível em: <<http://http://mundoeducacao.bol.uol.com.br/fisica/o-efeito-fotoeletrico.htm>>. Acesso em: 04/05/2018.
- ALVES, G. H. Estudo sobre a utilização de energia solar no brasil para uso residencial. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2014.
- AMÉRICA, América do Sol - Fornecedores. 2017. Disponível em: <<http://www.americadosol.org/fornecedores/>>. Acesso em: 27/01/2018.
- ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc**, 2014.
- ANEEL, Resolução Normativa 482. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**, v. 17, 2012.
- ANEEL, Geração Distribuída **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**, 2018. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Distribuidora.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp)>. Acesso em: 15/01/2018.
- BAER, W.; MCDONALD, C. Um retorno ao passado? a privatização de empresas de serviços públicos no brasil: o caso do setor de energia elétrica. **Planejamento e Políticas Públicas**, n. 16, 2009.
- BARROS, H. A. Anteprojeto de um sistema fotovoltaico de 12 kWp conectado à rede. **UFRJ, Rio de Janeiro**, 2014.
- BASTOS, P. P. Z. et al. A construção do nacional-desenvolvimentismo de getúlio vargas e a dinâmica de interação entre estado e mercado nos setores de base. **Revista Economia**, v. 7, n. 4, p. 239–275, 2006.
- BERMANN, C. Crise ambiental e as energias renováveis. **Ciência e Cultura**, Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência, v. 60, n. 3, p. 20–29, 2008.
- BRANDÃO, R. F. M. Centrais fotovoltaicas para a microprodução. **Neutro à Terra**, Instituto Politécnico do Porto. Instituto Superior de Engenharia do Porto. Área de Máquinas e Instalações Eléctricas. Departamento de Engenharia Electrotécnica, p. 33–39, 2009.
- BRASÍLIA, ANEEL. **Consulta Pública 005/2014**. 2012a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacpes/consultapublica/documentos/NT086-ANEXO.pdf>>. Acesso em: 15/01/2018.
- BRASÍLIA, ANEEL. **Resolução nº 786**. 2012b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Acesso em: 16/01/2018.



BRASÍLIA, ANEEL. **Resolução nº 482**. 2012c. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482>>. Acesso em: 15/01/2018.

CABELLO, A. F.; POMPERMAYER, F. M. Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica: atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 2013.

CALLAI, L.; BERNARDON, D.; ABAIDE, A. Impacto da microgeração e da tarifa branca nos sistemas de baixa tensão. **O Setor Elétrico, Edição**, v. 99, p. 106–117, 2014.

CARNEIRO, J. A. Módulos fotovoltaicos: Características e associações. **Monografia**, 2010.

CASTRO, R. M. Introdução à energia fotovoltaica. **DEEC/Secção de Energia, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa**, 2007.

CATAPAN, E. A. et al. A privatização do setor elétrico brasileiro: os reflexos na rentabilidade e solvência das empresas distribuidoras de energia. Florianópolis, SC, 2005.

COPEL. Companhia Paranaense de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2018. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/acopel/>>. Acesso em: 28/04/2018.

CRESESB. Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito **Potencial Solar - SunData v 3.0**. 2018. Disponível em: <<http://cresebs.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 17/04/2018.

CZYZESKI, V. C. S. Estudo de viabilidade técnica da conexão de um sistema solar fotovoltaico em média tensão. 2017.

DIAS, M. V. X.; BORTONI, E. d. C.; HADDAD, J. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. In: SOCIEDADE BRASILEIRA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASÍLIA. **CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO**. [S.l.], v. 5, 2006.

ENERGIA, C.-C. P. de. **NTC 905200: Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da COPEL**. [S.l.]: Paraná, 2014.

ENERGIA, S. **Hangout Greenpeace Brasil e Daniel Vieira - Resolução 482 ANEEL**. 2016. Disponível em: <<http://www.youtube.com/watch?v=ESUKRaF5HuEt=1155s>>. Acesso em: 15/01/2018.

FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. d. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. In: **II Simposio de estudos e pesquisas em ciencias ambientais na Amazonia**. [S.l.: s.n.], 2013.

GALL, N. Apagão na política energética. **Braudel Papers**, v. 32, 2002.

GOMES, A. C. S. et al. O setor elétrico. **SÃO PAULO, Elizabeth Maria De; KALACHE FILHO, Jorge (Org.). Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social**, v. 50, 2002.

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, SciELO Brasil, v. 43, n. 2, p. 295–322, 2009.

GOMES, V. J. F. O meio ambiente e o risco de apagão no Brasil. **II SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL**, 2007.

GONCHOROVSKI, G. J. Análise de viabilidade técnica e financeira para implantação de microgeração fotovoltaica em edificação comercial, com sistema conectado à rede de distribuição. 2016.

GREENER. Greener Energia Sustentáveis. **Energia Solar: O 10 maiores erros em projetos fotovoltaicos**. 2017. Disponível em: <<http://greener.greener.com.br/10-maiores-erros-em-projetos-fotovoltaicos>>. Acesso em: 26/04/2018.

GREENER. Greener Energia Sustentáveis. **Estudo Estratégico — Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 1º Semestre/2018**. 2018a. Disponível em: <<http://greener.greener.com.br/10-maiores-erros-em-projetos-fotovoltaicos>>. Acesso em: 26/04/2018.

GREENER. Greener Energia Sustentáveis. **Estudo Estratégico — Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 2º Semestre/2017**. 2018b. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/analise-estrategica-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-2o-semester2017/>>. Acesso em: 26/04/2018.

INMETRO. Instituto Nacional De Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Tabela de eficiência energética - Sistema de Energia Fotovoltaica - Módulos - Edição 2017**. 2017a. Disponível em: <[http://inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela\\_fotovoltaico\\_modulo.pdf](http://inmetro.gov.br/consumidor/pbe/tabela_fotovoltaico_modulo.pdf)>. Acesso em: 25/04/2018.

INMETRO. Instituto Nacional De Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Tabelas de Consumo / Eficiência Energética - Componentes Fotovoltaicos - Inversores Conectados à Rede (On Grid)** 2017b. Disponível em: <[http://inmetro.gov.br/consumidor/pbe/componentes\\_fotovoltaicos\\_Inversores\\_On-Grid.pdf](http://inmetro.gov.br/consumidor/pbe/componentes_fotovoltaicos_Inversores_On-Grid.pdf)>. Acesso em: 25/04/2018.

LIMA, C. et al. Sistema de gerenciamento de planta virtual de geração. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, p. 1–6, 2010.

MACHADO, C. T., MIRANDA, F. S. Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão. **Revista Virtual de Química**, v. 7, n. 1, p. 126–143, 2014.

MARTINS, J. A. Curvas características das células fotovoltaicas. 2015. Disponível em: <<http://alagador.tripod.com/4.htm>>. Acesso em: 26/04/2018.

MELO, F. C. et al. Projeto e análise de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão em conformidade com a resolução normativa 482 da ANEEL. Universidade Federal de Uberlândia, 2014.

MENDES, C, G, T. **Metodologia para projeto de microgeração fotovoltaica**. Tese (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2015.

MOCELIN, A. R. **Implantação e gestão de sistemas fotovoltaicos domiciliares: resultados operacionais de um projeto piloto de aplicação da resolução ANEEL nº 83/2004**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2007.

NASCIMENTO, C. A. do. **princípio de funcionamento da célula fotovoltaica**. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Lavras, 2004.

NETO, P.; CARVALHO, A. F. de. **Qualificação e etiquetagem de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2012.

RAHDE, E. S. B. Modelagem da curva de carga das faixas de consumo de energia elétrica residencial a partir da aplicação de um programa de gerenciamento de energia pelo lado da demanda. **CEP**, v. 90, p. 900, 2000.

RAMPINELLI, G. A.; KRENZINHER, A.; ROMERO, F. C. Descrição e análise de inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. **RECEN-Revista Ciências Exatas e Naturais**, v. 15, n. 1, p. 25–50, 2014.

RAUSCHMAYER, H.; GALDINO, M. A. Os impactos da regulamentação ANEEL/482 e da legislação tributária no retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. In: **V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, PE**. [S.l.: s.n.], 2014.

SANTANA, L. BlueSol Energia Solar. **Resolução 482 ANEEL: 3 principais Pontos Comentados**. 2017. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/resolucao-482-da-aneel-guia-completo>>. Acesso em: 17/01/2018.

SANTIAGO, L. H. P. Resolução normativa nº 414/2010: Aspectos e mudanças sobre a regulamentação do fornecimento de energia elétrica. 2011.

SCHEIDT, P.; BRAUN, A. América do Sol - Quem Somos. 2018. Disponível em: <<http://americadosol.org/quem-somos/toggle-id-1>>. Acesso em: 04/05/2018.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. d.; CAMARGO, I. d. T. Comparação do custo entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais. In: **Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (V CBPE). Brasília**. [S.l.: s.n.], 2006.

SILVA, R. M. d. Energia solar no brasil: dos incentivos ao desafios. Brasília: Senado Federal, Consultoria Legislativa, 2015.

TECNOGER, Energia Solar. **PROJETO SOLAR - 02**. 2017. Disponível em: <<http://tecnoger.com.br/projeto/projeto-solar-02/>>. Acesso em: 27/04/2018.

TIEPOLO, G.; JR, J. U.; JR, O. C. Inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica do estado do paraná: análise do potencial produtivo. In: **XXX International Sodebras Congress. Revista SODEBRAS**. [S.l.: s.n.], 2013.

VARELLA, F.; CAVALIERO, C. K. N.; SILVA, E. Energia solar fotovoltaica no brasil: Incentivos regulatórios. **Revista Brasileira de Energia**, v. 14, n. 1, p. 9–22, 2008.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. [S.l.]: Oficina de Textos - Coleção de aplicações da energia solar fotovoltaica, 2016.