



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

JOÃO THÉRCIO SAMPAIO MAGALHÃES

**ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO A REDE DE MÉDIA TENSÃO PARA UM CONSUMIDOR EM
FORTALEZA - CE**

FORTALEZA

2017

JOÃO THÉRCIO SAMPAIO MAGALHÃES

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO A REDE DE MÉDIA TENSÃO PARA UM CONSUMIDOR EM
FORTALEZA - CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Ana Fabíola Leite Almeida.

FORTALEZA

2017

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- M166e Magalhães, João Thércio Sampaio.
Estudo de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado a rede de média tensão para um consumidor em Fortaleza - Ce / João Thércio Sampaio Magalhães. – 2017.
56 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias e Meio Ambiente, Fortaleza, 2017. Orientação: Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida.
1. Energia solar. 2. Dimensionamento fotovoltaico. 3. Investimento em geração distribuída. I. Título.

CDD 621.042

JOÃO THÉRCIO SAMPAIO MAGALHÃES

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO A REDE DE MÉDIA TENSÃO PARA UM CONSUMIDOR EM
FORTALEZA - CE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro de Energias Renováveis.

Orientador: Prof^ª. Dr^ª. Ana Fabíola Leite Almeida.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof^ª. Dr^ª. Ana Fabíola Leite Almeida (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof^ª. Dr^ª. Carla Freitas de Andrade
Universidade Federal do Ceará (UFC)

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, João Edson Magalhães e Adriana Leite Sampaio Magalhães, que me deram as condições necessárias para realizar esse sonho.

Aos meus irmãos, Adrison Magalhães, Agnes Magalhães, Tennessee Magalhães, Giordano Magalhães e Jéssica Magalhães, que sempre me apoiaram.

À Prof.^a Dr.^a Ana Fabíola Leite Almeida, pela excelente orientação.

Aos professores participantes da banca examinadora Francisco Nivaldo Aguiar e Carla Freitas de Andrade pelo tempo, pelas valiosas colaborações e sugestões.

Aos professores William Barcelos, Nivaldo Aguiar, Carla Freitas e Francisco Ilson pelo excelente trabalho prestado ao Curso de Engenharia de Energias Renováveis.

À Mariana Rios por todo o apoio durante as etapas mais difíceis da minha graduação e por ter me encorajado a continuar nas vezes em que pensei em desistir.

RESUMO

A crise energética nacional vem causando constantes aumentos bastante superiores a inflação nos preços das tarifas de energia elétrica. Devido ao elevado custo da energia elétrica e à regulamentação completa dos sistemas de geração conectados a rede de distribuição, os sistemas fotovoltaicos estão se tornando alternativas viáveis aos pequenos e médios consumidores. Este trabalho apresenta uma análise técnica de um dimensionamento fotovoltaico para um cliente específico com características bastante comuns na região e visa também investigar a viabilidade financeira para justificar o investimento do cliente e outros consumidores. O dimensionamento do sistema fotovoltaico é feito baseado na Resolução Normativa nº 482 de 2012 e na Resolução Normativa nº 687 de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O estudo da viabilidade financeira é feito levando-se em consideração o tempo de retorno (Payback), taxa interna de retorno (TIR) e valor presente líquido (VPL). A partir dos parâmetros obtidos na análise financeira, o investimento em geração de energia elétrica por um sistema fotovoltaico se mostrou viável e vantajoso ao cliente em estudo.

Palavras-chave: Energia solar. Dimensionamento fotovoltaico. Investimento em geração distribuída.

ABSTRACT

The national energy crisis has been causing constant increases above the inflation in the prices of electricity tariffs. Due to the high cost of electricity and the complete regulation of grid-connected generation systems, photovoltaic systems are becoming viable alternatives for small and medium-sized consumers. This work presents a technical analysis of a photovoltaic system for a specific client with characteristics very common in the region and also aims to investigate the financial viability to justify the investment of the client and other consumers. The design of the photovoltaic system is based on Normative Resolution No. 482 of 2012 and Normative Resolution No. 687 of 2015 of the National Agency of Electric Energy (ANEEL). The study of financial viability is done taking into account the payback time, internal rate of return (IRR) and net present value (NPV). From the parameters obtained in the financial analysis, the investment in electric power generation by a photovoltaic system proved feasible and advantageous to the specific client.

Keywords: Solar energy. Photovoltaic design. Investment in distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Estrutura de montagem de um módulo fotovoltaico.....	17
Figura 2 – Placa de circuitos do inversor Aurora de 2,5 kW monofásico.....	20
Figura 3 – Estruturas de fixação para telhados cerâmicos de diferentes de fabricantes.....	21
Figura 4 – Quadro de proteção com disjuntor termomagnético e disjuntor diferencial residual.....	22
Figura 5 – Quadro de proteção com disjuntor termomagnético e dispositivo de proteção contra surtos.....	24
Figura 6 – Isenção de ICMS para Energia Solar.....	26
Figura 7 – Sistema de compensação de energia elétrica.....	29
Figura 8 – Representação gráfica de Horas de Sol Pleno.....	32

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Curva característica de um módulo fotovoltaico.....	18
Gráfico 2 – Curva característica de módulos fotovoltaicos conectados em série.....	19
Gráfico 3 – Curva característica de módulos fotovoltaicos conectados em paralelo.....	19
Gráfico 4 – Energia produzida pelo sistema fotovoltaico de 119,77 kWp.....	41
Gráfico 5 – Potência do gerador sendo limitada pelo inversor solar.....	44
Gráfico 6 – Balanço de caixa descontado e tempo de retorno.....	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Proteções exigidas em sistemas de mini e microgeração.....	23
Tabela 2 – Subgrupos do grupo B.....	27
Tabela 3 – Subgrupos do grupo A.....	28
Tabela 4 – Tensão de alimentação de acordo com a potência instalada.....	28
Tabela 5 – Horas de Sol Pleno na cidade de Fortaleza, Ceará.....	32
Tabela 6 – Características elétricas do inversor de potência ABB TRIO – 50 TL.....	37
Tabela 7 – Eficiência global do sistema.....	38
Tabela 8 – Dados de consumo retirados da conta de energia do contratante.....	38
Tabela 9 – Cálculo da energia produzida pelo sistema fotovoltaico de 119,77 kWp.....	41
Tabela 10 – Folha de dados dos módulos fotovoltaicos Sun Edison.....	43
Tabela 11 – Folha de dados do inversor SMA 25000TL similar ao ST025 da WEG.....	46
Tabela 12 – Tabela de preços de um sistema fotovoltaico instalado.....	48
Tabela 13 – Conjunto gerador fotovoltaico selecionado.....	49
Tabela 14 – Aumento estimado das tarifas de ponta e fora ponta.....	50
Tabela 15 – Fluxo de caixa descontado e economia total.....	52
Tabela 16 – Balanço de caixa descontado e tempo de retorno.....	54
Tabela 17 – Visão geral do sistema fotovoltaico.....	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BIG	Banco de Informações de Geração
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
DR	Disjuntor Diferencial Residual
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira Regulamentar
NT	Norma Técnica
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN 482	Resolução Normativa nº 482
REN 687	Resolução Normativa nº 687
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
TD	Taxa de Desempenho
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido
WEG	Werner, Eggon e Geraldo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
2	MOTIVAÇÃO	15
3	OBJETIVOS	16
3.1	Objetivo geral	16
3.2	Objetivos específicos	16
4	REFERENCIAL TEÓRICO	17
4.1	Sistemas fotovoltaicos conectados a rede de distribuição	17
4.1.1	Módulo Fotovoltaico.....	17
4.1.1.1	Curva característica de um módulo fotovoltaico.....	18
4.1.1.2	Associações em série e paralelo.....	19
4.1.2	Inversor comutado pela rede.....	20
4.1.3	Estruturas de fixação.....	21
4.1.4	Quadro de proteção.....	22
4.1.4.1	Disjuntor termomagnético.....	22
4.1.4.2	Disjuntor diferencial residual (DR).....	23
4.1.4.3	Dispositivo de proteção contra surtos (DPS).....	24
4.2	Regulamentação de mini e microgeração	25
4.2.1	Resolução normativa nº 482 de 2012 e nº 687 de 2015 da ANEEL.....	27
4.2.2	Medidor bidirecional.....	28
4.2.3	Sistema de compensação e créditos de energia.....	29
4.2.4	Compensação de créditos de energia entre diferentes postos tarifários.....	30
5	METODOLOGIA: DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	31
5.1	Dados de irradiação solar de Fortaleza, Ceará	31
5.2	Perdas estimadas no sistema fotovoltaico	33
5.2.1	Eficiência do painel solar.....	33
5.2.2	Acúmulo de sujeira sobre os painéis.....	34
5.2.3	Queda de tensão em corrente contínua e em corrente alternada.....	34
5.2.4	Eficiência do inversor.....	36
5.2.5	Eficiência global do sistema.....	38
5.3	Necessidade de energia do contratante	38

5.4	Potência do sistema fotovoltaico.....	40
5.4.1	Quantidade de módulos fotovoltaicos.....	42
5.4.2	Potência total de inversores.....	44
6	RESULTADOS: ANÁLISE ECONÔMICA DO INVESTIMENTO.....	47
6.1	Considerações para cálculo.....	47
6.1.1	Preço do sistema instalado.....	48
6.1.2	Aumento da tarifa energética.....	49
6.1.3	Taxa mínima de atratividade financeira (TMA).....	51
6.2	Valor presente líquido (VPL).....	51
6.3	Taxa interna de retorno (TIR).....	53
6.4	Tempo de retorno (Payback descontado).....	53
7	CONCLUSÃO.....	56
7.1	Sugestão para trabalhos futuros.....	57
	REFERÊNCIAS.....	58

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica ocupa atualmente um papel importantíssimo à vida humana. Desde o condicionamento de alimentos, transporte e iluminação até serviços mais básicos como fornecimento de água há o envolvimento direto ou indireto de energia elétrica. Segundo a ANEEL (2016), a demanda de energia elétrica mundial é cada vez maior devido ao aumento populacional e os combustíveis fósseis, altamente poluidores, estão cada vez menos competitivos em relação a fontes de energia renováveis.

Aliado ao fator financeiro, há a crescente preocupação com as mudanças climáticas e danos ambientais causados por uso intenso de fontes poluidoras na geração de energia elétrica e em veículos de transporte. Por esse motivo, diversos países têm adotado estratégias para incentivar a utilização de fontes renováveis e não poluidoras de energia. Entre elas, a energia fotovoltaica vem se destacando bastante. No Brasil, embora de forma mais lenta em relação a outros países, está criando políticas de incentivo ao uso de energia renováveis.

Em abril de 2012 surgiu a regulamentação de sistemas de geração distribuída, a Resolução Normativa nº 482/2012 (REN 482) e o sistema de compensação que permite que o excedente de energia gerado seja injetado na rede da concessionária gerando créditos de energia. Esses créditos podem ser utilizados em momentos em que o consumo seja maior que a geração do sistema. Tornou-se possível a instalação de geradores conectados a rede de distribuição, eliminando assim a utilização de baterias ou outras formas de armazenamento. A REN 482 foi um grande salto para a geração distribuída e o uso de fontes alternativas como eólica, solar e pequenas hidrelétricas.

A energia solar fotovoltaica vem se tornando bastante competitiva como solução para geração distribuída devido aos incentivos governamentais e também devido a queda rápida dos custos de fabricação dos equipamentos utilizados e especialização das empresas envolvidas. A ANEEL afirma que os preços para o consumidor final diminuíram em média 12% somente no período de junho de 2016 a maio de 2017.

A diminuição dos preços de um sistema fotovoltaico aliado ao aumento significativo das tarifas de energia causou uma crescente procura por investimentos em sistemas próprios de geração. Somente durante o ano de 2015 houve um crescimento de 341% na quantidade de sistemas instalados (ANEEL, 2016). Com base nos dados citados, este trabalho visa analisar a viabilidade financeira da instalação de um sistema fotovoltaico conectado a rede de distribuição da concessionária.

2 MOTIVAÇÃO

O Brasil está enfrentando uma crise energética devido ao baixo número de investimentos em geração de energia e ao período de poucas chuvas. Segundo a ANEEL, a matriz energética brasileira é composta em 61,41% por geração hidrelétrica (Banco de Informações de Geração, 2016). O segundo lugar é ocupado pelas termoelétricas com 28,01% de participação na matriz energética brasileira. Logo, em períodos de baixos índices pluviométricos ocorrem a redução na geração de energia e as termoelétricas, que geralmente produzem energia mais cara, são obrigadas a entrar em funcionamento. Causa principal das temidas bandeiras vermelhas para o consumidor.

Nesse contexto, a energia solar se apresenta como uma alternativa inovadora que pode contribuir bastante com a diversificação e aumento da matriz energética brasileira. Assim, o Brasil se torna um país menos dependente dos recursos hídricos e de importação de petróleo estrangeiro. Este trabalho visa esclarecer as possibilidades de instalação de um sistema fotovoltaico e a viabilidade financeira de um investimento em geração própria de energia.

3 OBJETIVOS

3.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo apresentar o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma unidade consumidora em Fortaleza, Ceará, de média tensão e sua viabilidade financeira.

3.2 Objetivos Específicos

- Identificar os componentes de um sistema fotovoltaico conectado a rede.
- Dimensionar um sistema fotovoltaico baseado nas normas regulamentadoras REN 482/2012 e REN 687/2015 para um consumidor específico.
- Analisar, do ponto de vista financeiro, a viabilidade do investimento.

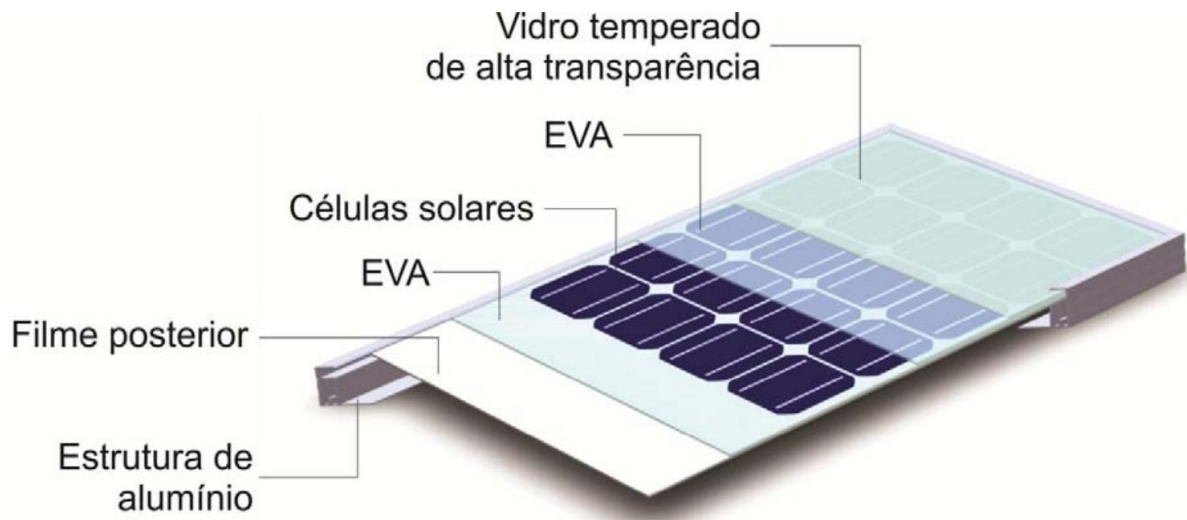
4 REFERENCIAL TEÓRICO

4.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a rede de distribuição

4.1.1 Módulo fotovoltaico

Segundo a norma NBR 10899, um módulo é composto por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas como mostrado na Figura 1, para gerar energia elétrica. Os modelos mais comuns encontrados no mercado são os de 60 células ligadas em série. Geralmente têm garantias de dez anos contra defeitos de fabricação e vinte e cinco anos de rendimento mínimo de 80%. Atualmente, algumas empresas pioneiras já oferecem garantias de rendimento mínimo de 82,5% em vinte e cinco anos. Segundo o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO, 2011), os módulos comercializados no Brasil devem seguir uma série de exigências de resistência a intempéries e fidelidade aos parâmetros elétricos indicados pelo fabricante.

Figura 1 – Estrutura de montagem de um módulo fotovoltaico.

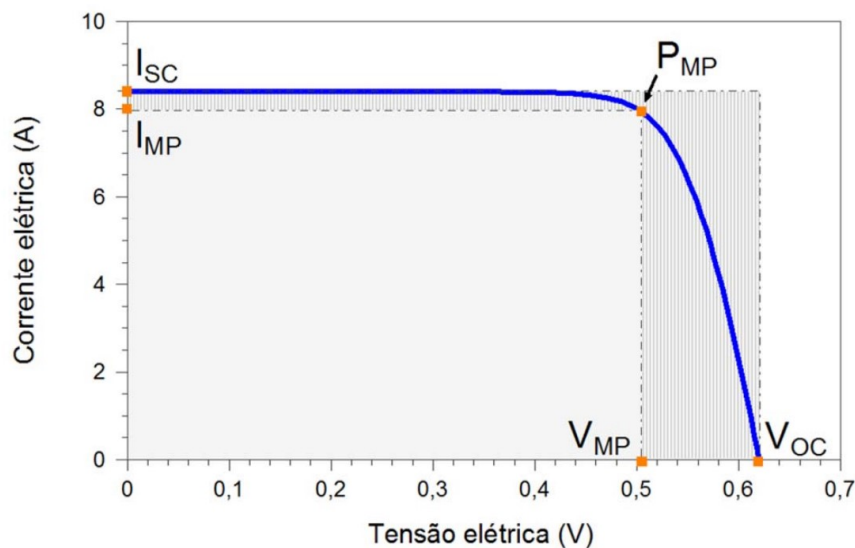


Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014).

4.1.1.1 Parâmetros elétricos de um módulo fotovoltaico

Segundo a norma IEC 61215, a curva I-V deve ser medida em condições-padrão de ensaio: irradiância de 1000 W/m^2 , espectro solar AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C . Ela é a curva mais utilizada para caracterizar um módulo fotovoltaico. O Gráfico 1 mostra a curva característica de um módulo fotovoltaico e seus principais parâmetros elétricos.

Gráfico 1 – Curva característica de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014).

As características elétricas essenciais informadas pelo fabricante necessárias para um projeto fotovoltaico e testes de comissionamento são:

Corrente de curto-circuito (I_{SC}): representa a máxima corrente que pode ser obtida do módulo fotovoltaico. Ocorre quando a resistência da carga do módulo tende a zero.

Tensão de circuito aberto (V_{OC}): é o valor máximo de tensão sem presença de carga ou carga com resistência muito alta a ponto de impedir a passagem de corrente elétrica.

Tensão de máxima potência (V_{MP}): é a tensão referente ao ponto de máxima geração de energia do painel.

Corrente de máxima potência (I_{MP}): é a corrente referente ao ponto de máxima geração de energia do painel.

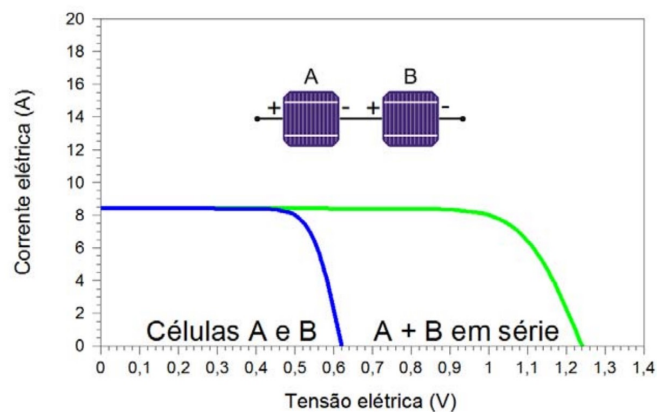
Potência Nominal (P_{MP}): é o valor de máxima potência que o módulo fotovoltaico pode fornecer em condições padrão de ensaio. É o produto entre a tensão de máxima potência (V_{MP}) e a corrente de máxima potência (I_{MP}).

4.1.1.2 Associações em série e em paralelo

A associação de módulos fotovoltaicos permite aumentar a potência disponível as cargas conectadas (PINHO e GALDINO, 2014). Há dois tipos básicos de associação:

Em série: ocorre quando o polo positivo de um módulo fotovoltaico se conecta ao polo negativo de outro módulo e assim por diante. Nesse caso, há o aumento da tensão equivalente do conjunto de módulos como indicado no Gráfico 2. A corrente do conjunto não se altera.

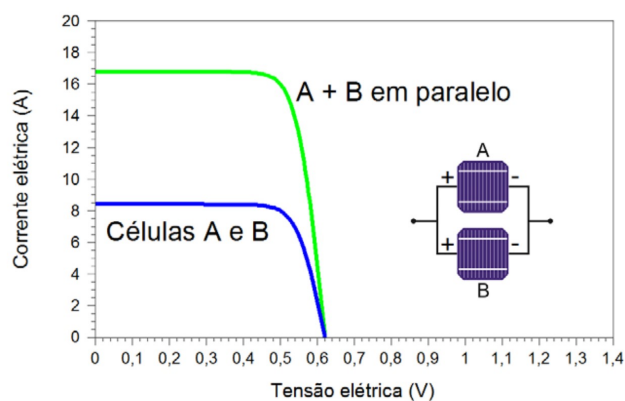
Gráfico 2 – Curva característica de módulos fotovoltaicos conectados em série.



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014).

Em paralelo: ocorre quando o polo positivo de um módulo fotovoltaico se conecta ao polo positivo de outro módulo e assim por diante. Da mesma forma ocorre com os polos negativos. Nesse caso, há o aumento da capacidade de fornecer corrente elétrica pelos módulos elétricos como indicado no Gráfico 3. A tensão do conjunto não se altera.

Gráfico 3 – Curva característica de módulos fotovoltaicos conectados em paralelo.



Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014).

4.1.2 Inversor comutado pela rede

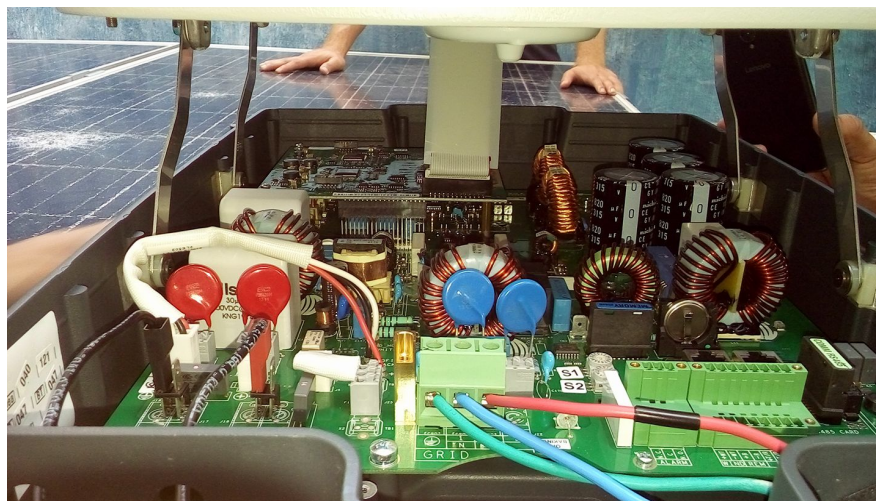
O inversor de frequência é o responsável por transformar a corrente contínua gerada pelos painéis fotovoltaicos em corrente alternada utilizada pelos consumidores ligados a rede de distribuição. Há vários requisitos de segurança e de qualidade de entrega de energia para que o inversor possa ser conectado a rede da concessionária. Deve-se assegurar que o inversor tenha registro no INMETRO e que segue as normas de desconexão em casos de variação de tensão, variação de frequência acima dos parâmetros exigidos pela NBR 16149:2003, que trata das características de conexão de inversores com a rede elétrica de distribuição.

O inversor solar possui um sistema de rastreamento no ponto de máxima potência que adapta a resistência de entrada e regula a tensão de funcionamento dos painéis para a maximizar a produção de energia. Recomenda-se que o inversor tenha pelo menos um sistema de rastreamento de máxima potência para cada orientação do telhado.

Para correto dimensionamento do inversor, deve ser observado a tensão de funcionamento em corrente contínua que o inversor suporta. Se a tensão em corrente contínua for muito baixa, o inversor não entrará em funcionamento. Por outro lado, uma tensão muito alta irá danificar os circuitos de rastreamento de máxima potência.

Se o inversor não possuir chave seccionadora como previsto na REN 687, deve-se instalar uma chave seccionadora externa ao inversor entre os painéis fotovoltaicos e a entrada de corrente contínua do inversor. A Figura 2 mostra um inversor de potência com a tampa protetora retirada para manutenção.

Figura 2 – Placa de circuitos do inversor Aurora de 2,5 kW monofásico.



Fonte: acervo pessoal.

4.1.3 Estruturas de fixação

As estruturas de fixação são as responsáveis por sustentar os módulos fotovoltaicos no local indicado para instalação. Os principais requisitos para uma estrutura de fixação são a resistência a corrosão, resistência mecânica e baixo peso específico.

Deve-se levar em consideração também durante a fase de instalação, a distância entre o telhado e os painéis. Quanto menor essa distância, maior a tendência de aumento de temperatura na região das células fotovoltaicas e, por consequência, há a diminuição da tensão e da potência máxima dos painéis fotovoltaicos.

Segundo Pinho e Galdino (2014), a estrutura de fixação pode ser dividida em três partes:

Ganchos ou parafusos prisioneiros: São os responsáveis por sustentar toda a estrutura sobre o telhado. Geralmente são fixados ao caibros do telhado.

Perfis ou perfilados: São perfis metálicos que permitem a fixação e suportam o peso dos painéis fotovoltaicos. Também são utilizados como alternativa de aterramento da estrutura.

Grampos: Podem ser intermediários ou terminais. São responsáveis por fixar os painéis ao perfil de apoio. Alguns possuem uma arruela que retiram a proteção superficial do painel para permitir o aterramento.

A Figura 3 exibe em detalhes estruturas de fixação instaladas em telhados cerâmicos e módulos fotovoltaicos devidamente fixados.

Figura 3 – Estruturas de fixação para telhados cerâmicos de diferentes fabricantes.



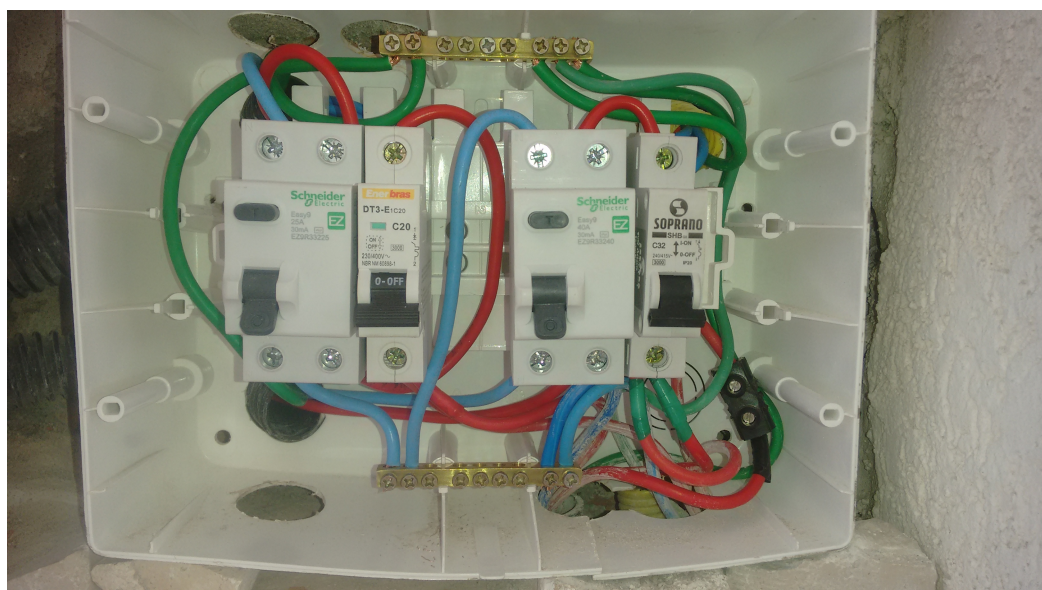
Fonte: acervo pessoal.

4.1.4 Quadro de proteção

As instalações de geração fotovoltaica devem seguir normas de proteção definidas pela concessionária de energia local e também as normas definidas pela ANEEL, Resoluções 414/2010, 687/2015 e PRODIST (Procedimento de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico).

Segundo a Resolução Normativa nº 687 de 2015, em potências até 500 kW, relés de proteção específicos são dispensados se o inversor já contar com um sistema eletrônico que faça esse serviço. Então, para a maioria dos sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede elétrica de distribuição, as proteções obrigatórias são contra curto-circuitos, disjuntor termomagnético e contra surtos de tensão, dispositivo de proteção contra surtos. A Figura 4 exhibe um quadro de proteção com as devidas proteções exigidas para uma instalação residencial.

Figura 4 – Quadro de proteção com disjuntor termomagnético e disjuntor diferencial residual.



Fonte: acervo pessoal.

4.1.4.1 Disjuntor termomagnético

Dispositivo eletromecânico destinado a proteção de instalações elétricas contra sobrecarga e curto-circuitos. Podem ser monopolar, bipolar ou tripolar dependendo do tipo de conexão do consumidor e das características do inversor de frequência. São conectados aos condutores de fase da instalação.

4.1.4.2 Disjuntor diferencial residual (DR)

A Resolução Normativa nº 687 de 2015 não exige o uso desse dispositivo nas instalações de geração fotovoltaica com potência menor que 500 kW. Porém, por boas práticas de projeto, segurança extra na instalação e o baixo custo do disjuntor diferencial residual em relação ao custo integral do projeto, recomenda-se a utilização desse dispositivo.

Ele atua quando há diferença entre as correntes passando pelos condutores de fase e neutro. Isso caracteriza uma fuga de corrente, que pode ser um choque elétrico ou o aterramento indevido de um dos cabos de condução. Vale ressaltar a maior sensibilidade do DR em relação ao disjuntor termomagnético. O disjuntor termomagnético não protege usuários contra descargas elétricas. A Tabela 1 apresenta as proteções exigidas pela Resolução Normativa nº 687 de 2015 de acordo com a potência do sistema fotovoltaico.

Tabela 1 – Proteções exigidas em sistemas de mini e microgeração.

	< 10 kW	10 a 500 kW (4)	> 500 kW
Elemento de desconexão (1) – Disjuntor	Sim	Sim	Sim
Elemento de Interrupção (2) – Disjuntor	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento – (Apenas p/ Média Tensão)	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim (3)	Sim (3)	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

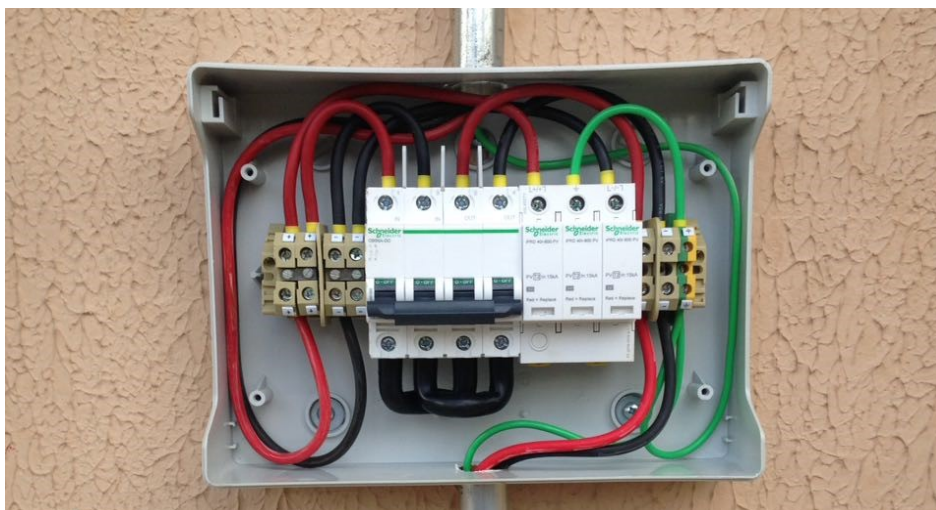
Fonte: Resolução Normativa nº 687 de 2015.

Notas: (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema. (2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção. (3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão. (4) Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.

4.1.4.3 Dispositivo de proteção contra surtos (DPS)

É um dispositivo composto por varistores que variam a resistência interna de acordo com a tensão aplicada. Ficam conectados em paralelo aos cabos de eletricidade e deve ser utilizado um dispositivo para cada fase e neutro e também nos condutores de corrente contínua como demonstrado na Figura 5. Atuam desviando surtos de tensão causados por falhas na rede ou induzidos por descargas atmosféricas para o aterramento e não deixando que atinjam os aparelhos eletrônicos conectados.

Figura 5 – Quadro de proteção com disjuntor termomagnético e dispositivo de proteção contra surtos.



Fonte: acervo pessoal.

4.2 Regulamentação de mini e microgeração

A implantação de geração distribuída no Brasil só iniciou a tomar força em 2012 com a implantação de Resolução Normativa nº 482. Até o surgimento da REN 482, os sistemas de geração distribuída não podiam ser conectados a rede e dependiam fortemente do uso de baterias e outros equipamentos como controladores de carga. Os equipamentos adicionais oneravam os custos de instalação do sistema.

Com o surgimento da possibilidade de instalar os sistemas conectados a rede de distribuição, que funciona como uma reserva de energia para o consumidor, e devido aos altos preços das tarifas energéticas no Brasil, os sistemas de geração fotovoltaicos se tornaram mais promissores.

Na Resolução Normativa nº 482/2012 foram definidos as condições de acesso do usuário de geração própria na rede de distribuição, proteções mínimas necessárias, exigências relacionadas com os equipamentos a serem utilizados, obrigações da concessionária local e prazos para aprovação do sistema junto a concessionária local.

Em 2015, com o aparecimento da Resolução Normativa nº 687, algumas definições da Resolução Normativa nº 482/2012 foram alteradas facilitando a instalação de sistemas de geração fotovoltaica. Novas modalidades de conexão surgiram possibilitando que vários outros tipos de consumidores fossem incluídos como potenciais usuários de geração própria de energia elétrica. As modalidades permitidas com a partir da REN 687 foram:

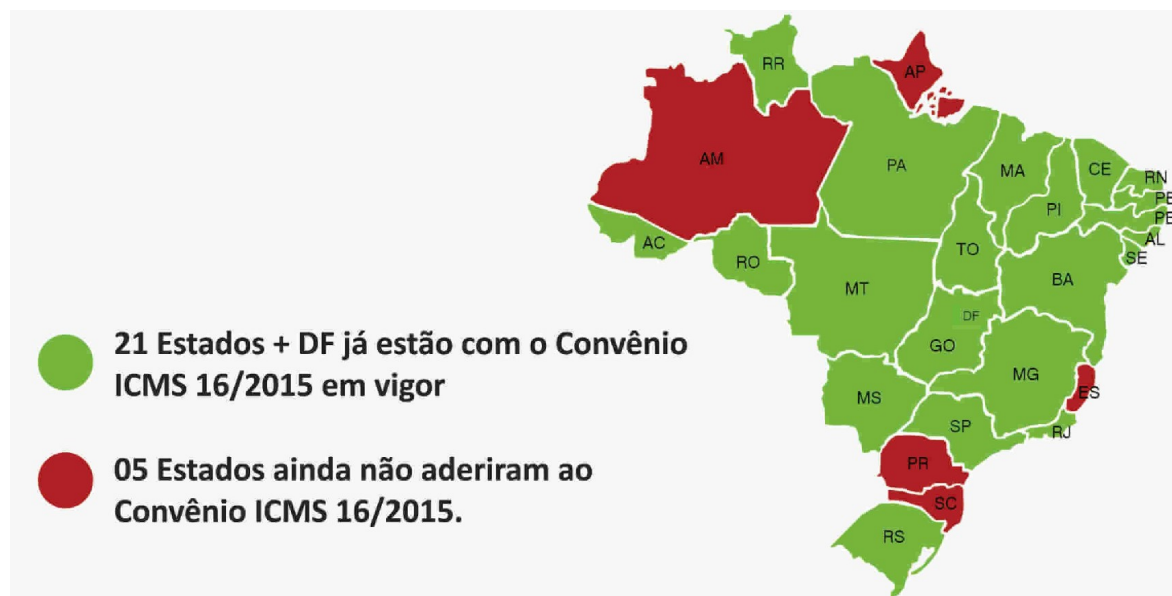
Autoconsumo remoto: Casos em que a geração não ocorre no mesmo local do consumo e que a energia gerada pode ser abatida de outra conta de energia se as unidades consumidoras e geradora forem inscritas sob o mesmo Cadastro de Pessoa Física ou sob o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica.

Geração Compartilhada: Possibilita aos consumidores que se unam para construção de uma usina de geração remota através de consórcios ou cooperativas. Com o aumento da potência do sistema gerador, os custos de mão de obra e equipamentos são bastante diminuídos. Dessa forma, os consumidores podem economizar gerando sua própria energia sob administração de um terceiro mais apto para executar essa tarefa. A energia gerada será distribuída em percentuais definidos em acordo entre os participantes da cooperativa.

Condomínio: Sistema instalado em área comum do condomínio e que a energia gerada pode ser descontada tanto na conta de energia dos consumidores habitantes do condomínio ou na conta de energia das áreas comuns do condomínio. Da mesma forma das outras modalidades, a energia gerada será distribuída em percentuais definidos em acordo entre os participantes da cooperativa.

Os incentivos governamentais também são de fundamental importância para a difusão de qualquer nova tecnologia. No Brasil, há isenção de impostos que incidem sobre os equipamentos de mini e microgeração. Para módulos fotovoltaicos ou conjuntos geradores fotovoltaicos há a isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), isenção da contribuição para o Programa de Integração Social (PIS) e isenção da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFINS). Nos estados que aderiram ao convênio ICMS 16/2015, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) incide somente sobre a diferença positiva entre energia consumida e a energia injetada na rede. Outro grande incentivo aos consumidores que desejam investir em um sistema de geração própria. Os Estados que aderiram ao convênio ICMS 16/2015 estão indicados na Figura 6.

Figura 6 – Isenção de ICMS para Energia Solar.



Fonte: Blog Informativo da BLUESOL (2017).

4.2.1 Composição da conta de energia

A Resolução Normativa nº 414/2010 da ANEEL define como horário de ponta o período composto por 3 horas consecutivas definidas pela distribuidora em que o sistema de distribuição está mais carregado e horário de fora ponta se refere ao período composto pelas 21 horas complementares. A REN nº 414/2010 divide os consumidores em dois grupos que são definidos de acordo com a tensão de alimentação. A Tabela 4 indica os limites de potência permitidos de acordo com a potência instalada.

Grupo B: clientes atendidos em tensão entre fases de até 2,3 kV. Nesse grupo, não há variação entre as tarifas de ponta e fora ponta. Porém, consumidores pertencentes ao grupo B pagam um preço maior pela energia consumida.

Para clientes desse grupo, há um mínimo a ser pago na conta de energia referente a taxa de disponibilidade, equivalentes ao consumo de 30 kWh para ligação monofásica, 50 kWh para ligação bifásica e 100 kWh para ligação trifásica e a tarifa de iluminação pública. A Tabela 2 informa os subgrupos do grupo B.

Tabela 2 – Subgrupos do grupo B.

B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: Resolução Normativa nº 414 de 2010.

Grupo A: clientes atendidos em tensão entre fases de acima de 2,3 kV. Nesse grupo, os valores das tarifas entre ponta e fora ponta são diferentes. Sendo o valor da tarifa no horário de ponta maior que o horário de fora ponta.

Não há taxa de disponibilidade para os consumidores do grupo A. Porém, os consumidores desse grupo pela demanda contratada, que segundo a REN nº 414/2010 se refere a potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada. A demanda medida é a maior potência ativa integralizada em 15 minutos. Caso a demanda medida seja maior que a contratada, o consumidor está sujeito a ser multado. A Tabela 3 informa os subgrupos do grupo A e os critérios .

Tabela 3 – Subgrupos do grupo A.

A1	Tensão igual ou superior a 230kV
A2	Tensão de 88kV a 138kV
A3	Tensão de 69kV
A3a	Tensão de 30kV a 44kV
A4	Tensão de fornecimento de 2,3kV a 25kV
AS	Tensão inferior a 2,3kV, atendidas por sistema subterrâneo

Fonte: Resolução Normativa nº 414 de 2010.

Tabela 4 – Tensão de alimentação de acordo com a potência instalada.

Baixa Tensão (BT)	Média Tensão (MT)	Alta Tensão (AT)
Tensão eficaz entre fases igual ou inferior a 1kV	Tensão eficaz entre fases superior a 1kV e inferior a 69kV	Tensão eficaz entre fases igual ou superior a 69kV (ou em tensão igual ou superior a 230kV quando definidas pela ANEEL)
Potência Instalada		Tensão de Conexão
< 10 kW		Baixa Tensão
10 a 75 kW		Baixa Tensão
76 a 150 kW		Baixa Tensão / Média Tensão
151 a 500 kW		Baixa Tensão / Média Tensão
501 kW a 10 MW		Média Tensão / Alta Tensão
11 30 MW		Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW		Alta Tensão

Fonte: Resolução Normativa nº 414 de 2010.

4.2.2 Medidor bidirecional

Os medidores de energia convencionais apenas contabilizam a energia consumida pelo proprietário. Logo, caso alguma energia elétrica seja injetada na rede elétrica de distribuição, não será contabilizada. Isso representa uma perda pro consumidor.

O medidor bidirecional contabiliza tanto a energia consumida como a energia injetada na rede nos momentos em que a potência do sistema de geração for maior que a potência utilizada na unidade consumidora. Ao final do mês, o medidor informa ao técnico responsável os valores de energia consumida e energia injetada na rede.

Em casos em que toda a geração deve ser contabilizada, muito comum em geração compartilhada ou condomínios, deve-se requisitar a concessionário um medidor exclusivo para a geração e outro para o consumo da usina. Isso permite contabilizar toda a energia gerada sem desconto da energia consumida no local da geração.

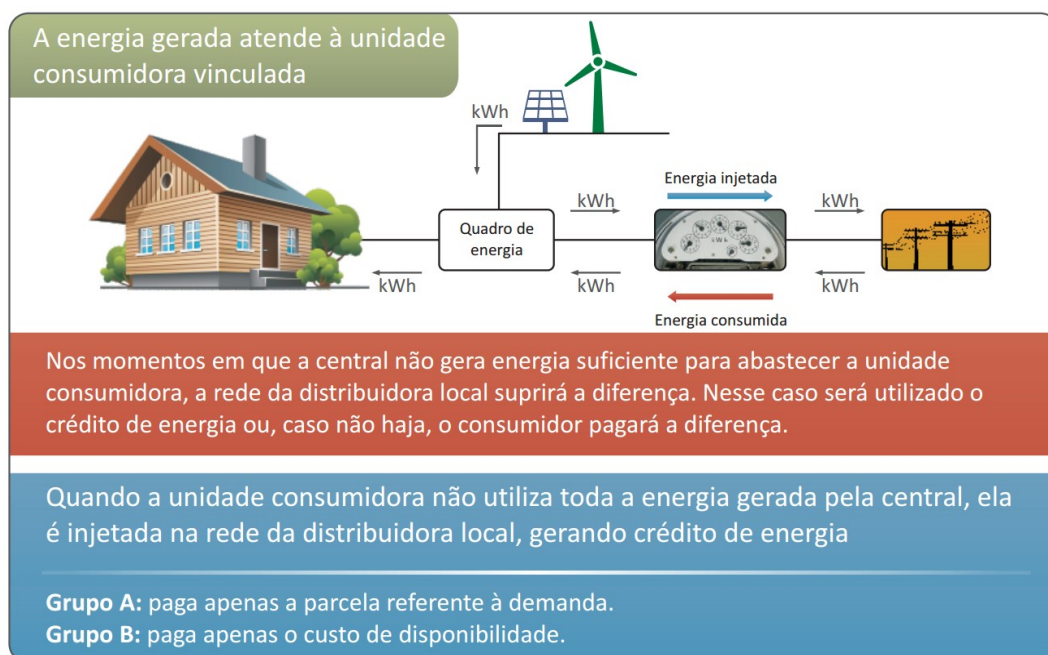
4.2.3 Sistema de compensação e créditos de energia

Segundo Resolução Normativa nº 482 de 2012, o sistema de compensação é o meio por qual o consumidor injeta energia na rede é compensado como exemplificado na Figura 7.

Durante os períodos de maior geração de energia elétrica fotovoltaica, parte da energia será utilizada de imediato pela unidade consumidora e o excedente será injetado na rede de distribuição da concessionária.

Porém, nos períodos em que a potência requisitada pelos equipamentos da unidade consumidora for maior que a potência disponibilizada pelo gerador, a energia gerada não será suficiente para abastecer o consumidor. Nesses períodos, haverá consumo de energia da rede de distribuição equivalente a diferença entre a energia consumida total e a energia produzida pelo gerador fotovoltaico.

Figura 7 – Sistema de compensação de energia elétrica.



Fonte: Caderno Temático de Micro e Minigeração Distribuída (2016).

Ao final do período de faturamento, o consumidor pagará apenas pela diferença entre a energia consumida e a injetada na rede se tiver consumido mais que a energia gerada. Caso a geração de energia seja maior que o consumo durante o período de faturamento, o excedente será contabilizado em créditos de energia, que, segundo a Resolução Normativa nº 687 de 2015, podem ser utilizados em até 60 meses.

Os créditos de energia devem ser utilizados primeiro no posto horário em que são gerados para depois compensar no posto horário em outro posto horário. Para consumidores do grupo B, em que não há diferenças entre as tarifas de ponta e fora ponta, não deve ser observadas diferenças na compensação da geração de ponta ou fora ponta. Cabe ao consumidor ou empresa responsável pelo sistema de geração definir e informar à concessionário os percentuais de créditos disponíveis a cada unidade consumidora do sistema de compensação. Os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados. Não podendo ser utilizados para compensar o consumo em outras unidades.

4.2.4 Compensação de créditos de energia entre diferentes postos tarifários

Segundo a Resolução Normativa nº 687 de 2015, para compensação em uma unidade consumidora do grupo B de créditos de energia gerados na própria unidade, não devem ser observadas diferenças entre os valores tarifários e o valor descontado.

Para compensação em uma unidade consumidora do grupo A de créditos de energia gerados na própria unidade, a compensação deve ser feita primeiro no posto tarifário em que a energia foi gerada e, posteriormente, nos demais postos horários. Para isso, deve-se fazer o ajuste da quantidade de créditos de energia levando em consideração a relação entre os valores das tarifas de energia (TE) em R\$/MWh.

Para compensação em uma unidade consumidora do grupo B de créditos gerados em uma unidade consumidora do grupo A, não devem ser observadas diferenças entre os valores tarifários.

Para compensação em uma unidade consumidora do grupo A de créditos gerados em uma unidade consumidora do grupo A ou do grupo B, os créditos de energia devem ser considerados como gerados no horário de fora ponta. Deve-se seguir a mesma relação entre os valores das tarifas de energia (TE) para compensação do consumo em horário de ponta.

5 METODOLOGIA: DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Há várias formas de se dimensionar um sistema fotovoltaico dependendo do parâmetro de interesse. Ou seja, pode-se começar o dimensionamento pelo recurso financeiro disponível, área de telhado, potência do inversor máxima, necessidade de energia do cliente ou em função da maximização do retorno financeiro.

Devido ao alto preço das tarifas de energia, geralmente, a maximização do retorno financeiro ocorre nos casos em que o dimensionamento do sistema de geração fotovoltaico é realizado com base na necessidade de energia do cliente. Somente em casos especiais, em que a instalação do sistema fotovoltaico acarreta outros custos excessivos, reforço do telhado ou aumento da potência do transformador de alimentação da unidade consumidora, a maximização do retorno financeiro não ocorre necessariamente quando o dimensionamento é feito para compensar toda a energia consumida pelo cliente.

O processo seguido no dimensionamento nesse trabalho segue o modelo apresentado no livro Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos por Pinho e Galdino (2014), a Resolução Normativa nº 687/2015, a Resolução Normativa nº 482/2012, a Resolução Normativa nº 414/2010 e a Norma Técnica 010/2012 da Enel Distribuidora Ceará. O cálculo para o cliente foi feito baseado na otimização do retorno financeiro.

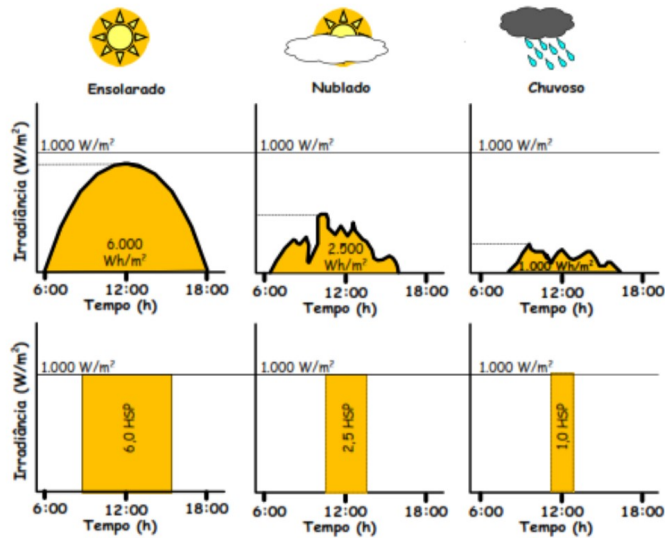
5.1 Dados de irradiação solar de Fortaleza, Ceará

Para o correto dimensionamento do sistema de geração fotovoltaico, a obtenção de dados de radiação solar precisos é essencial. A energia gerada pelo sistema é diretamente proporcional ao nível de irradiação solar sobre os módulos fotovoltaicos. Quanto maior a radiação, maior a potência disponível ao sistema de geração. Um módulo fotovoltaico tem sua potência dependente basicamente da temperatura e da irradiância.

A potência gerada pelo painel fotovoltaico pode ser calculada a partir da eficiência garantida pelo fabricante multiplicada pela irradiação solar sobre o módulo fotovoltaico. Para simplificar os cálculos, é possível ignorar os efeitos da variação instantânea da irradiação solar e considerar um valor acumulado de energia solar durante o dia, Horas de Sol Pleno (HSP).

Segundo Pinho e Galdino (2014), esta grandeza representa a quantidade de horas que a energia incidente sobre a placa deve ser igual a 1000 W/m^2 para se equiparar a energia incidente durante todo o dia. A Figura 8 exemplifica graficamente o significado de Horas de Sol Pleno. Logo, para calcular o HSP, basta pegar toda a energia solar irradiada em Wh/m^2 sobre a região de interesse e dividir por 1000 W/m^2 . Na Tabela 5 são mostrados valores de Horas de Sol Pleno para Fortaleza, Ceará.

Figura 8 – Representação gráfica de Horas de Sol Pleno.



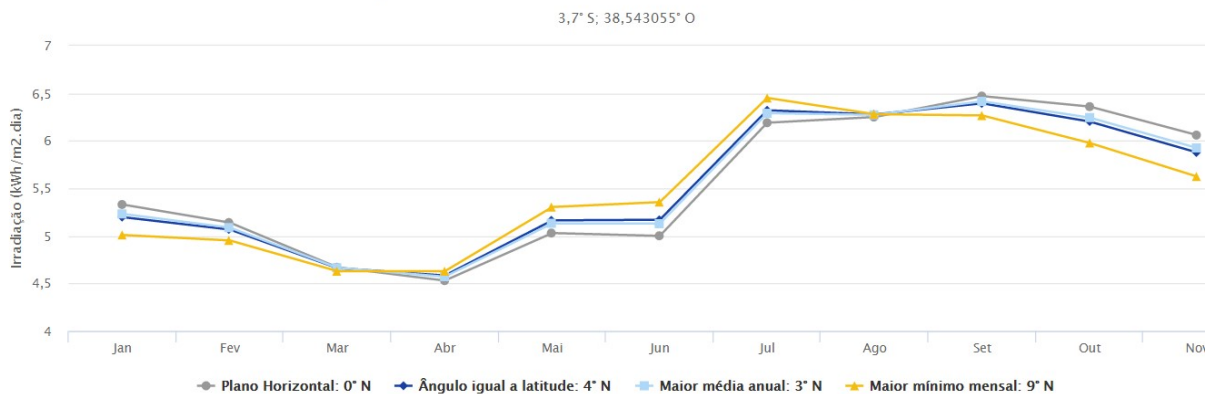
Fonte: Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014).

Tabela 5 – Horas de Sol Pleno na cidade de Fortaleza, Ceará.

Município: Fortaleza , CE - BRA
 Latitude: 3,7° S
 Longitude: 38,543055° O
 Distância do ponto de ref. (3,71839° S; 38,5434° O):2,0 km

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	0° N	5,33	5,14	4,67	4,53	5,03	5,00	5,69	6,19	6,25	6,47	6,36	6,06	5,56
Ângulo igual a latitude	4° N	5,20	5,07	4,66	4,58	5,16	5,17	5,88	6,32	6,28	6,39	6,20	5,88	5,57
Maior média anual	3° N	5,23	5,09	4,67	4,57	5,13	5,13	5,83	6,29	6,27	6,42	6,24	5,92	5,57
Maior mínimo mensal	9° N	5,01	4,95	4,63	4,63	5,30	5,36	6,08	6,45	6,28	6,27	5,98	5,62	5,56

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Fortaleza–Fortaleza, CE–BRA



Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (2017).

5.2 Perdas estimadas no sistema fotovoltaico

O processo de transformação da energia solar em energia elétrica em corrente alternada adequada para uso nos equipamentos da unidade consumidora ocorre em diversas etapas. Em cada uma dessas etapas, ocorrem perdas de energia que impedem que a energia gerada pelo sistema seja igual a energia solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos. Para o correto dimensionamento do gerador fotovoltaico adequado ao consumidor, faz-se necessário levar em consideração a eficiência global do sistema.

O método utilizado para definir a potência do painel fotovoltaico adequado ao cliente será calcular a eficiência global do sistema, calcular a energia para atender a necessidade do cliente e então calcular a quantidade de módulos necessários.

5.2.1 Eficiência do painel solar

Durante a captação da energia solar e transformação em energia elétrica de corrente contínua ocorrem diversas perdas:

Perdas por reflexão da irradiação: parte da irradiação solar é refletida pelo vidro protetor das células.

Perdas no efeito fotovoltaico: os elétrons livres que não são conduzidos pelos contatos metálicos da célula fotovoltaica retornam ao seu estado natural liberando calor ao invés de se tornarem energia elétrica. Esse efeito é mais perceptível em painéis em circuito aberto. A termografia permite detectar inúmeros problemas em usinas fotovoltaicas.

Perdas por descasamento: é importante ter cuidado durante a seleção das células para fabricar um módulo fotovoltaico. A incompatibilidade no valor de corrente de curto circuito de cada célula faz com que as células conectadas em série sejam limitadas pela célula fotovoltaica com menor corrente e, como consequência, a eficiência do módulo fotovoltaico diminui significativamente.

Pinho e Galdino (2014) recomendam um valor padrão para cálculo de 15% a 20% de perdas no painéis fotovoltaicos. No presente trabalho, será considerado 16% de perdas na conversão de energia solar em energia elétrica de corrente contínua.

5.2.2 Acúmulo de sujeira sobre os painéis

O acúmulo de sujeira sobre os painéis funciona como uma barreira que impede que a irradiação solar chegue às células fotovoltaicas reduzindo, conseqüentemente, a potência disponível ao módulo fotovoltaico. O acúmulo de sujeira depende de vários fatores como a inclinação do painel fotovoltaico, presença de indústrias, obras civis ou praia próximos, intensidade e distribuição de chuvas ao longo do ano e periodicidade das manutenções.

O acúmulo de sujeira também reduz a eficiência do módulo fotovoltaico pelo aumento de temperatura conseqüente do sombreamento e da barreira criada que causa o acúmulo de calor nas células fotovoltaicas.

Recomenda-se que o painel seja instalado com inclinação maior que 4° para que a água proveniente de chuvas ou próprio sistema de limpeza do consumidor possa remover poeira acumulada. Em áreas com muito acúmulo, manutenção e limpeza periódica dos painéis aumentam significativamente a geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico.

Pinho e Galdino (2014) recomendam valores entre 1% e 6% de perdas. O valor das perdas de energia por sujeira varia diretamente com o nível de sujeira sobre os módulos fotovoltaicos. Para o consumidor em foco, levando-se em consideração que os painéis receberão limpeza mensal por uma equipe contratada pelo consumidor, será arbitrado um valor baixo de perdas igual a 1,5%.

5.2.3 Queda de tensão em corrente contínua e em corrente alternada

No transporte de energia dos módulos ao inversor e do inversor ao ponto de entrega de energia ocorrem perdas de energia por efeito Joule. Efeito Joule se refere à transformação de energia elétrica em calor nos condutores. Quanto maior a corrente elétrica presente em um condutor, maior a quantidade de energia perdida por efeito Joule e, conseqüentemente, maior será a queda de tensão no sistema.

Quanto maior o comprimento do condutor, maior serão a potência dissipada e a queda de tensão naquele trecho. Por outro lado, um condutor com maior diâmetro, mais caro, oferecerá menor resistência e menor dissipação de potência do sistema. Deve-se calcular o condutor ótimo levando-se em consideração o custo por metro do condutor e a dissipação de potência aceitável.

Conexões mal feitas ou pontos de fuga de corrente também desperdiçam bastante energia. É possível localizar esses pontos através de um laudo de termografia do sistema identificando os pontos quentes. Para fugas de corrente no lado de corrente contínua, os inversores contam com um sistema eletrônico de detecção de desbalanceamento de corrente que os tira de operação nesses casos. No lado de corrente alternado, o disjuntor diferencial residual desliga o sistema se alguma fuga for detectada.

É recomendado utilizar o mínimo de conexões elétricas tanto no lado de corrente contínua como no lado de corrente alternada. Somente utilizar as conexões que forem essenciais e indicadas pelo fabricantes.

A energia dissipada em um condutor pode ser calculada por:

$$P = R * I^2 \quad (1)$$

Para:

P = Potência elétrica dissipada por efeito Joule em watts (W)

R = Resistência do condutor utilizado em ohms (Ω)

I = Corrente elétrica conduzida em ampéres (A)

A resistência do condutor é calculada através da equação:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{A} \quad (2)$$

Para:

R = Resistência do condutor utilizado em ohms (Ω)

L = Comprimento total do condutor em metros (m)

A = Seção transversal do condutor em milímetros quadrados (mm^2)

ρ = Condutividade elétrica do condutor ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

A queda de tensão máxima adotada para esse projeto será de 1% nos condutores de corrente contínua e 1% nos condutores de corrente alternada. Logo, sabendo a corrente máxima em cada condutor e o comprimento será possível calcular a seção transversal necessária para garantir baixa perda de eficiência.

5.2.4 Eficiência do inversor

Os inversores comutados pela rede utilizados para sistemas fotovoltaicos possuem uma função de rastreamento do ponto de máxima potência dos painéis fotovoltaicos. As maiores perdas no inversor ocorrem se um ou mais conjuntos de módulos fotovoltaicos em série estiverem orientados em mais de uma direção. Nesse caso, o inversor irá trabalhar em uma tensão de operação diferente da tensão de máxima potência indicada pelo fabricante. Logo, pelo menos uma série de painéis irá produzir menos corrente do que seria possível caso cada orientação estivesse sendo monitorado por um rastreador de máxima potência exclusivo. Logo, deve-se escolher um inversor que possua a mesma quantidade de sistemas de rastreamento de máxima potência que o número de orientações do sistema fotovoltaico.

Considerando que o número de orientações e o número de sistemas de rastreamento de máxima potência são iguais, deve-se considerar somente as perdas por resistência interna nos processos de transformação de tensão e modulação por largura de pulso.

Os fabricantes de inversores indicam valores de eficiência entre 96% e 99%, a maioria está próxima de 98%, valor indicado pelo fabricante do inversor ABB TRIO 50-TL. As características desse inversor são exibidas na Tabela 6. Como ainda não se sabe qual inversor será utilizado, será adotado um valor de 98% de eficiência, 2% de perdas na transformação de corrente contínua para corrente alternada.

Tabela 6 - Características elétricas do inversor de potência ABB TRIO – 50 TL.

Technical data and types	TRIO-50.0-TL-OUTD	TRIO-60.0-TL-OUTD-480
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,dc}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0,7xV _{start} ...950 V (min 300 V)	0,7xV _{start} ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage (V_{dc})	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power (P_{dc})	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	1	
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{dc}	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current (I_{dcmax})	108 A	
Maximum input short circuit current	160 A	
Number of DC inputs pairs	12 (-SX/-SY), 16 (-SX)	16 (-SX)
DC connection type	PV quick fit connector ¹⁾ on -SX and -SY version / Screw terminal block on Standard and -S version	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 2	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester	Type 2 (-SX version) / Type 1+2 (-SY version)	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	200 A / 1000 V	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)	
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power (P_{acmax} @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum apparent power (S_{max})	50000 VA	60000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	384...571 V ¹⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	77 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	<3%	
Maximum AC cable section allowed	95 mm ² copper (with TRIO-ALUMINIUM-KIT 150 mm ² aluminum)	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG42	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection - varistor	Yes, 4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-SX version)	4, Type 2	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.3%	98.5%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / -	98.0% / -
Communication		
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	LEDs	
Communication interface	2 (RS485)	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 50°C / 140°F	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C / 113°F
Relative humidity	4%...100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	

Fonte: catálogo do fabricante ABB (2017).

5.2.5 Eficiência global do sistema

A Tabela 7 exibe um resumo das perdas consideradas no sistema fotovoltaico e a eficiência global calculada a partir das perdas em cada etapa.

Tabela 7 - Eficiência global do sistema.

Eficiência Global do Sistema	
Perdas no efeito fotovoltaico	16%
Perdas devido a sujeira	1,5%
Perdas nos condutores CC	1%
Perdas nos condutores CA	1%
Perdas no inversor	2%
Eficiência Global	79,5%

Fonte: elaborado pelo autor.

5.3 Necessidade de energia do contratante

O consumidor em análise atendido em média tensão de alimentação faz parte do grupo A. Logo, possui tarifas diferentes como explicado anteriormente. Os dados de consumo mensal de energia elétrica da rede distribuição da concessionária são mostrados na Tabela 8:

Tabela 8 - Dados de consumo retirados da conta de energia do contratante.

	Fora Ponta	Ponta
Janeiro	15312 kWh	1036 kWh
Fevereiro	14954 kWh	1006 kWh
Março	14435 kWh	1092 kWh
Abril	15323 kWh	1142 kWh
Mai	13718 kWh	1096 kWh
Junho	12856 kWh	1016 kWh
Julho	13228 kWh	1052 kWh
Agosto	13317 kWh	986 kWh
Setembro	14693 kWh	1096 kWh
Outubro	13992 kWh	924 kWh
Novembro	12666 kWh	1092 kWh
Dezembro	15626 kWh	1187 kWh
Média:	14176,67 kWh	1060,42 kWh

Fonte: elaborado pelo autor.

Para compensação da energia consumida no horário de ponta de consumo, deve-se corrigir a quantidade de créditos levando em consideração o fator de ajuste entre postos tarifários. Então, a energia total necessária para compensar todo o consumo do cliente pode ser calculada por:

$$E_{FV} = E_{FP} + E_P \frac{T_{EP}}{T_{EFP}} \quad (3)$$

Para:

E_{FV} = Energia para compensar todo o consumo do cliente (kWh/mês)

E_{FP} = Energia consumida em horário fora ponta (kWh/mês)

E_P = Energia consumida em horário de ponta (kWh/mês)

T_{Efp} = Tarifa de energia em horário de fora ponta (R\$/MWh)

T_{Ep} = Tarifa de energia em horário de ponta (R\$/MWh)

Dados fornecidos pela ANEEL (2016) e pela conta de energia do cliente:

$E_{FP} = 14176,67$ kWh/mês

$E_P = 1060,42$ kWh/mês

$T_{Efp} = 212,93$ R\$/MWh

$T_{Ep} = 345,99$ R\$/MWh

A partir desses dados, calculou-se a produção necessária de energia para compensar todo o consumo de energia elétrica do contratante:

$E_{FV} = 15899,74$ kWh/mês ou 529,99 kWh/dia

5.4 Potência do sistema fotovoltaico

A potência do gerador fotovoltaico pode ser calculada pela equação:

$$P_{FV} * TD = \frac{E_{FV}}{HSP} \quad (4)$$

Para:

P_{FV} = Potência do gerador fotovoltaico (kWp)

TD = Taxa de desempenho, equivalente a eficiência global

E_{FV} = Energia para compensar todo o consumo do cliente (kWh/dia)

HSP = Horas de Sol Pleno (horas/dia)

A partir dos dados previamente obtidos, calculou-se a potência do painel fotovoltaico para compensar toda a energia consumida pelo contratante:

$$P_{FV} = 119,77 \text{ kWp}$$

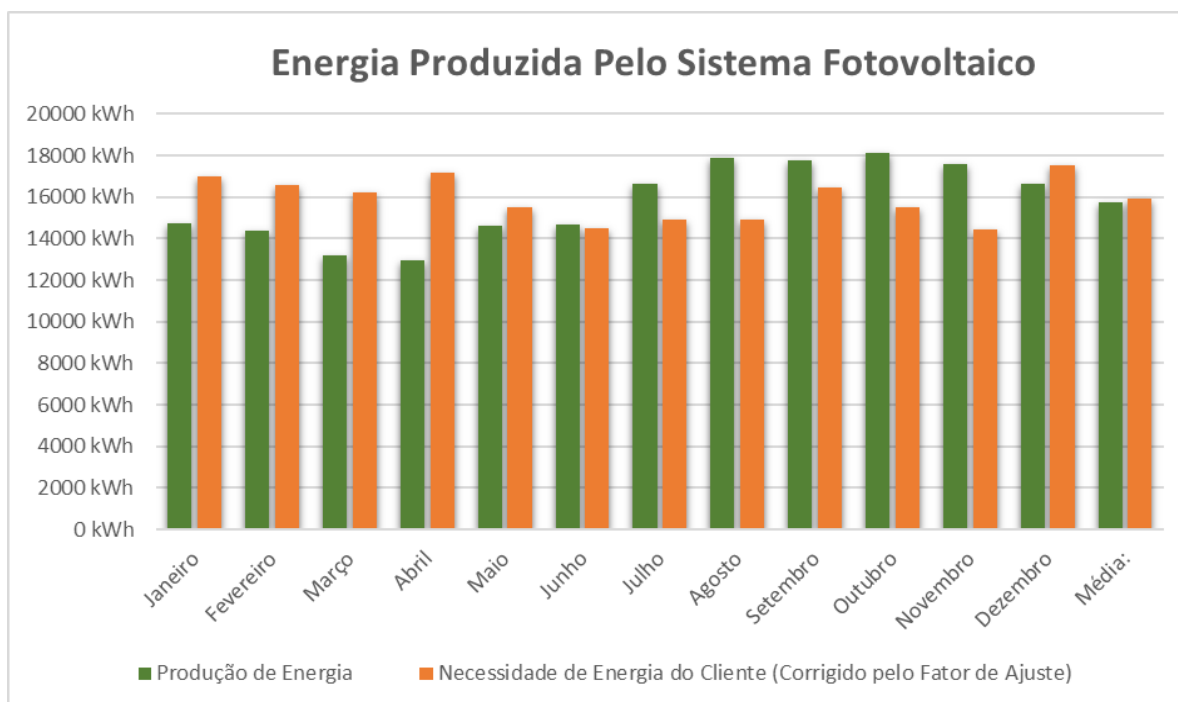
Na Tabela 9, são exibidos os resultados obtidos da geração de energia elétrica a cada mês. Esses dados também são representados no Gráfico 4.

Tabela 9 - Cálculo da energia produzida pelo sistema fotovoltaico de 119,77 kWp.

Energia Produzida pelo Sistema Fotovoltaico			
	Necessidade de Energia	Produção Mensal de Energia	Economia de Energia
Janeiro	16995 kWh	14734 kWh	R\$ 5.598,76
Fevereiro	16589 kWh	14365 kWh	R\$ 5.458,79
Março	16209 kWh	13204 kWh	R\$ 5.017,35
Abril	17179 kWh	12977 kWh	R\$ 4.931,21
Maio	15499 kWh	14620 kWh	R\$ 6.629,36
Junho	14507 kWh	14649 kWh	R\$ 7.699,62
Julho	14937 kWh	16660 kWh	R\$ 10.415,31
Agosto	14919 kWh	17907 kWh	R\$ 12.266,70
Setembro	16474 kWh	17794 kWh	R\$ 10.451,32
Outubro	15493 kWh	18105 kWh	R\$ 11.774,84
Novembro	14440 kWh	17567 kWh	R\$ 12.507,58
Dezembro	17555 kWh	16660 kWh	R\$ 7.561,69
Média:	15900 kWh	15770 kWh	
Anual:	190797 kWh	189241 kWh	R\$ 100.312,54

Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 4 - Energia produzida pelo sistema fotovoltaico de 119,77 kWp.



Fonte: elaborado pelo autor.

5.4.1 Quantidade de módulos fotovoltaicos e área necessária

Os principais parâmetros a serem avaliados na escolha de um módulo fotovoltaico são:

Peso: módulos mais pesados exigem estruturas de sustentação reforçadas e dificultam bastante a movimentação dos instaladores sobre o telhado.

Preço: deve ser levado em consideração não somente o preço bruto dos módulos, mas também o preço por potência instalada (R\$/wattpico).

Confiabilidade: os fabricantes costumam garantir os módulos fotovoltaicos contra defeitos de fábrica de 10 anos e garantir também que em até 25 anos, a degradação das células fotovoltaicas não reduzirá a potência a níveis menores que 82,5% da potência nominal. Logo, deve-se escolher fabricantes que forneçam as garantias e tenham credibilidade.

Tendo calculado a potência necessária, é necessário saber a quantidade de painéis fotovoltaicos que devem ser instalados para fornecer a quantidade de energia elétrica que o cliente precisa. Para isso, basta dividir a potência total gerador fotovoltaico pela potência do módulo fotovoltaico a ser utilizado.

$$N_{\text{módulosFV}} = \frac{P_{\text{FV}}}{P_{\text{módulo}}} \quad (5)$$

Para:

$N_{\text{módulosFV}}$ = Quantidade de módulos fotovoltaicos do sistema

P_{FV} = Potência do gerador fotovoltaico (kWp)

$P_{\text{módulo}}$ = Potência do módulo fotovoltaico (kWp)

Calculou-se que o cliente precisa de aproximadamente 440 módulos fotovoltaicos de 270 Wp. Pode-se estimar a área multiplicando a quantidade de módulos fotovoltaicos pela área de um módulo, aproximadamente 1,64 m² segundo o fabricante Sun Edison, representado na Tabela 10. Obteu-se o valor de 720 m² de área necessária para instalação de todo o sistema fotovoltaico.

Tabela 10 - Folha de dados dos módulos fotovoltaicos Sun Edison.

P-SERIES: 255 W TO 270 W

PHYSICAL PARAMETERS

Module Dimensions	1650 mm x 992 mm x 35 mm
Module Weight	18.6 kg
Cell-Type	Multicrystalline
Number of Cells	60
Number of Diodes	3
Cable Length	1000 mm
Connector Type	MC4 (PV-KBT4/6I and PV-KST4/6I)

TEMPERATURE COEFFICIENTS AND PARAMETERS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 °C ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.42 %/ °C
Temperature Coefficient of Voc	-0.31 %/ °C
Temperature Coefficient of Isc	+0.05 %/ °C
Operating Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum Series Fuse Rating	15 A
Pmax Production Tolerance	0 W to +5 W
Junction Box Rating	IP67
Application Class	Class A
Packaging Specifications	30 modules per pallet 2 pallets per stack 14 stacks per container 840 modules per container
Wind and Snow Front Load	Up to 5400 Pa
Wind Back Load	Up to 2400 Pa
Maximum System Voltage	1000 V (IEC)

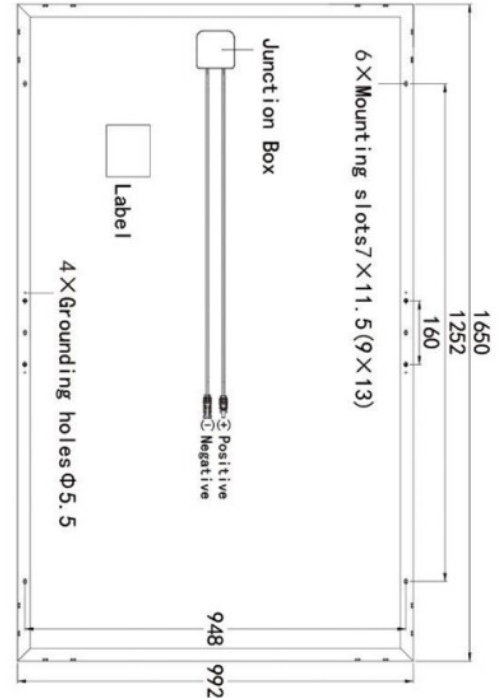
STC ELECTRICAL CHARACTERISTICS¹

Model #	SE-P255NPB-A4	SE-P260NPB-A4	SE-P265NPB-A4	SE-P270NPB-A4
Rated Maximum Power Pmax (W)	255	260	265	270
Open-Circuit Voltage Voc (V)	37.54	37.65	37.81	38.10
Short-Circuit Current Isc (A)	8.94	9.09	9.24	9.45
Module Efficiency (%)	15.6	15.9	16.2	16.5
Maximum Power Point Voltage Vmpp (V)	30.25	30.51	30.71	30.80
Maximum Power Point Current Impp (A)	8.43	8.52	8.63	8.77

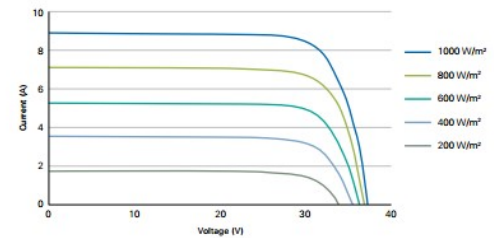
NOCT ELECTRICAL CHARACTERISTICS²

Model #	SE-P255NPB-A4	SE-P260NPB-A4	SE-P265NPB-A4	SE-P270NPB-A4
Rated Maximum Power Pmax (W)	189.8	193.5	197.2	200.9
Open-Circuit Voltage Voc (V)	35.21	35.31	35.46	35.73
Short-Circuit Current Isc (A)	7.21	7.33	7.45	7.62
Maximum Power Point Voltage Vmpp (V)	28.14	28.39	28.57	28.64
Maximum Power Point Current Impp (A)	6.74	6.82	6.90	7.02

P-SERIES SOLAR MODULE DIMENSIONS mm



IV CURVES AT MULTIPLE IRRADIANCES [25 °C]



Fonte: catálogo do fabricante Sun Edison (2015).

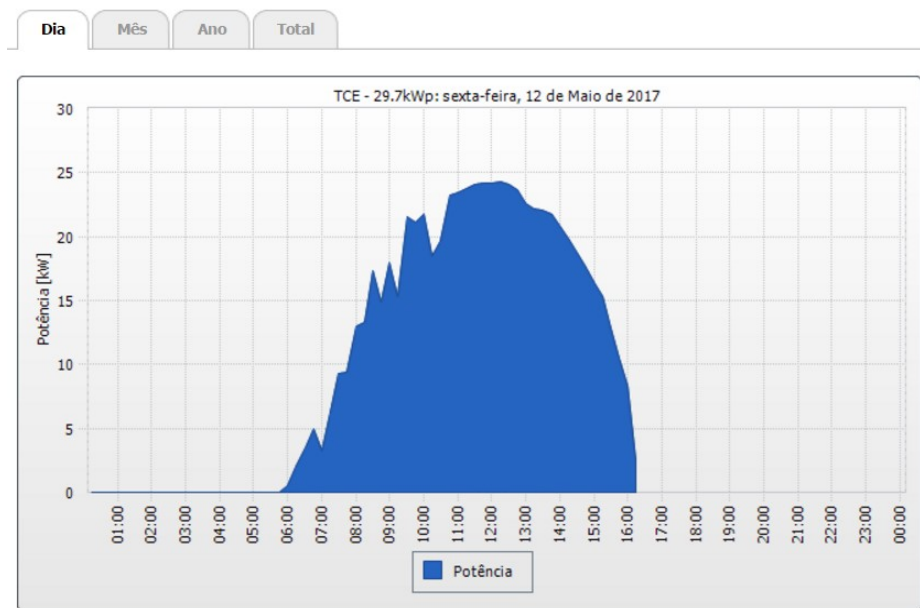
5.4.2 Potência do inversor

Como explicado anteriormente, desde a incidência dos raios solares até a chegada da energia elétrica no inversor ocorrem perdas de eficiência devido a vários fatores. Por isso, nem toda energia disponível nos painéis fotovoltaicos pode ser aproveitada pelo inversor de potência.

Sabe-se que a irradiação solar varia ao longo do dia atingindo máxima potência durante somente algumas horas por dia. Logo, não é economicamente atrativo investir em um equipamento mais caro que funcionará muito pouco tempo na sua potência nominal. Nos momentos em que a potência injetada no inversor for maior que a potência admitida pelo equipamento, o inversor começará a dissipar a potência extra regulando a tensão dos painéis.

Nos casos em que o inversor é superaquecido, a injeção de potência também é limitada. O Gráfico 5 mostra a curva de potência de uma instalação com 110 módulos fotovoltaicos, 29,7 kWp, e um inversor de 25 kW funcionando sem limitação da potência. Logo, a escolha da potência nominal do inversor também está relacionada com o local de instalação. É possível instalar inversores de menor potência nominal, mais baratos, se forem instalados em um local que proporcione melhor arrefecimento.

Gráfico 5 - Potência do gerador sendo limitada pelo inversor solar.



Fonte: elaborado pelo autor.

A potência nominal adequada pode ser calculada pela equação:

$$P_{Inversor} = P_{FV} * FDI \quad (6)$$

Para:

$P_{Inversor}$ = Potência nominal do inversor solar (kW)

P_{FV} = Potência do gerador fotovoltaico (kWp)

FDI = Fator de Dimensionamento do Inversor

Segundo Pinho e Galdino (2014), o fator de dimensionamento do inversor deve ser um valor entre 0,75 e 0,85. Sendo 0,75 para um projeto em que as perdas consideradas são menores e o inversor se encontra em local bastante arejado e 0,85 para um projeto mais conservador. Nesse trabalho, será utilizado um FDI de 82% considerando 16% de ineficiência no painel solar devido a temperatura e outros fatores, 1,5% devido a sujeira e 1% na queda de tensão do condutor de corrente contínua. A partir desses dados, a potência do conjuntos de inversores deverá ser 97,4 kW.

A instalação será feita em um conjunto habitacional que possui 8 telhados com orientação diferentes. Por isso, serão necessários pelo menos 8 sistemas de rastreamento de máxima potência.

O inversor SIW500 ST025 de potência nominal igual a 25 kW do fabricante SMA fornecido pela WEG possui 2 sistemas de rastreamento de máxima potência disponíveis. Logo, utilizando 4 unidades desse modelo, os 2 requisitos básicos para escolha do inversor são atendidos. Os parâmetros elétricos desse inversor são indicados na Tabela 11.

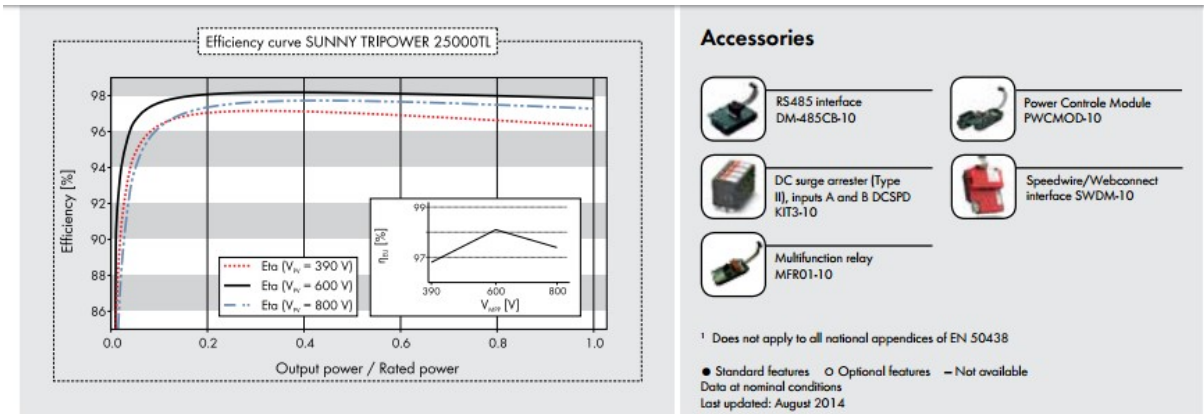
Principais características indicadas no manual do inversor solar selecionado:

A tensão no lado de corrente contínua deve estar entre 320 V e 800 V para o sistema de rastreamento de máxima potência funcionar. Logo, cada conjunto de painéis em série deve ter no mínimo 11 módulos fotovoltaicos e no máximo 20 módulos.

A corrente contínua máxima não deverá ultrapassar 33 A. Logo, não deverão ser conectados mais de 3 conjuntos de módulos ligados em paralelo por sistema de rastreamento de máxima potência para não ultrapassar a corrente máxima permitida.

Cada inversor possui 6 entradas para conexão de painéis fotovoltaicos em paralelo.

O inversor deve ser conectado em uma rede trifásica.



Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)		
Max. DC power (@ cos φ = 1)	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V to 280 V	160 V to 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz to +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	29 A	36.2 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0 overexcited to 0 underexcited	0 overexcited to 0 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	3 / 3
Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4 % / 98.0 %	98.3 % / 98.1 %
Protective devices		
DC-side disconnection device	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC surge arrester (type II) can be integrated	○	○
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 62103) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W / H / D)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 inch)	665 / 690 / 265 mm (26.2 / 27.2 / 10.4 inch)
Weight	61 kg (134.48 lb)	61 kg (134.48 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)	51 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool	Transformerless / Opticool
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
Features		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	-	-
Interface RS485, Speedwire, Webconnect	○ / ●	○ / ●

Fonte: catálogo do fabricante SMA (2015).

6 RESULTADOS: ANÁLISE ECONÔMICA DO INVESTIMENTO

A análise econômica do investimento é uma ferramenta necessária para confirmar ao contratante a vantagem que ele terá ao investir em um sistema de geração de energia próprio. Será utilizado nesse trabalho 3 parâmetros de avaliação financeira, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Tempo de Retorno.

6.1 Considerações para o cálculo

Os módulos fotovoltaicos possuem garantia de geração de 25 anos. Logo espera-se que continuem em funcionamento por muito mais tempo. Nesse trabalho, o balanço econômico será feito considerando 30 anos de funcionamento, apenas 5 anos a mais que a garantia fornecida pelo fabricante. Considerando que o fabricante garante que o módulo fotovoltaico apresentará pelo menos 82,5% da sua potência nominal em 25 anos, calculou-se depreciação de 0,8% ao ano, um valor conservador.

Não houve aumento da demanda contratada pelo consumidor, não foram necessárias alterações na rede elétrica de distribuição com participação financeira do consumidor e não houve necessidade de adaptação do padrão de entrada da unidade consumidora.

6.1.1 Preço do sistema instalado

Para cálculo do preço total do sistema instalado utilizou-se a tabela de preços praticados por uma empresa local indicados na Tabela 12.

Tabela 12 – Tabela de preços de um sistema fotovoltaico instalado.

kWp	Preço/kWp (Venda)
45,00 kWp	R\$ 7.440,00
50,00 kWp	R\$ 7.320,00
60,00 kWp	R\$ 7.320,00
80,00 kWp	R\$ 7.200,00
100,00 kWp	R\$ 7.080,00
200,00 kWp	R\$ 7.080,00
300,00 kWp	R\$ 7.080,00
400,00 kWp	R\$ 7.080,00
500,00 kWp	R\$ 7.080,00

Fonte: elaborado pelo autor.

O preço dos equipamentos e serviços de instalação fornecido pela empresa localizada em Fortaleza foi R\$ 841.104,00. Como não se sabe a forma de pagamento que será escolhida pelo cliente, para simplificação, será considerado que o cliente pagará esse valor a vista.

Serão utilizados 4 conjuntos geradores fotovoltaicos de 29,7 kWp para o consumidor em estudo. Apesar da maior facilidade de instalação do sistema com ganchos galvanizados a fogo, escolheu-se as estruturas de fixação do tipo parafuso prisioneiro devido ao menor custo. Pela Tabela 13, o custo de importação de cada conjunto gerador será R\$ 96.711,92 e o custo de todos os equipamentos será de R\$ 386.847,68.

Tabela 13 – Conjunto gerador fotovoltaico selecionado.

Gerador Fotovoltaico de 29,7 kWp			Venda	
Quant.	Material		Unitário	Parcial
110	Módulo	Módulo 270 Wp	R\$ 613,14	R\$ 67.445,29
1	Inversor	SIW500 ST025	R\$ 19.414,82	R\$ 19.414,82
6	Conector	MC4 6 mm ²	R\$ 13,11	R\$ 78,67
125	m Cabo	Condumax Solarmax Flex SN 6 mm ² PT	R\$ 3,41	R\$ 426,33
125	m Cabo	Condumax Solarmax Flex SN 6 mm ² VM	R\$ 3,41	R\$ 426,33
4	Proteção	DPS CA SPW275-20	R\$ 61,92	R\$ 247,70
1	Disjuntor	MDW-B50-3 Trip.	R\$ 40,98	R\$ 40,98
			TOTAL	R\$ 88.080,12
2	Estrutura	telhado Cerâmico 3 módulos em retrato - Gancho	R\$ 375,91	R\$ 751,81
26	Estrutura	telhado Cerâmico 4 módulos em retrato - Gancho	R\$ 496,09	R\$ 12.898,30
			Total com estrutura	R\$ 101.730,24
2	Estrutura	telhado Fibrocimento 3 módulos em retrato - Parafuso	R\$ 243,91	R\$ 487,82
26	Estrutura	telhado Fibrocimento 4 módulos em retrato - Parafuso	R\$ 313,23	R\$ 8.143,98
			Total com estrutura	R\$ 96.711,92

Fonte: catálogo do fornecedor WEG.

6.1.2 Aumento da tarifa energética

O aumento da tarifa de energia elétrica, apesar de um efeito negativo na economia nacional, torna o investimento em um sistema de geração fotovoltaico próprio ainda mais vantajoso. Um dos pontos positivos apresentados ao consumidor é a proteção contra os aumentos da tarifa energética após o sistema instalado. Contudo, esse aumento deve ser levado em consideração quando calculado valor da economia anual após a instalação do gerador fotovoltaico.

Segundo Nakabaiashi (2015), há um tendência nacional história de a energia elétrica ficar 9,7% mais cara a cada ano para consumidores industriais. De modo conservador, serão utilizados nessa análise financeira uma inflação energética de 9,6% ao ano nos primeiros 5 anos e nos outros 25 anos, mais difíceis de se predizer, a inflação energética considerada será de 5,6%.

Em dados fornecidos pela Enel (2016), o valor da tarifa em horário de fora ponta era de R\$ 0,38 e no horário de ponta era de R\$ 1,57. Com a inflação energética, espera-se em 30 anos, o preço da energia elétrica seja pelo menos 3 vezes mais cara. O aumento ano a ano é exibido na Tabela 14.

Tabela 14 – Aumento estimado das tarifas de ponta e fora ponta.

Ano	Tarifa Fp	Tarifa P
2016	R\$ 0,38	R\$ 1,57
2017	R\$ 0,42	R\$ 1,72
2018	R\$ 0,46	R\$ 1,89
2019	R\$ 0,50	R\$ 2,07
2020	R\$ 0,55	R\$ 2,27
2021	R\$ 0,60	R\$ 2,48
2022	R\$ 0,66	R\$ 2,62
2023	R\$ 0,70	R\$ 2,77
2024	R\$ 0,73	R\$ 2,92
2025	R\$ 0,78	R\$ 3,09
2026	R\$ 0,82	R\$ 3,26
2027	R\$ 0,86	R\$ 3,44
2028	R\$ 0,91	R\$ 3,63
2029	R\$ 0,96	R\$ 3,84
2030	R\$ 1,02	R\$ 4,05
2031	R\$ 1,07	R\$ 4,28
2032	R\$ 1,13	R\$ 4,52
2033	R\$ 1,20	R\$ 4,77
2034	R\$ 1,27	R\$ 5,04
2035	R\$ 1,34	R\$ 5,32
2036	R\$ 1,41	R\$ 5,61
2037	R\$ 1,49	R\$ 5,93
2038	R\$ 1,57	R\$ 6,26
2039	R\$ 1,66	R\$ 6,61
2040	R\$ 1,75	R\$ 6,98
2041	R\$ 1,85	R\$ 7,37
2042	R\$ 1,95	R\$ 7,78
2043	R\$ 2,06	R\$ 8,22
2044	R\$ 2,18	R\$ 8,68
2045	R\$ 2,30	R\$ 9,16

Fonte: elaborado pelo autor.

6.1.3 Taxa mínima de atratividade financeira (TMA)

A taxa mínima de atratividade financeira representa uma referência de investimento com o objetivo de englobar os seguintes fatores:

Custo de Oportunidade:

Risco do investimento:

Liquidez:

A taxa mínima de atratividade, segundo Nakabaiashi (2015) pode ser estimada para clientes com pouca experiência em investimento tomando por base a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia). O valor tomado como taxa mínima de atratividade financeira será o valor da taxa SELIC acumulado nos últimos meses em março de 2017, 13,78%.

6.2 Valor presente líquido (VPL)

O valor presente líquido analisa o balanço entre os custos de instalação e de manutenção de um projeto e as receitas obtidas durante sua vida útil. Para comparação correta dos fluxos financeiros realizados a cada ano, deve-se levar em consideração que ter um valor disponível no tempo presente é muito mais vantajoso que o mesmo valor no futuro. Por isso, os fluxos de caixa calculados no futuro devem ser descontados de uma taxa de juros equivalente à taxa mínima de atratividade estimada.

Se o valor presente líquido for positivo, a soma das receitas será maior que a soma das despesas e o investimento será viável. Se o valor presente líquido for nulo ou menor que zero, o investimento trará prejuízo ao invés de lucro.

O valor presente líquido pode ser calculado pela equação a seguir:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (7)$$

Para:

VPL = Valor presente líquido (R\$)

I_0 = Investimento (R\$)

F_t = Fluxo de caixa no período (R\$)

n = Vida útil do gerador (anos)

i = Taxa de juros (% ao ano)

A Tabela 15 apresenta o cálculo do Valor Presente Líquido com o auxílio de uma planilha no programa Excel.

Tabela 15 – Fluxo de caixa descontado e economia total.

Ano	Gastos com Energia		Fluxo de caixa descontado
	S/ Sistema A	C\ Sistema A	
2016	R\$ 84.623,85	R\$ 2.988,40	-R\$ 668.794,25
2017	R\$ 92.747,74	R\$ 4.037,11	R\$ 67.272,80
2018	R\$ 101.651,52	R\$ 5.093,42	R\$ 64.353,38
2019	R\$ 111.410,07	R\$ 6.158,45	R\$ 61.651,24
2020	R\$ 122.105,44	R\$ 7.233,44	R\$ 59.138,17
2021	R\$ 133.827,56	R\$ 8.319,71	R\$ 56.790,27
2022	R\$ 145.408,07	R\$ 9.327,30	R\$ 54.148,23
2023	R\$ 153.536,38	R\$ 10.336,30	R\$ 50.081,51
2024	R\$ 162.119,06	R\$ 11.347,04	R\$ 46.345,31
2025	R\$ 171.181,52	R\$ 12.359,84	R\$ 42.909,09
2026	R\$ 180.750,56	R\$ 13.375,05	R\$ 39.745,63
2027	R\$ 190.854,52	R\$ 14.393,06	R\$ 36.830,56
2028	R\$ 201.523,29	R\$ 15.414,22	R\$ 34.142,06
2029	R\$ 212.788,44	R\$ 16.438,96	R\$ 31.660,52
2030	R\$ 224.683,31	R\$ 17.467,69	R\$ 29.368,32
2031	R\$ 237.243,11	R\$ 18.500,85	R\$ 27.249,56
2032	R\$ 250.505,00	R\$ 19.538,91	R\$ 25.289,89
2033	R\$ 264.508,23	R\$ 20.582,34	R\$ 23.476,31
2034	R\$ 279.294,24	R\$ 21.631,67	R\$ 21.797,06
2035	R\$ 294.906,79	R\$ 22.687,41	R\$ 20.241,43
2036	R\$ 311.392,08	R\$ 23.750,14	R\$ 18.799,69
2037	R\$ 328.798,89	R\$ 24.820,42	R\$ 17.462,99
2038	R\$ 347.178,75	R\$ 25.524,99	R\$ 16.242,42
2039	R\$ 366.586,05	R\$ 26.115,52	R\$ 15.112,27
2040	R\$ 387.078,21	R\$ 26.718,03	R\$ 14.059,65
2041	R\$ 408.715,88	R\$ 27.333,21	R\$ 13.079,31
2042	R\$ 431.563,09	R\$ 27.961,81	R\$ 12.166,40
2043	R\$ 455.687,47	R\$ 28.604,58	R\$ 11.316,34
2044	R\$ 481.160,40	R\$ 29.262,33	R\$ 10.524,90
2045	R\$ 508.057,27	R\$ 29.935,92	R\$ 9.788,11
			VPL = R\$ 262.249,18
			Economia Total = R\$ 7.114.628,66

Fonte: elaborado pelo autor.

6.3 Taxa interna de retorno (TIR)

A taxa interna de retorno, que indica a rentabilidade do investimento, indica a taxa de atratividade que faz com que o valor presente líquido seja nulo. Em outras palavras, se a rentabilidade for menor que a taxa de atratividade, o investimento será desvantajoso para o cliente.

A TIR pode ser calculada igualando equação do valor presente líquido a zero:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (8)$$

Para:

VPL = Valor presente líquido (R\$)

I_0 = Investimento (R\$)

F_t = Fluxo de caixa no período (R\$)

n = Vida útil do gerador (anos)

TIR = Taxa interna de retorno (% ao ano)

A taxa interna de retorno calculado para o projeto foi de 17,82%, maior que os 13,78% da taxa SELIC assumidos como taxa mínima de atratividade financeira. Isso indica que o investimento em análise proporcionará um retorno financeiro de 17,82% ao ano sobre o valor investido.

6.4 Tempo de retorno (Payback descontado)

O tempo de retorno do investimento indica o tempo necessário para que o balanço de caixa se torne positivo. Indica em quanto tempo o recurso investido será retornado ao consumidor. Assim como no cálculo do valor presente líquido, os fluxos de caixa para o cálculo do tempo de retorno devem ser descontados a taxa mínima de atratividade.

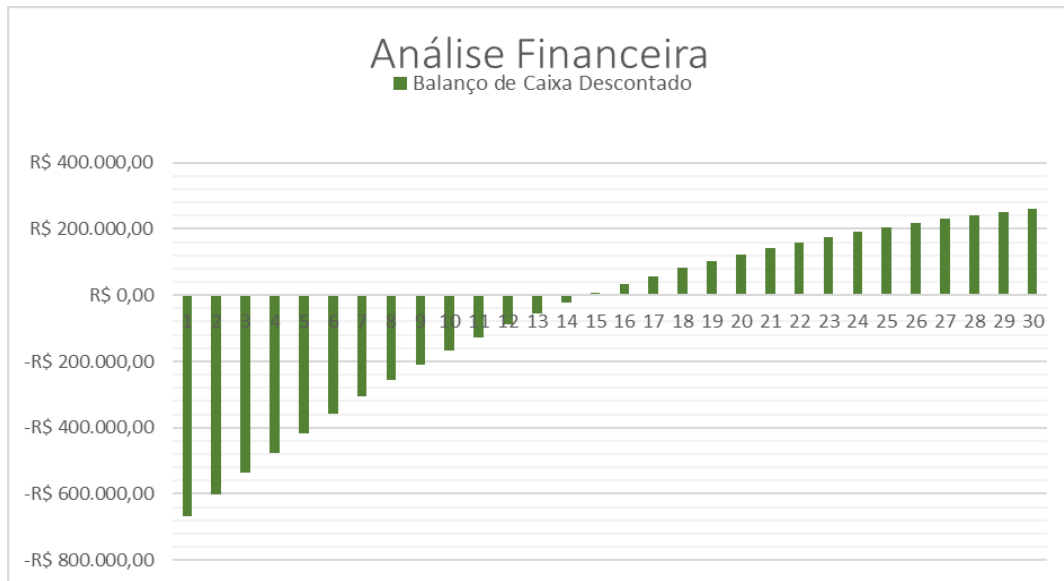
Para o investimento analisado, o tempo de retorno sem desconto da taxa mínima de atratividade foi de 7 anos e o tempo de retorno descontado foi de 14 anos como mostrado na Tabela 16. O Gráfico 6 exibe valores de Fluxo de Caixa Descontados da Taxa Mínima de Atratividade. Pelo Gráfico 6 indentifica-se o período em que o projeto passa a ter um Valor Líquido Presente positivo.

Tabela 16 – Balanço de caixa descontado e tempo de retorno.

Fluxo Anual Descontado:	Balanço de Caixa Descontado:
-R\$ 668.794,25	-R\$ 668.794,25
R\$ 67.272,80	-R\$ 601.521,45
R\$ 64.353,38	-R\$ 537.168,07
R\$ 61.651,24	-R\$ 475.516,83
R\$ 59.138,17	-R\$ 416.378,66
R\$ 56.790,27	-R\$ 359.588,38
R\$ 54.148,23	-R\$ 305.440,15
R\$ 50.081,51	-R\$ 255.358,64
R\$ 46.345,31	-R\$ 209.013,34
R\$ 42.909,09	-R\$ 166.104,25
R\$ 39.745,63	-R\$ 126.358,62
R\$ 36.830,56	-R\$ 89.528,05
R\$ 34.142,06	-R\$ 55.386,00
R\$ 31.660,52	-R\$ 23.725,47
R\$ 29.368,32	R\$ 5.642,85
R\$ 27.249,56	R\$ 32.892,41
R\$ 25.289,89	R\$ 58.182,30
R\$ 23.476,31	R\$ 81.658,62
R\$ 21.797,06	R\$ 103.455,68
R\$ 20.241,43	R\$ 123.697,10
R\$ 18.799,69	R\$ 142.496,80
R\$ 17.462,99	R\$ 159.959,79
R\$ 16.242,42	R\$ 176.202,20
R\$ 15.112,27	R\$ 191.314,48
R\$ 14.059,65	R\$ 205.374,12
R\$ 13.079,31	R\$ 218.453,43
R\$ 12.166,40	R\$ 230.619,83
R\$ 11.316,34	R\$ 241.936,17
R\$ 10.524,90	R\$ 252.461,08
R\$ 9.788,11	R\$ 262.249,18
Payback Desc.	14 anos

Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 6 – Balanço de caixa descontado e tempo de retorno.



Fonte: elaborado pelo autor.

A Tabela 17 fornece uma visão geral do sistema instalado e dos indicadores econômicos do investimento realizado.

Tabela 17 – Visão geral do sistema fotovoltaico.

Resumo do Sistema Fotovoltaico	
Informações do Gerais	
Quantidade de Módulos	440
Área Necessária	720 m ²
Potência do Sistema Fotovoltaico	118,80 kWp
Autonomia	99,18%
Investimento	
Valor Total do Sistema	R\$ 841.104,00
Valor por kWp	R\$ 7.080,00
Economia Mensal no 1º Ano	R\$ 8.359,38
Análise Financeira	
Economia Total em 30 anos:	R\$ 7.114.628,66
Payback Descontado:	14 anos
V.P.L.:	R\$ 262.249,18
T.I.R.:	17,82%
Valor Acumulado em Investimento 8% em 30 anos	R\$ 21.065.131,17

Fonte: elaborado pelo autor.

7 CONCLUSÃO

O sistema projetado nesse trabalho se mostrou possível de ser instalado por estar de acordo com as normas vigentes, Resolução Normativa nº 687 de 2015, Resolução Normativa nº 482 de 2012, Resolução Normativa nº 414 de 2010 e a Norma Técnica 010 de 2012 da Enel Distribuidora.

A análise feita sobre o sistema de 118,8 kWp no valor de R\$ 841.104,00 para o consumidor final, com vida útil considerada de 30 anos, apontou viabilidade financeira nos 3 indicadores avaliados.

Para o valor presente líquido, que indica o somatório das receitas e despesas descontado a influência do tempo sobre o valor financeiro, foi obtido R\$ 262.249,18. Deve-se lembrar que o valor presente líquido não indica a economia oferecida pelo o sistema durante os 30 anos de vida útil. O valor presente líquido, quando positivo, indica que vale a pena aplicar o recurso financeiro necessário durante o período de interesse. A economia total na conta de energia sem levar em consideração os custos de oportunidade financeira calculada durante os 30 anos de vida útil do sistema foram de R\$ 7.114.628,55.

A taxa interna de retorno obtida, igual a 17,82%, foi maior que a taxa mínima de atratividade considerada igual a taxa SELIC prevista para 2017 de 13,78%. Conclui-se, a partir desses dados, que o investimento em um sistema fotovoltaico trará maior retorno financeiro que a aplicação desse mesmo valor em um título bancário, por exemplo. Vale ressaltar que em 2017, a taxa SELIC prevista apresentou um valor mais alto que os valores dos últimos 4 anos. Logo, 2017 se apresentou como um bom ano para investimentos em títulos bancários. Mas mesmo assim não superando o investimento em um sistema de geração fotovoltaica.

Por fim, o tempo de retorno também descontados o risco do investimento, o custo de oportunidade e inflação foi igual a 14 anos. Um prazo longo, mas bem inferior aos 30 anos de vida útil esperados para o sistema fotovoltaico. Muitas empresas calculam apenas o tempo de retorno simplificado, sem levar em consideração os fatores citados. O tempo de retorno simplificado obtido foi de 7 anos, mas esse dado não é realista na avaliação de um investimento de longo prazo porque negligencia a influência do tempo sobre o valor investido. Então, esse foi o único parâmetro que apesar de positivo não se mostrou tão satisfatório. Pois o investidor só terá novamente o mesmo poder aquisitivo para outro investimento do mesmo porte após o prazo de 14 anos. Contudo, caso ele acumule a economia mensal em um outro investimento como proposto, esse prazo de retorno deverá diminuir.

7.1 Sugestão para trabalhos futuros

Realizar o mesmo estudo de caso considerando que o cliente investirá a economia mensal obtida na conta de energia elétrica em um título público ou no mercado imobiliário.

Realizar o mesmo estudo de caso para um cliente com transformador de entrada de até 112,5 kVA que possa se enquadrar, segundo a Resolução Normativa nº 414 de 2010, no grupo optante B.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_6%20-%20LIMPO.pdf> . Acesso em: 16 jan. 2017.

Banco de Informações de Geração (BIG). Capacidade de Geração do Brasil. Site, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> . Acesso em: 20 dez. 2016.

Blog Informativo da BLUESOL. Isenção de ICMS para Energia Solar. Site, 2017. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/infografico-isencao-de-icms-para-energia-solar/>>. Acesso em: 2 de jun. 2017.

_____. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.

_____. Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

_____. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

_____. Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 14 mar. 2017.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ (COELCE). Norma Técnica nt-010, de 12 de dezembro de 2012.

COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DO ESTADO DO CEARÁ. Tarifas de energia. Disponível em: < <https://www.coelce.com.br/sobrecoelce/tarifas.aspx> > . Acesso em: 23 nov. 2016.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). Disponível em: <<http://cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 3 mai. 2017

INMETRO. Portaria nº 004, de 04 de janeiro de 2011.

NAKABAYASHI, Renny. Microgeração fotovoltaica no Brasil: Viabilidade econômica. Dissertação (Mestrado em ciências). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES, CEPEL – CRESESB, edição revisada e atualizada, Rio de Janeiro, Março de 2014.