



Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica
Graduação em Engenharia Elétrica

GUILHERME XAVIER SOUTO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
IMPLANTAÇÃO DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO DE 76,8
kWp EM UMA UNIDADE CONSUMIDORA COMERCIAL DE
BAIXA TENSÃO**

Uberlândia
2018

GUILHERME XAVIER SOUTO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
IMPLANTAÇÃO DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO DE 76,8
kWp EM UMA UNIDADE CONSUMIDORA COMERCIAL DE
BAIXA TENSÃO**

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Orientador: Luíz Carlos Gomes De Freitas

Assinatura do Orientador

Uberlândia
2018

GUILHERME XAVIER SOUTO DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA PARA
IMPLANTAÇÃO DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO DE 76,8
kWp EM UMA UNIDADE CONSUMIDORA COMERCIAL DE
BAIXA TENSÃO**

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Banca examinadora

Prof. Dr. Luiz Carlos Gomes De Freitas

Prof. Dr. Gustavo Brito de Lima

Dr. Fernando Cardoso Melo

Uberlândia

2018

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me proporcionado chegar até aqui. À minha família por todo apoio, contribuindo imensamente para que eu pudesse completar essa importante etapa da minha vida.

Aos professores que sempre estiveram dispostos a me ajudar e contribuir para um melhor aprendizado, em especial ao meu orientador, prof. Luíz Carlos Gomes de Freitas. Agradeço também, a minha instituição por ter me dado a oportunidade e ferramentas necessárias para chegar hoje ao final deste ciclo.

Minha gratidão, também, as empresas Reluze e Supermercado Lunasa por toda contribuição e disponibilidade para a elaboração deste trabalho.

RESUMO

No trabalho é apresentado, inicialmente, como se encontra o setor de energia fotovoltaica no Brasil e quais as normas e regulamentos para Geração Distribuída vigentes no país. Posteriormente, é feito uma análise de viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica implementado no estabelecimento comercial Lunasa, localizado na cidade de Uberlândia.

O objetivo do trabalho é mostrar que a geração da própria energia elétrica através de um SFV, seja em uma residência ou em um estabelecimento comercial, é de fato um investimento atrativo que ajuda a diversificar e aliviar o sistema energético brasileiro.

Palavras Chave: Normas, Regulamentos, Geração Distribuída, viabilidade técnica econômica, Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica.

ABSTRACT

In this work is introduced, initially, how the photovoltaic energy sector in Brazil is doing and what are the current rules and regulations for Distributed Generation in the country. Later, a technical and economic feasibility analysis of a photovoltaic system connected to the electric grid implemented in the Lunasa commercial establishment, located in the city of Uberlândia, is carried out.

The objective of this work is to show the generation of electric energy through a Photovoltaic System, in a residence or in a commercial establishment, is in fact an attractive investment which helps to diversify and relieve the Brazilian energy system.

Keywords: Standards, Regulations, Distributed Generation, economic feasibility, Photovoltaic System Connected to the Electrical Network.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC/CA – Corrente Alternada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

BT – Baixa Tensão

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito

DC/CC – Corrente Contínua

DPS – Dispositivo de Proteção contra Surtos

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FV – Fotovoltaico

GD – Geração Distribuída

HFP – Horário Fora de Ponta

HP – Horário de Ponta

HSP – Horas de Sol Pleno

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

MME – Ministério de Minas e Energia

MPP – Ponto de máxima Potência

NBR – Norma Brasileira

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional

REN – Regulamento Normativo

RN – Resolução Normativa

VPL – Valor Presente Líquido

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

SFV – Sistema Fotovoltaico

SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Irradiação Solar no território brasileiro para o plano inclinado.....	13
Figura 2 - Matriz Energética Brasileira.....	14
Figura 3 - Número de Conexões Instaladas através da Geração Distribuída.	15
Figura 4 - Evolução de capacidade instalada e energia solar gerada.	15
Figura 5 - Trajetória anual de redução dos custos do SFV.	16
Figura 6 - Comparativo entre Tarifa Branca e a Tarifa Convencional.....	17
Figura 7 - Exemplo da aplicação do fator de ajuste para créditos gerados no HFP.	24
Figura 8 - Aplicação do fator de ajuste.	25
Figura 9 - Faturamento após a aplicação do fator de ajuste.	25
Figura 10 - Etapas de acesso de micro e mini geradores ao sistema de distribuição da Cemig D.....	27
Figura 11 - Forma de conexão do acessante (através do inversor) à rede de BT da Cemig D.	28
Figura 12 - Telhado novo do Supermercado Lunasa.	33
Figura 13 – Exemplo de simulações utilizando os softwares: Skelion e Sketchup.....	34
Figura 14 - Indicação da Direção do Telhado.....	35
Figura 15 - Local onde será abrigado o inversor e o transformador.	36
Figura 16 - Irradiação solar para a cidade de Uberlândia.....	37
Figura 17 - Principais dados do Módulo Fotovoltaico BYD 320 Wp.....	39
Figura 18 - Estrutura metálica integrativa.....	41
Figura 19 - Principais dados do Inversor.	42
Figura 20 - Certificados, comprovando que inversor se enquadra na NBR 16149.	45
Figura 21 - Esquema do transformador utilizado.	46
Figura 22 - Parte do Diagrama Unifilar, destacando o lado CC do SFV.	48
Figura 23 - Número de conexões na entrada cc do inversor.	48
Figura 24 - Lado CA do SFV, destacando as 2 partes dos cabos CA.....	50
Figura 25 - Eletrocalhas.	52
Figura 26 - Dispositivos de proteção do Inversor Fronius ECO 25.0-3-S.	52
Figura 27 - Ficha Técnica, com as principais informações do DPS DC utilizado.	54
Figura 28 - Ficha Técnica com as principais informações do DPS CA utilizado.....	55
Figura 29 - Localização do DPS CA.....	55
Figura 30 - Diagrama unifilar, Disjuntores.	56
Figura 31 - Diagrama Unifilar, destacando o Medidor Bidirecional.	57
Figura 32 - Financiamento pelo FNE SOL.	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Alocação do excedente de energia elétrica no Autoconsumo Remoto.....	21
Tabela 2 - Exemplo de fatura para Autoconsumo Remoto com outras unidades consumidoras.	21
Tabela 3 - Créditos Alocados para cada condômino.	22
Tabela 4 - Custo de Disponibilidade para consumidores de Baixa Tensão.....	25
Tabela 5 - Requisitos de proteção para potência instalada até 75 kW.....	28
Tabela 6 - Níveis de tensão para conexão de centrais geradoras.	29
Tabela 7 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.....	30
Tabela 8 - Respostas às condições anormais de tensão.....	31
Tabela 9 - Limites de Harmônicos e distorção de forma de onda.....	32
Tabela 10 - Histórico de consumo total.....	36
Tabela 11 - Principais resultados encontrados no tópico 2.2.3.....	44
Tabela 12 – Perdas anuais do SFV conectado à rede elétrica de distribuição.	58
Tabela 13 - Cálculo de juros compostos para financiamento na Caixa Econômica	61
Tabela 14 - Payback do estudo de caso realizado.....	64
Tabela 15 - Estimativa do VPL - Taxa de desconto igual a 3,95%.....	65
Tabela 16 - Estimativa d TIR - Taxa de desconto igual a 3,95%.....	67

SUMÁRIO

1	Introdução	12
1.1	Motivação	12
1.2	Tarifa Branca	16
1.3	Problemas	19
1.3.1	Preço dos Módulos Fotovoltaicos	19
1.3.2	Fator de Potência x Geração Fotovoltaica para o Grupo A	19
1.3.3	Qualidade da Rede de Distribuição	19
1.4	Regulamentação e Normas	20
1.4.1	REN 482/2012 e REN 687/2015	20
1.4.2	ND 5.30 e ND 5.31	26
1.4.3	Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST	29
1.4.4	Norma 16149	31
2	Estudo de Caso	32
2.1	Pré Projeto	33
2.1.1	Análise do local da instalação dos Módulos Fotovoltaicos, do Inversor e do Transformador.	33
2.1.2	Histórico de Consumo	36
2.1.3	Índice Solarimétrico	37
2.1.4	Cálculo inicial da quantidade de Módulos Fotovoltaicos	38
2.2	Dimensionamento dos Equipamentos	38
2.2.1	Módulo Fotovoltaico	38
2.2.2	Tipo de Montagem	41
2.2.3	Inversor	42
2.2.4	Transformador	46
2.2.5	Cabos CC	46
2.2.6	Cabos CA	49
2.2.7	Eletrodutos	51
2.2.8	Componentes de Proteção	52
2.2.9	Medidor de Energia	57
3	Perdas no Sistema	58
3.1	Geração Esperada	59
4	Viabilidade Econômica	59
4.1	Condições Diferenciadas de Financiamento	60
4.2	Payback	63
4.3	Valor Presente Líquido (VPL)	64

4.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)	66
4.5 Análise dos dados	68
5 Conclusão	68
Anexo A – Faturas da energia elétrica do estabelecimento Lunasa	73
Anexo B – Ficha técnica completa do Módulo Fotovoltaico BYD 320Wp	75
Anexo C – Ficha Técnica completa do Inversor Fronius ECU 25KW	77
Anexo D – Tabela para dimensionamento dos cabos	79

1 Introdução

A energia fotovoltaica é uma fonte energética que, atualmente, pode ser utilizada de forma viável economicamente e tecnicamente em diversos países, inclusive no Brasil.

É considerada uma energia limpa e renovável, pois não agride o meio ambiente de forma considerável se comparada com outras fontes de energia elétrica. Por exemplo, se a energia fotovoltaica for comparada com a energia hidroelétrica, a energia fotovoltaica tem seu impacto negativo ao meio ambiente na fabricação dos equipamentos para sua instalação (principalmente no desperdício de silício para a fabricação dos módulos fotovoltaicos). Já a energia hidroelétrica, além de contribuir para a poluição do meio ambiente na fabricação dos equipamentos utilizados na sua instalação, também gera um transtorno social (prejudicando a população ribeirinha) e no meio ambiente, inundando áreas enormes.

Segundo a publicação da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), em 2015, as tecnologias para captação de energia solar receberam mais da metade de todo o investimento no setor de fontes renováveis, o que mostra a real evolução desse tipo de energia. Vários países, como China, Estados Unidos, Alemanha, Japão e Reino Unido já investem há um certo tempo de maneira intensiva na energia fotovoltaica, com pesquisas e com incentivos do governo, reduzindo impostos e criando regulamentos que facilitam e motivam a geração distribuída.

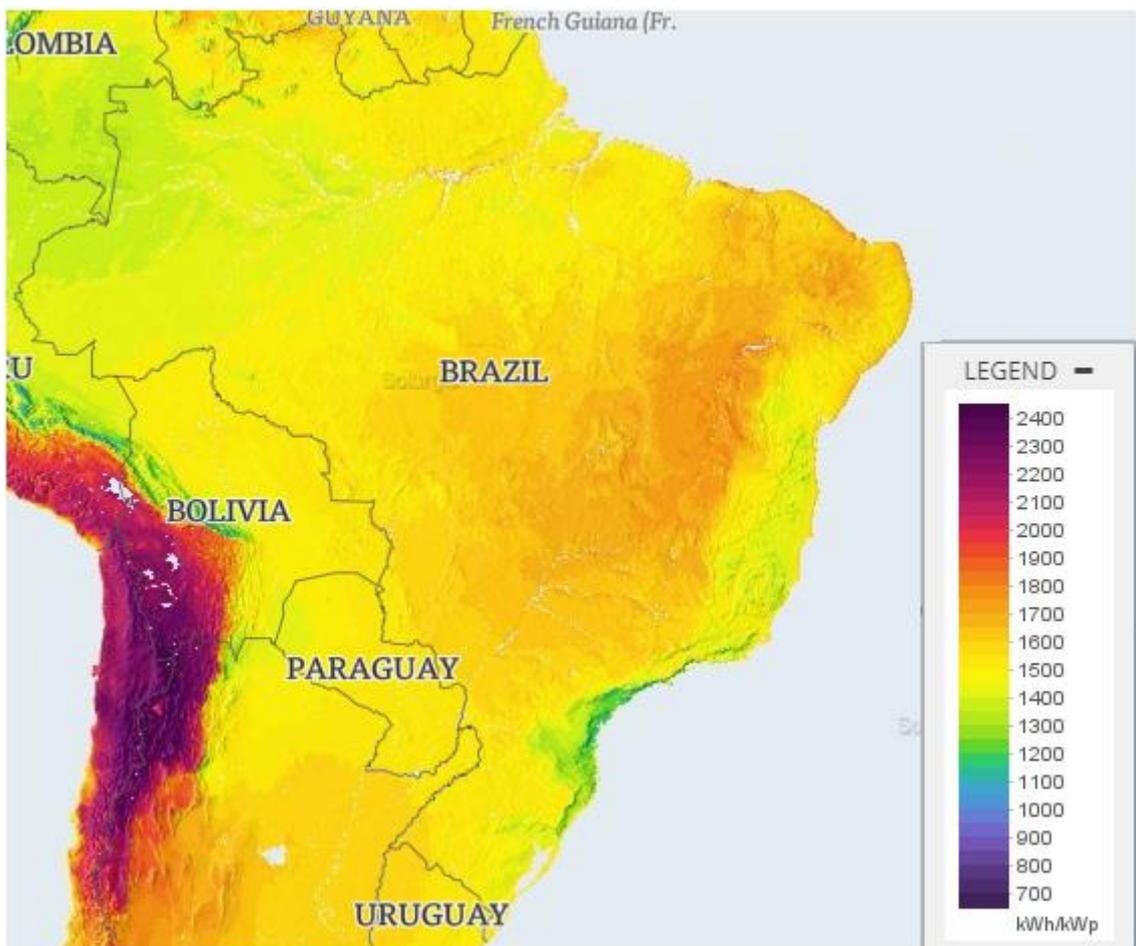
Em dezembro de 2015 foi lançado o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). Com R\$ 100 bilhões em investimentos, a previsão é que até em 2030, 2,7 milhões de unidades consumidoras poderão ter energia gerada por elas mesmas, entre residências, comércio, indústrias e no setor agrícola, o que pode resultar em 23.500 MW (48 TWh produzidos) de energia limpa e renovável, o equivalente à metade da geração da Usina Hidrelétrica de Itaipu. Com isso, o Brasil pode evitar que sejam emitidos 29 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera [1].

1.1 Motivação

Para exemplificar o grande potencial de geração de energia fotovoltaica no Brasil, pode-se comparar a radiação solar na região mais ensolarada da Alemanha,

(um dos líderes no uso da energia fotovoltaica) que é 40% menor do que na região menos ensolarada do Brasil [2]. A Figura 1 apresenta a irradiação solar no território brasileiro e pode-se observar que o país é privilegiado neste quesito. Praticamente, todas as regiões do território brasileiro recebem mais de 1600 horas de insolação, com um potencial equivalente a 15 milhões de MWh, correspondente a 50 mil vezes o consumo nacional de eletricidade [3].

Figura 1 - Irradiação Solar no território brasileiro para o plano inclinado.

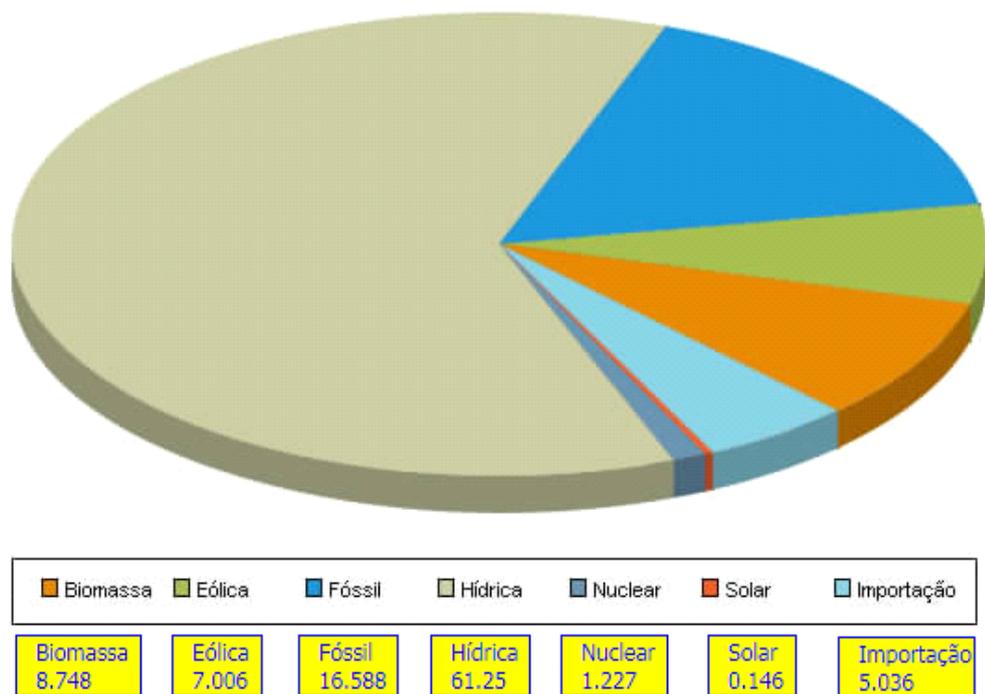


Fonte: [17]

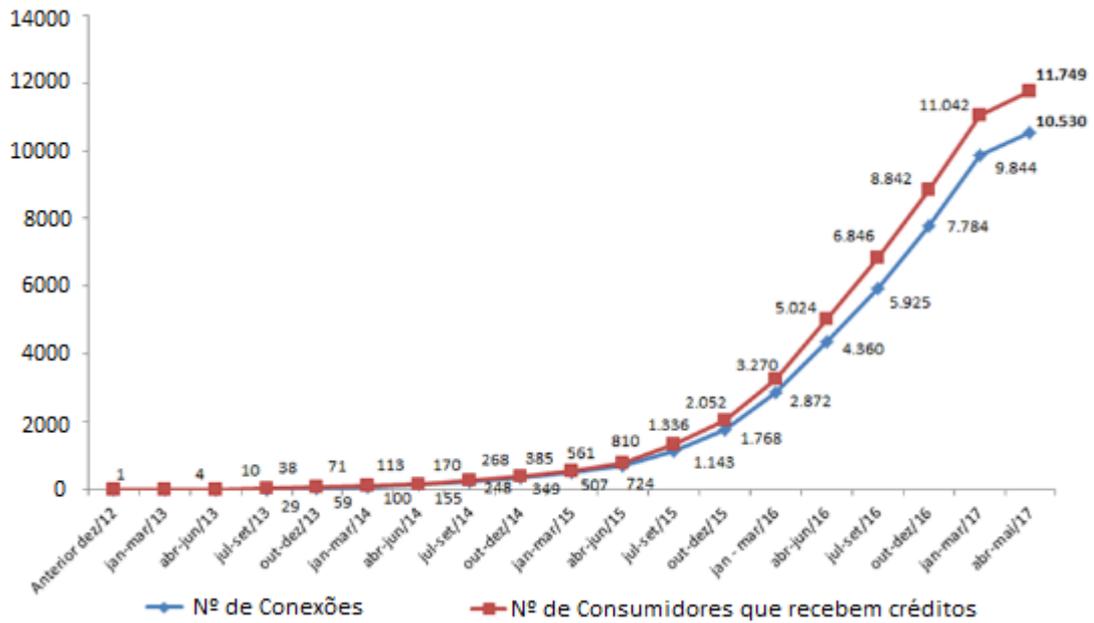
Apesar dessas condições favoráveis, o uso da luz solar para geração elétrica ainda é uma opção pouco utilizada, como é exposto na Figura 2, que apresenta a matriz energética brasileira. Apenas 0,146% de toda matriz energética do Brasil é composta de energia solar e esse número pode trazer uma certa desconfiança. Porém, em 2015, segundo dados da Aneel, esse número era ainda menor, de 0,02%, ou seja, em apenas 2 anos o setor de energia solar cresceu 7,3 vezes [5]. (Ver

Gráficos das Figuras 3 e 4). Outra leitura que pode ter desse valor (0,146%) é que esse setor ainda está longe de sua saturação, ou seja, tem um potencial de crescimento enorme, o que não se pode dizer da geração de energia elétrica através das hidroelétricas, que já não possuem estrutura para sua ampliação, principalmente por questões sociais e ambientais.

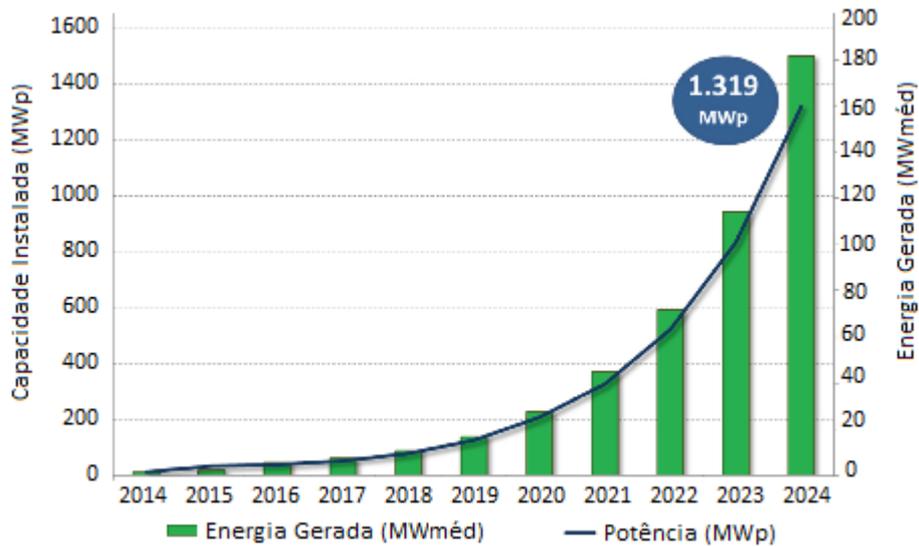
Figura 2 - Matriz Energética Brasileira.



Fonte: [5]

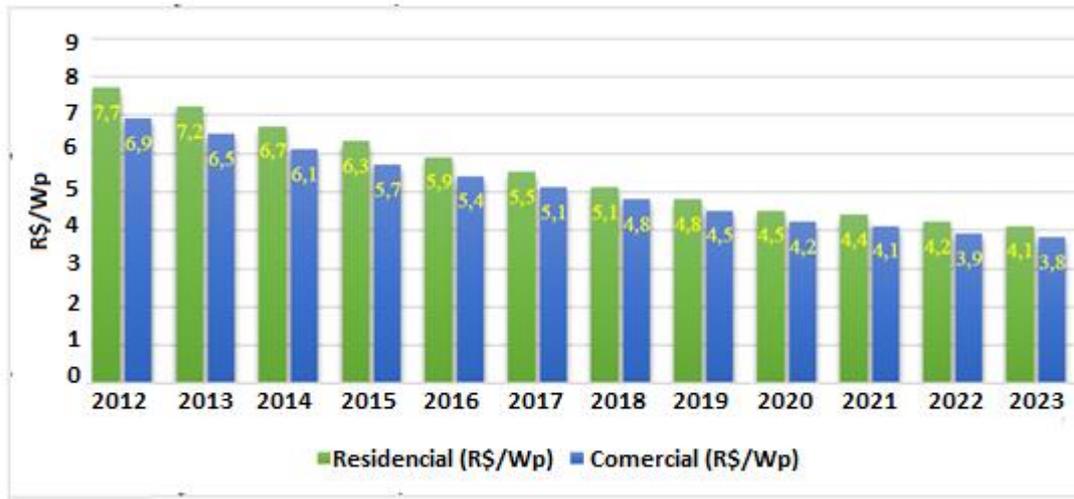
Figura 3 - Número de Conexões Instaladas através da Geração Distribuída.

Fonte: [5]

Figura 4 - Evolução de capacidade instalada e energia solar gerada.

Fonte: [4]

Outro estímulo para se investir nesse setor é a previsão da redução do custo da instalação de uma geração de energia fotovoltaica, indicado na Figura 5, na qual percebe-se que o custo já decaiu de forma considerável.

Figura 5 - Trajetória anual de redução dos custos do SFV.

Fonte: [4]

Um incentivo importante realizado foi através do convênio ICMS 16/2015, onde os estados que aderiram a este convênio (Minas Gerais é um deles) estabelece que o ICMS deva incidir somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede [6].

Além disso, o Brasil possui uma das maiores reservas de silício do mundo [7]. Isso faz com que o país seja um local privilegiado para desenvolver uma indústria local de produção de células solares, gerando empregos e retorno em impostos.

1.2 Tarifa Branca

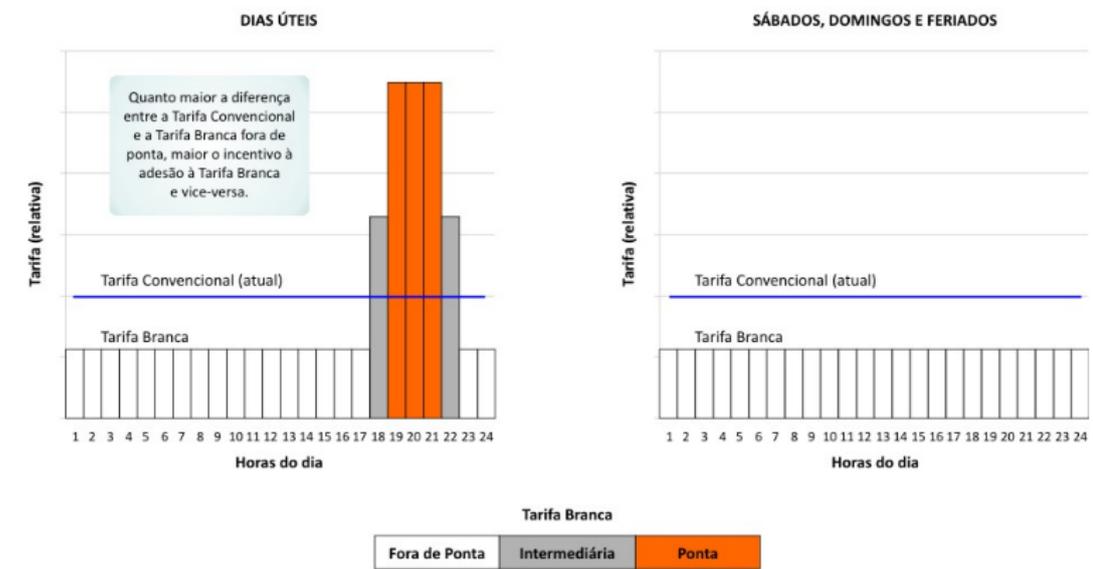
Uma novidade que está para ser implementada a partir de 2018 e pode ser interessante para consumidores do Grupo B (127, 220, 380 ou 440 Volts) é em relação ao novo tipo de tarifação, denominada Tarifa Branca [8].

Nos dias úteis, o valor da Tarifa Branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é relativamente mais barata. Nos feriados nacionais e nos fins de semana, o valor é sempre fora de ponta. Os períodos considerados horários de ponta, intermediário e fora de ponta são homologados pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas de cada distribuidora, que ocorrem em média a cada quatro anos.

Antes da criação da Tarifa Branca, havia apenas uma tarifa para os consumidores em baixa tensão, a Convencional, que tem um valor único (em R\$/kWh) cobrado pela energia consumida e é igual em todos os dias e em todas as horas.

É essencial que o consumidor, antes de optar pela Tarifa Branca, conheça seu perfil de consumo e a relação entre a Tarifa Branca e a Convencional, analisando também a utilização da energia elétrica ao longo do dia. Quanto mais o consumidor deslocar seu consumo para o período fora de ponta e quanto maior for a diferença entre essas duas tarifas, maiores serão os benefícios da Tarifa Branca, como é observado na Figura 6.

Figura 6 - Comparativo entre Tarifa Branca e a Tarifa Convencional.



Fonte: [8]

Como foi regulamentado na Resolução Normativa nº 733/2016, o consumidor poderá solicitar a adesão à tarifa branca a partir de 1º de janeiro de 2018. Porém, existe a seguinte ordem de prioridade [8]:

- 1º de janeiro de 2018, para novas ligações e para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 500 kW/h;
- 1º de janeiro de 2019 para unidades consumidoras com média anual de consumo mensal superior a 250 kW/h e;
- 1º de janeiro de 2020 para todas as unidades consumidoras.

Outras informações importantes:

- a adesão será uma OPÇÃO do consumidor e a solicitação deverá ser atendida pela distribuidora em até 30 dias;
- a opção pela modalidade tarifária Branca poderá ser exercida por todos os titulares de unidades atendidas em baixa tensão, exceto as unidades consumidoras da subclasse baixa renda da classe residencial, do tipo iluminação pública ou as unidades consumidoras que façam uso do sistema de pré-pagamento;
- a adesão de uma nova ligação, no caso de o consumidor querer iniciar o fornecimento com aplicação da modalidade tarifária Branca, deve ser atendida pela distribuidora dentro dos prazos definidos pela Resolução Normativa nº 414/2010 (máximo de 5 dias em área urbana e 10 dias em área rural);
- o consumidor poderá retornar à Tarifa Convencional a qualquer tempo, devendo ser atendido pela distribuidora em até 30 dias. Após o retorno à Convencional, uma nova adesão à Tarifa Branca só será possível após o prazo de 180 dias;
- os custos relativos ao medidor e à sua instalação são de responsabilidade da distribuidora; eventuais custos para alterações no padrão de entrada da unidade consumidora competem ao consumidor;
- o consumidor poderá solicitar um medidor com funcionalidades adicionais, devendo, porém, arcar com a diferença de preço desse equipamento em relação ao medidor normal;
- a fatura deverá discriminar os valores de consumo em cada período (ponta, fora de ponta e intermediário).

Mas a pergunta que ocorre neste momento, é: “O que relaciona a Tarifa Branca com a geração de energia fotovoltaica”?

A resposta é a seguinte: se não houver a possibilidade de deslocamento do consumo do horário de ponta para o horário fora de ponta, a unidade consumidora pode gerar energia elétrica através de um SFV, armazenar essa energia em bancos de bateria, e no período de ponta, desconectar-se da rede elétrica da concessionária e utilizar a energia armazenada nas baterias. Para isso, o projetista fará um projeto no qual será dimensionado o SFV para gerar energia somente para o período de ponta, e no período fora de ponta, utilizar a energia da concessionária pelo modo de tarifação branca. Desta forma, espera-se uma diminuição significativa na fatura de energia elétrica.

1.3 Problemas

Neste tópico será exposto alguns dos problemas encontrados com a instalação de um sistema fotovoltaico como Geração Distribuída.

1.3.1 Preço dos Módulos Fotovoltaicos

A principal dificuldade para uma maior disseminação do sistema fotovoltaico no Brasil é em relação ao custo do módulo fotovoltaico. Esse custo caiu consideravelmente nos últimos anos (como já foi exposto no tópico 1.1). O preço do módulo fotovoltaico é agora cerca da metade do preço que era em 2008, e aproximadamente 100 vezes menor do que eram em 1977. Atualmente, o preço em relação à potência está, em média, R\$2,86/Wp [9].

1.3.2 Fator de Potência x Geração Fotovoltaica para o Grupo A

Como se sabe, o gerador fotovoltaico gera apenas potência ativa, no entanto, a carga necessita tanto de potência ativa, quanto de potência reativa. Nesse sentido, no momento em que o SFV suprir toda a demanda de potência ativa da carga, a rede de distribuição não precisará injetar potência ativa, apenas a potência reativa. Quando isso ocorrer o fator de potência diminuirá consideravelmente, como é apresentado na equação (1), e a unidade consumidora pagará multa por excesso de reativo [40].

$$fp \downarrow = \cos\phi = \frac{P \downarrow}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (1)$$

1.3.3 Qualidade da Rede de Distribuição

Com o crescimento da geração distribuída, as concessionárias de energia elétrica temem pela qualidade e segurança da rede elétrica de distribuição.

Com as conexões através dos inversores (equipamentos eletrônicos), a preocupação com a distorção harmônica na rede de distribuição aumenta. Atualmente, isso não é algo que impacta as redes de forma considerável, porém é inevitável a discussão entre as concessionárias e a Aneel, para que não gerem possíveis transtornos no futuro.

1.4 Regulamentação e Normas

Neste tópico, serão abordados comentários e explicações dos textos contidos nos principais regulamentos e normas relacionados à instalação de energia fotovoltaica conectado à rede elétrica, expondo os principais aspectos que incentivam e fazem com que haja o crescimento no setor.

Os regulamentos que serão discutidos são: REN 482/2012, REN 687/2015, PRODIST Módulo 3, ND 5.30, ND 5.31 e a NBR 16149.

1.4.1 REN 482/2012 e REN 687/2015

A publicação da Resolução Normativa 482 em 2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Posteriormente, a REN 482/2012 foi revisada e em 2015 foi publicada a REN 687/2015, que altera a 482, e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST [10] [11]. As principais mudanças efetuadas foram:

- 1) em relação ao prazo para o uso dos créditos de energia, que aumentou de 36 meses para 60 meses;
- 2) o período para a aprovação do sistema fotovoltaico junto à concessionária diminuiu de 82 para 34 dias;
- 3) a alteração da potência para microgeradores (que antes era de até 100 kW e diminuiu para 75 kW) e minigeradores (que antes era de 100 kW a 1 MW e mudou para a faixa de 75 kW a 5 MW).

Segundo a Regulamentação vigente a energia gerada pode ser utilizada das seguintes formas:

- **Autoconsumo remoto:** é definido quando uma unidade de micro ou mini geração distribuída produz energia excedente, e essa energia pode ser compensada em unidades consumidoras que são de uma mesma titularidade de uma pessoa física ou jurídica [11].

Exemplo: Unidade consumidora com microgeração: potência instalada de 10 kWp do Grupo B, atendido em rede trifásica, que utiliza o excedente da energia elétrica em outras duas unidades consumidoras, de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1 - Alocação do excedente de energia elétrica no Autoconsumo Remoto.

UC2	UC3
70%	30%

Fonte: Dados do próprio autor.

Considerando que para esse microgerador, a tarifa é de R\$0,51/kWh. A fatura é calculada da seguinte forma, como apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 - Exemplo de fatura para Autoconsumo Remoto com outras unidades consumidoras.

Mês	Energia Gerada (UC1) [kWh]	Energia Consumida (UC2) [kWh]	Crédito de Energia (UC1) [kWh]	Valor da Fatura (UC1)
Janeiro	220	186	34	51
Fevereiro	250	190	60	51
Março	200	310	0	56,1
	Créditos Alocados para UC2 [kWh]	Créditos Alocados para UC3 [kWh]		
	23,8	10,2		
	42	18		
	0	0		

Fonte: Dados do próprio autor.

Na Tabela 2, nos meses de janeiro e fevereiro houve excedente de energia, e a UC1 pagou somente o custo de disponibilidade equivalente a 100 kWh, pelo fato de o mesmo ser atendido por uma rede trifásica em BT. Além disso, o excedente de energia foi alocado na UC2 (70%) e na UC3 (30%). No mês de março, não houve crédito de energia, ou seja, o consumo foi maior que a geração, e então foi pago o valor referente a 100 kWh multiplicado pelo valor da tarifa. Como não houve excedente, não foi alocado créditos de energia nas unidades consumidoras 1 e 2.

- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínio):** é utilizada em condomínios residenciais, nos quais a geração esteja em um lugar comum aos condôminos e que este espaço seja uma unidade consumidora distinta e independente, localizada na propriedade do condomínio. A administradora do condomínio é responsável por estabelecer quem são e quais as parcelas que cada condômino tem direito sobre o crédito energético [11].

Exemplo: Um condomínio comercial é atendido em 13,8 kV (Grupo A), possui 3 lojas, que são atendidas em baixa tensão (Grupo B).

Em contrato, será estabelecida a porcentagem de créditos para cada condômino, que neste exemplo é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Créditos Alocados para cada condômino.

UC condomínio	UC1	UC2	UC3
55%	15%	15%	15%

Fonte: Dados do próprio autor.

Da energia gerada pelo sistema, 55% é para o condomínio e o restante foi dividido igualmente entre os condôminos.

Obs.: A quantidade de créditos recebida pelas unidades consumidoras dos condomínios (Grupo B) não sofre influência devido à diferença tarifária entre suas unidades e a unidade consumidora, que é do Grupo A.

- **Geração compartilhada:** quando há uma unidade geradora, e a energia excedente desta unidade é compartilhada entre várias unidades consumidoras, desde que seja na mesma área de concessão ou permissão da concessionária, através de consórcio ou cooperativa (composta por pessoas físicas ou jurídicas) [11]. A geração compartilhada, segue o mesmo princípio do autoconsumo remoto, no que se refere à alocação de excedente de energia elétrica e faturamento.

É importante ressaltar que, para as três formas de utilização dos créditos de energia, é de responsabilidade da unidade consumidora com micro ou minigeração informar à distribuidora o percentual da energia excedente a ser alocada entre as demais unidades.

Em relação ao quanto de potência é permitido instalar, de acordo com o art. 4, parágrafo 1 e 2 da REN 687, a potência instalada fica restringida à potência concedida para a unidade onde está localizada a central geradora. E se porventura, o consumidor queira aumentar a potência instalada, ultrapassando o limite pré-estabelecido, o mesmo terá que solicitar o aumento da potência instalada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

1.4.1.1 Sistemas de Compensação de Energia Elétrica

O sistema de compensação de energia tem seu modo de faturamento, com maiores detalhes, estabelecido no art. 7º da REN nº 482/2012. Sendo que neste trabalho será explicado de forma simples e resumida como se procede a compensação de energia elétrica.

O sistema utilizado no Brasil é o chamado *Net Metering*. Basicamente, esse método de compensação de energia elétrica funciona pelo empréstimo da energia elétrica gerada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída de forma gratuita à distribuidora local, gerando uma espécie de “créditos de energia elétrica”, podendo ser consumido em um prazo de até 60 (sessenta) meses, pela mesma unidade consumidora ou outra unidade de mesma titularidade, desde que possua o mesmo CPF ou CNPJ junto ao Ministério da Fazenda. Por exemplo, em um determinado mês, o mini ou o micro gerador de energia elétrica gerou 100 kWh e foi consumido 80 kWh, então a unidade consumidora possui 20 kWh para utilizar em até 60 meses na própria unidade consumidora ou em outras unidades, de acordo com a definição dos termos de geração compartilhada e autoconsumo remoto.

É importante esclarecer que mesmo que a unidade consumidora gere mais energia do que consumiu, não significa que não será cobrado nada na fatura de energia elétrica, pois deve ser pago o valor mínimo, que é o custo de disponibilidade da rede elétrica de distribuição. Esse valor mínimo varia do tipo de consumidor, se for do Grupo A (Alta tensão) ou grupo B (Baixa tensão).

No que se refere ao tipo de consumidor (Grupo A ou B) a cobrança para o micro ou mini gerador é feita da seguinte forma:

- Grupo A: é cobrado no mínimo o valor referente à demanda contratada. O faturamento se dá pelo consumo de energia nos horários de ponta e fora de ponta, já subtraídos os créditos de energia do sistema de compensação no mesmo horário em que foi gerado. Caso tenha excedente gerado em um horário diferente em que se deseja ser utilizado, é preciso que se aplique um fator de ajuste, que é calculado conforme as equações (2) e (3) [6].

$$FAj = \frac{TEp}{TEfp} \quad (2)$$

$$FAj' = \frac{TEfp}{TEp} \quad (3)$$

Em que:

FAj: Fator de Ajuste para o excedente que é gerado na ponta e descontado no período fora de ponta;

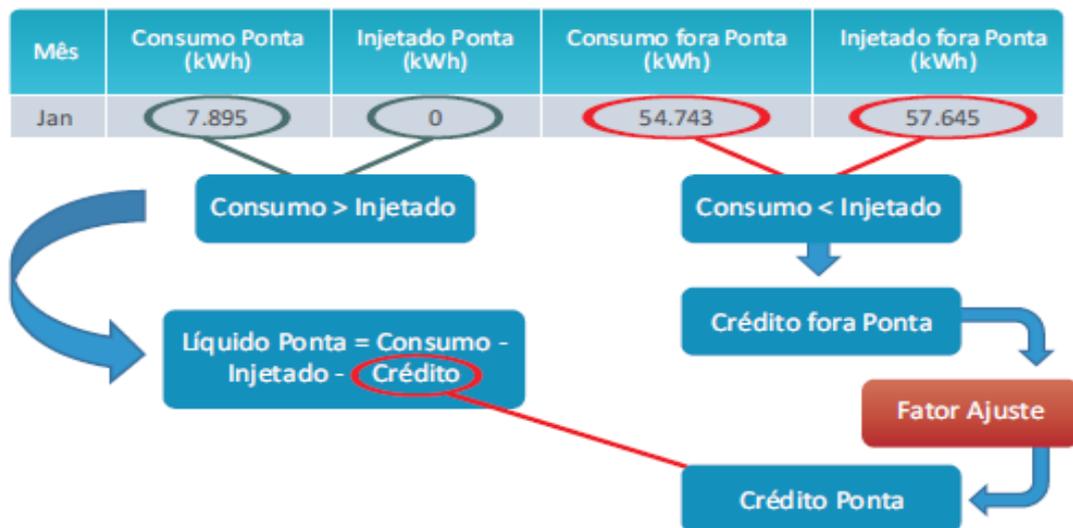
FAj': Fator de Ajuste para o excedente que é gerado fora de ponta e descontado no período de ponta;

TEp: tarifa de energia no período de ponta [R\$/MWh];

TEfp: tarifa de energia no período fora ponta [R\$/MWh].

A Figura 7, exemplifica como é feito o cálculo da fatura de energia elétrica com o fator de ajuste.

Figura 7 - Exemplo da aplicação do fator de ajuste para créditos gerados no HFP.



Fonte: [6].

Usando o exemplo da Figura 7, é considerado os valores das tarifas na ponta igual a R\$0,34599/kWh e no período fora de ponta igual a R\$0,21293/kWh. É importante observar, também, que o fator de ajuste é aplicado somente na diferença entre a energia injetada e a consumida. (Figura 8).

Figura 8 - Aplicação do fator de ajuste.

Fator Ajuste	Subgrupo	TE - Coelce			
		Ponta (P)	Fora de Ponta (FP)	Relação	
		R\$/MWh	R\$/MWh	FP/P	P/FP
	A4 (2,3 a 25 kV)	345,99	212,93	0,62	1,62

Crédito ponta =	$(\text{Injetado fora ponta} - \text{Consumo fora ponta}) \times \text{Fator Ajuste} = (57.645 - 54.743) \times 0,62 = 1.799 \text{ kWh}$
-----------------	---

Fonte: [6].

Com a aplicação do fator de ajuste no crédito energético gerado no período fora de ponta, obtém-se o crédito na ponta, que neste exemplo é de 1799 kWh. Feito isso, esse valor é descontado no consumo da ponta e assim o “Líquido Ponta” é reduzido, enquanto o “Líquido Fora Ponta” zera, conforme é apresentado na Figura 9.

Figura 9 - Faturamento após a aplicação do fator de ajuste.

Mês	Consumo Ponta (kWh)	Injetado Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Injetado Fora Ponta (kWh)	Líquido Ponta (kWh)	Líquido Fora Ponta (kWh)
Jan	7.895	0	54.743	57.645	6.096	0

Subgrupo	Energia (TE + TUSD)	
	Ponta	Fora de Ponta
	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25 kV)	375,88	242,82

$$(\text{Líquido ponta} \times \text{Tarifa ponta}) + (\text{Líquido fora ponta} \times \text{Tarifa fora ponta}) = (6.096 \times 0,37588) + (0 \times 0,24282) = \text{R\$ } 2.291,36$$

Fonte: [6].

- Grupo B: é cobrado, no mínimo, o valor relativo ao custo de disponibilidade de acesso à rede, de acordo com a Tabela 4.

Tabela 4 - Custo de Disponibilidade para consumidores de Baixa Tensão.

Tipo de Consumidor	Custo de Disponibilidade
Monofásico	Equivalente à 30KWh

Bifásico	Equivalente à 50KWh
Trifásico	Equivalente à 100KWh

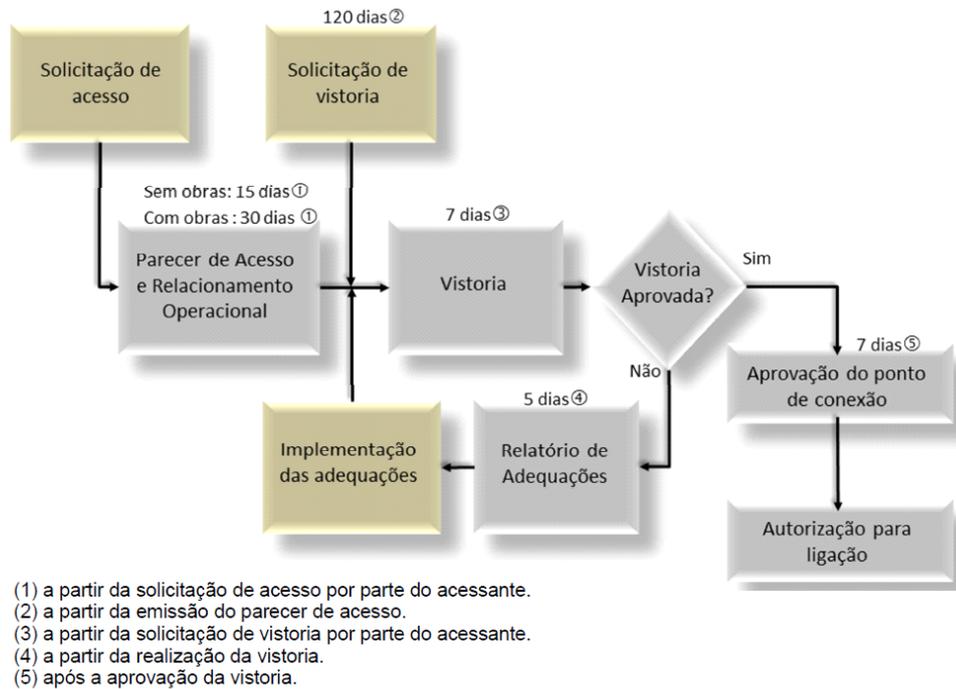
Fonte: Dados do próprio autor.

1.4.2 ND 5.30 e ND 5.31

Estes documentos (5.30 e 5.31) estabelecem os critérios e procedimentos exigidos pela Cemig D, incluindo procedimentos de acesso, padrões técnicos de projeto, critérios operacionais, requisitos de qualidade e segurança para a conexão de microgeração e minigeração distribuída em que façam parte do sistema de compensação de energia [12] [13]. Sendo que a ND 5.30 é para consumidores em Baixa Tensão e a ND 5.31 é para consumidores em Média Tensão. Contudo, os procedimentos para solicitação de acesso, documentação e outras informações são semelhantes, portanto, neste trabalho, as normas serão abordadas de forma ampla, e para maiores detalhes, consultar a ND 5.30 e ND 5.31, disponibilizadas de forma gratuita no *site* da Cemig D.

As etapas para se tornar um micro ou mini gerador são apresentadas de forma sucinta na Figura 10, baseado no Módulo 3 do PRODIST, no qual o que está em amarelo é de responsabilidade do consumidor e o que está na cor cinza é compromisso da concessionária de energia.

Figura 10 - Etapas de acesso de micro e mini geradores ao sistema de distribuição da Cemig D.

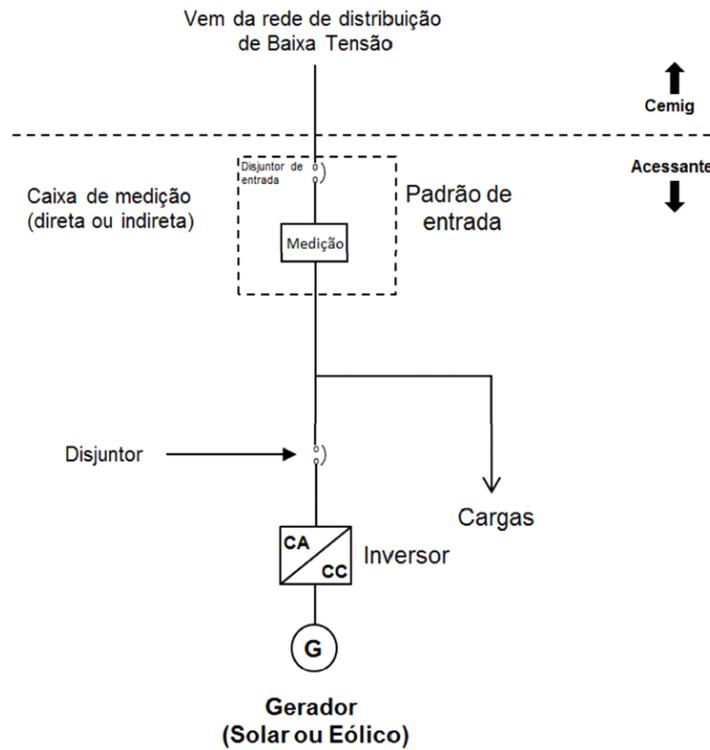


Fonte: [12].

1.4.2.1 Critérios e Padrões Técnicos

Para conexão de geradores que utilizam um inversor como interface de conexão, como é o caso de uma instalação de geração de energia fotovoltaica, deverá ser utilizado como referência o diagrama apresentado na Figura 11.

Figura 11 - Forma de conexão do acessante (através do inversor) à rede de BT da Cemig D.



Fonte: [12].

A Cemig D estabelece que o sistema instalado deva apresentar alguns requisitos mínimos de proteção, conforme é citado na Tabela 5, que em grande parte, o inversor realiza.

Tabela 5 - Requisitos de proteção para potência instalada até 75 kW.

Requisito de Proteção
Elemento de desconexão ⁽¹⁾ - DSV
Elemento de interrupção ⁽²⁾
Proteção de sub e sobretensão ⁽³⁾
Proteção de sub e sobrefrequência ⁽³⁾
Relé de sincronismo ⁽⁴⁾
Anti-ilhamento ⁽⁵⁾

Fonte: [12].

Para a operação segura e correta dos sistemas de geração distribuída conectados à rede elétrica, a Cemig D propõe: **[12]**

- 1) O sistema de geração distribuída deverá estar conectado ao sistema de aterramento da unidade consumidora.
- 2) É recomendável que o sistema de geração distribuída possua dispositivo de proteção contra correntes de curto-circuito. Tal proteção deve ser coordenada com a proteção geral da unidade consumidora.
- 3) Junto ao padrão de entrada de energia, é preciso ser instalada uma placa escrita: “CUIDADO – RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA”.

1.4.3 Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST

O Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) tem como objetivo padronizar os procedimentos relacionados ao sistema de distribuição elétrico brasileiro **[14]**. Apesar de o PRODIST não ser uma norma, o mesmo apresenta requisitos técnicos e operacionais, requisitos de projeto, dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes, bem como aos existentes.

No módulo 3 do PROSDIST, seção 3.7 aborda exatamente os procedimentos necessários para o acesso de micro e mini geração distribuída.

Muitos dos procedimentos da seção 3.7, são citados, também, na REN 687/2015, então serão apresentados neste tópico, informações relevantes e que ainda não foram citados neste trabalho.

O nível de tensão de conexão é estabelecido pelo PRODIST, conforme a Tabela 6 assim como as proteções mínimas, indicadas na Tabela 7.

Tabela 6 - Níveis de tensão para conexão de centrais geradoras.

Potência instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (Monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (Trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (Trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (Trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30MW	Alta Tensão

Fonte: [14].

Tabela 7 - Requisitos mínimos em função da potência instalada.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão ⁽¹⁾	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ⁽²⁾	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento ⁽³⁾	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁽⁴⁾	Sim ⁽⁴⁾	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾	Sim ⁽⁵⁾
Anti-ilhamento	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾	Sim ⁽⁶⁾
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁽⁷⁾	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Notas:

- (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 desta Seção.
- (2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.
- (3) Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição.
- (4) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
- (5) Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.
- (6) No caso de operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.
- (7) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Fonte: [14]

1.4.3.1 Sistemas de Medição

Para a medição, devem-se atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da microgeração ou minigeração distribuída. Contudo, vão ocorrer dois fluxos de energia elétrica ativa: a energia consumida da concessionária de energia elétrica e a energia gerada pela mini ou microgeração distribuída, portanto existe a necessidade de instalar um medidor bidirecional ou dois medidores, sendo que um mede a energia ativa consumida e o outro a energia ativa gerada [14].

De acordo com a seção 3.7 (MÓDULO 3 – PRODIST), a concessionária é responsável por instalar o sistema de medição, bem como eventuais manutenções, operações e substituição do sistema, para consumidores de microgeração distribuída. No caso de conexão de minigeração distribuída, o consumidor é responsável por ressarcir a distribuidora pelos custos de adequação do sistema de medição, nos termos da regulamentação específica [14].

1.4.4 Norma 16149

A Norma 16149 estabelece as recomendações e exigências específicas para a conexão dos sistemas fotovoltaicos em paralelo com a rede de distribuição de energia elétrica.

Em relação à qualidade da energia fornecida pelos sistemas de geração distribuída, conectadas por meio de inversores, são analisados os seguintes parâmetros: tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variação de frequência.

Um dos critérios técnicos e operacionais citado na norma, se refere ao dispositivo obrigatório de segurança, denominado de anti-ilhamento. Este recurso é de extrema importância, pois se ocorrer um defeito na rede elétrica básica, e o sistema gerador continuar conectado à rede, esta situação pode causar diversas complicações, como: grandes excursões de tensão e frequência, relacionados ao religamento e, também, referente à segurança de trabalhadores do sistema elétrico e aos consumidores a ele conectados.

Na Tabela 8 é apresentado os níveis de tensão em que é necessário acionar o dispositivo de anti-ilhamento.

Tabela 8 - Respostas às condições anormais de tensão.

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$	0,2 s

Fonte: [15].

Com relação à cintilação (pequenas flutuações de tensão), o sistema FV deve respeitar os limites das normas IEC 61000-3-3 (corrente inferior a 16 A), IEC 61000-3-11 (corrente superior a 16 A e inferior a 75 A) e IEC/TS 61000-3-5 (corrente superior a 75 A).

Com relação aos harmônicos, a Tabela 9 apresenta os parâmetros determinados pela norma. A distorção harmônica total de corrente deve ser menor do que 5 % em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor [15].

Tabela 9 - Limites de Harmônicos e distorção de forma de onda.

Harmônicos ímpares	Limite de distorção
3° a 9°	< 4,0%
11° a 15°	< 2,0 %
17° a 21°	< 1,5 %
23° a 33°	< 0,6 %
Harmônicas pares	Limite de distorção
2° a 8°	< 1,0 %
10° a 32°	< 0,5 %

Fonte: [15].

Quanto ao fator de potência (imposto pelo inversor), deve ser unitário, podendo oscilar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo [15].

2 Estudo de Caso

Neste tópico será feita a análise do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica da unidade consumidora comercial Supermercado Lunasa, localizado na Avenida Paes Leme, bairro Osvaldo Rezende – Uberlândia, no qual foi projetado e executado o Sistema Fotovoltaico conectado à rede elétrica pela empresa RELUZE – Soluções Sustentáveis.

O Supermercado possui duas faturas de energia elétrica, sendo uma de cerca de três mil reais e outra em torno de treze mil reais. Observa-se que a fatura escolhida para a compensação, é a de maior valor.

2.1 Pré Projeto

É fundamental que seja feito um estudo prévio, verificando se a instalação do SFV é possível e viável tecnicamente.

2.1.1 Análise do local da instalação dos Módulos Fotovoltaicos, do Inversor e do Transformador.

No supermercado, o único espaço disponível para os módulos é no telhado, então será feito um estudo para o levantamento dos seguintes dados:

a) Área do telhado

O telhado era antigo e tinha várias telhas danificadas, então por questão de segurança para os trabalhadores envolvidos na obra e também para uma melhor sustentação da estrutura dos módulos fotovoltaicos, foi feito a troca das telhas antigas por telhas metálicas novas (Figura 12).

Figura 12 - Telhado novo do Supermercado Lunasa.



Fonte: Dados do próprio autor.

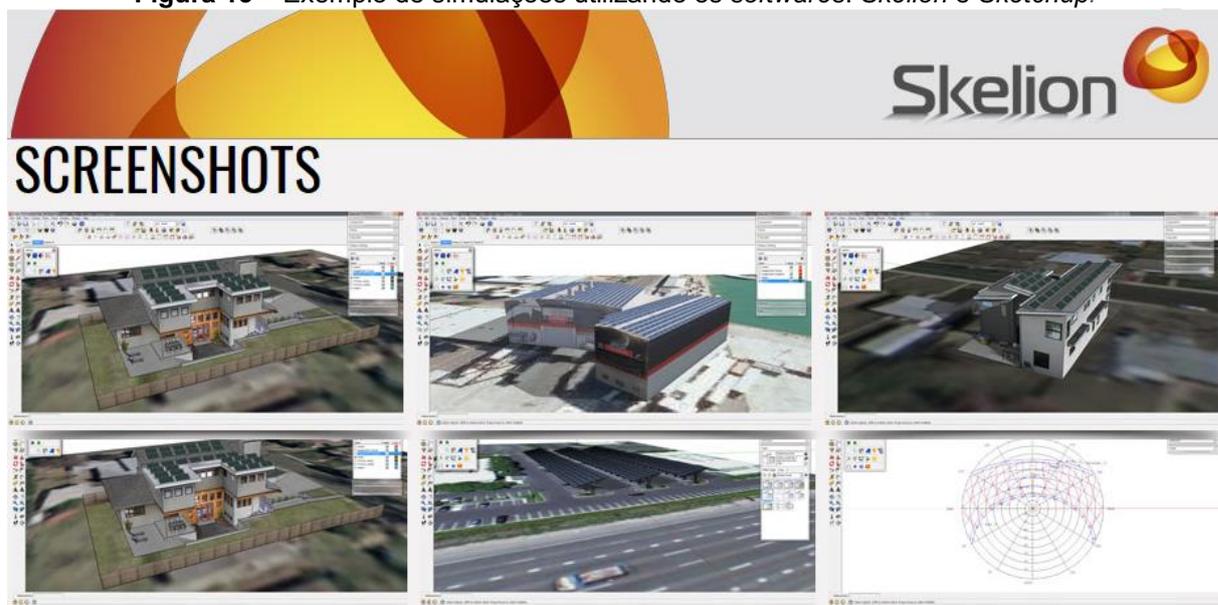
A medição da área do telhado foi aferida de forma manual, com o auxílio de trenas, constatando-se uma área de aproximadamente 658 m².

b) Área útil do telhado

A área útil do telhado é a região considerada sem sombreamento e que seja possível efetuar a instalação.

Para a obtenção da área útil do telhado foi utilizado o *software Skelion*, que executa de forma completa, a simulação fotovoltaica, com o auxílio de uma modelagem 3D, executada através do *Sketchup*. Tal simulação proporciona uma melhor visualização e análise, verificando a quantidade de módulos fotovoltaicos que podem ser instaladas, levando em conta diversas variáveis, tais como: sombreamento; radiação solar; inclinação do telhado; tamanho, potência e eficiência dos módulos. Na Figura 13 é mostrado alguns exemplos de simulações feitas no *skelion* a partir de modelagens no *Sketchup*. A simulação feita para o caso em estudo não foi fornecida para este trabalho.

Figura 13 – Exemplo de simulações utilizando os softwares: *Skelion* e *Sketchup*.



Fonte: [34].

Feita a simulação, foi certificado que a área útil é em torno de 620 m².

c) Inclinação do telhado

A inclinação do telhado é de, aproximadamente, 16°, próximo da latitude de Uberlândia, que é de 19°.

d) Direção do telhado

Idealmente, os módulos devem estar direcionados para o norte geográfico, pois como se sabe, nesta direção há o melhor aproveitamento da luz do sol.

Como foi verificado, o telhado está direcionado, uma parte para o Leste e outra para o Oeste, como pode ser observado na Figura 14, que também indica o ângulo azimutal, sendo uma parte do telhado com ângulo azimutal igual à 72° e outro com ângulo azimutal igual à -109° . Porém, o fato de o telhado não estar direcionado para o Norte geográfico, não impede que o SFV possa ser implementado. Certamente terá menos eficiência, que pode ser compensado com um maior número de placas.

Figura 14 - Indicação da Direção do Telhado.



Fonte: [17].

Para o inversor, o transformador e outros dispositivos, o local que está disponível é na área externa ao Supermercado, onde foi necessária a construção de um espaço fechado, como está apresentado na Figura 15.

Figura 15 - Local onde será abrigado o inversor e o transformador.



Fonte: Dados do próprio autor.

2.1.2 Histórico de Consumo

Foi disponibilizada a cópia de uma das faturas de energia elétrica do estabelecimento (Anexo A) que contém dados importantes, como:

- Consumidor subclasse comercial comum;
- Conectado em baixa tensão, 220 V, portanto, inserido no Grupo B;
- Tipo de tarifação Convencional;
- Valor da tarifa de energia elétrica: R\$0,7485.

O histórico de consumo é apresentado na Tabela 10, a partir da soma do consumo de energia elétrica das duas faturas.

Tabela 10 - Histórico de consumo total.

Mês	Consumo [kWh/Mês]	Média de Consumo [kWh/dia]	Dias de Faturamento
jun/17	24.842,00	801,35	31
mai/17	22.856,00	816,29	28
abr/17	28.555,00	865,30	33
mar/17	27.672,00	864,75	32
fev/17	24.991,00	861,76	29
jan/17	24.688,00	851,31	29

dez/16	24.359,00	839,97	29
nov/16	26.501,00	883,37	30
out/16	31.950,00	968,18	33
set/16	27.414,00	856,69	32
ago/16	24.685,00	822,83	30
jul/16	23.123,00	797,34	29
MÉDIA	25.969,67	852,43	

Fonte: Dados do próprio autor.

2.1.3 Índice Solarimétrico

No site do *Global Solar Atlas* são fornecidas diversas informações a respeito da cidade de Uberlândia, tais como: latitude, longitude, altitude, e radiação solar, conforme é apresentada na Figura 16.

Figura 16 - Irradiação solar para a cidade de Uberlândia.



Fonte: [17].

Nesse momento, de posse da irradiação solar do local de estudo, é interessante esclarecer o que significa Horas de Sol Pleno (HSP). É definido como o número de horas em que a irradiância solar deva ser constante e igual a 1000 W/m² [26]. Empregando o caso em estudo, como exemplo, tem-se:

$$HSP = \frac{5,863 \text{ kWh}/(\text{m}^2 * \text{di a})}{1 \text{ kW}/\text{m}^2}$$

$$HSP = 5,863 \text{ h}/\text{di a}$$

Ou seja, ela indica que durante as 24 horas do dia, em 5,863 horas a irradiância é igual a 1000 W/m².

2.1.4 Cálculo inicial da quantidade de Módulos Fotovoltaicos

Feito o estudo do telhado, e com os resultados obtidos é possível realizar uma estimativa do número de módulos fotovoltaicos. Esta estimativa é importante, pois proporciona uma noção do preço da instalação.

O cálculo é feito a partir da hipótese de que 1 kWp corresponde a 8 m² [23]. Portanto, com a área útil de 620 m² e escolhendo um módulo de 320 Wp, tem-se o resultado de, aproximadamente, 240 módulos fotovoltaicos.

A partir desse momento, a empresa responsável pela instalação do SFV, neste caso, a Reluze – Soluções Renováveis, poderia apresentar ao cliente o preço do empreendimento para que o mesmo possa avaliar se é viável o investimento.

Neste caso, o cliente aceitou a proposta de economia de 45% da fatura de energia elétrica, pelo preço de R\$300.000,00.

2.2 Dimensionamento dos Equipamentos

Para a especificação dos equipamentos, é utilizado como base as normas e regulamentos citados anteriormente (REN 482 e 687, ND 5.30, ND 5.31 e NBR 16149) além da NBR 5410.

2.2.1 Módulo Fotovoltaico

Deve-se ajustar os módulos fotovoltaicos de acordo com a latitude local, orientando-os para o norte geográfico. Obs.: Norte geográfico é diferente de Norte magnético [18].

Na equação (4), foi retirado os valores da Média do consumo diário da Tabela 10, e das Horas de Sol Pleno (HSP).

$$Prequesitada = \frac{Média\ do\ consumo\ diário}{HSP} \quad (4) \quad [26]$$

$$Prequesitada = \frac{852,43}{5,863}$$

$$Prequesitada = 145,39 \text{ KW}$$

Essa potência seria para suprir 100% da carga, no entanto, é preciso verificar a quantidade de módulos fotovoltaicos que a área útil do telhado consegue acomodar. Utilizando a simulação feita no *Skelion*, é estipulado o número de 240 módulos fotovoltaicos de 320 Wp, do fabricante BYD (ficha técnica completa no Anexo B). A marca foi escolhida, pois a empresa trabalha já a algum tempo com a mesma, obtendo bons resultados.

Para uma melhor visualização, na Figura 17 estão as principais informações do módulo solar utilizado, e que serão usadas para dimensionamento dos demais equipamentos do SFV.

Figura 17 - Principais dados do Módulo Fotovoltaico BYD 320 Wp.

Temperature Coefficients	
Short-Circuit Current Temperature Coefficient	0.07%/°C
Open-Circuit Voltage Temperature Coefficient	-0.31%/°C

NOCT	
Item	Module BYD 320P6C-36
Open Circuit Voltage (Voc)	42.8 V
Maximum Operating Voltage (Vmp)	34.3 V
Short Circuit Current (Isc)	7.42 A
Maximum Operating Current (Imp)	6.90 A
Maximum Power in NOCT (Pmax)	236.4 Wp

Fonte: [19].

Foram utilizados os valores em NOCT (*Nominal Operation Cell Temperature*), pois se aproxima mais da realidade [20].

A quantidade de módulos possíveis a ser instalada fornece uma potência instalada de **76,8 KWp** (Microgerador), que produz uma economia, conforme a simulação feita no *Skelion*, de 45%.

A tensão na saída do painel fotovoltaico varia de forma inversa com a temperatura, ou seja, quanto maior a temperatura, menor a tensão na saída do

módulo. Logo, é necessário que se faça uma análise em termos de perdas e correções por temperatura.

A ficha técnica do módulo solar BYD, traz a informação de que o coeficiente de temperatura de tensão de circuito aberto é de $-0,31\%/^{\circ}\text{C}$. Isso significa que a cada $^{\circ}\text{C}$ da temperatura do módulo que cair abaixo de 25°C , a tensão do módulo aumentará em $0,31\%$ e a cada $^{\circ}\text{C}$ da temperatura do módulo que aumentar acima de 25°C , a tensão do módulo diminuirá em $0,31\%$.

É considerado, em Uberlândia, que a temperatura do módulo varia de 10°C a 80°C . Essa faixa de temperatura foi definida com base em experiências feitas no Núcleo de Pesquisa em Eletrônica de Potência (NUPEP) – Bloco1P, Campus Santa Mônica – UFU. Nos módulos instalados no telhado do laboratório NUPEP, a temperatura máxima verificada foi de 75°C , para módulos instalados a mais ou menos um metro do telhado, ou seja, há circulação de ar embaixo dos módulos, reduzindo a temperatura [26]. E como no SFV analisado neste trabalho, os módulos estão rentes ao telhado, é estipulado o valor de 80°C para se ter uma margem de segurança e adequar a faixa de operação dos módulos ao inversor. Com isso, obtém-se o seguinte:

Para 10°C ,

$$25^{\circ}\text{C} - 10^{\circ}\text{C} = 15^{\circ}\text{C}.$$

Para 80°C ,

$$80^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C} = 55^{\circ}\text{C}.$$

E então, é calculada a faixa de tensão de operação, segundo as equações (5), (6) e (7) [21].

$$V_{oc}(\text{módulo } 10^{\circ}\text{C}) = V_{oc} + 15 * (0,0031 * V_{oc}) \quad (5)$$

$$V_{oc}(\text{módulo } 10^{\circ}\text{C}) = 42,8 + 15 * (0,0031 * 42,8)$$

$$\mathbf{V_{oc}(\text{módulo } 10^{\circ}\text{C}) = 44,79 V}$$

$$V_{mpp}(\text{módulo } 10^{\circ}\text{C}) = V_{mpp} + 15 * (0,0031 * V_{oc}) \quad (6)$$

$$V_{mpp}(\text{módulo } 10^{\circ}\text{C}) = 34,3 + 15 * (0,0031 * 42,8)$$

$$\mathbf{V_{mpp}(\text{módulo } 10^{\circ}\text{C}) = 36,29 V}$$

$$V_{mpp}(\text{módulo } 80^{\circ}\text{C}) = V_{mpp} - 55 * (0,0031 * V_{oc}) \quad (7)$$

$$V_{mpp}(\text{módulo } 80^{\circ}\text{C}) = 34,3 - 55 * (0,0031 * 42,8)$$

$$\mathbf{V_{mpp}(\text{módulo } 80^{\circ}\text{C}) = 27,00 V}$$

Definido o valor do número de módulos fotovoltaicos, e as faixas de tensões variando com a temperatura, é preciso determinar o arranjo do sistema, ou seja, definir as conexões em série e paralelo. Como o número de módulos conectados em série e em paralelo dependem, também, dos parâmetros do inversor, no tópico 2.2.3 será feito o arranjo adequado para o sistema.

2.2.2 Tipo de Montagem

Para a fixação dos módulos são utilizados suportes, que podem ser de duas maneiras: aditivas ou integrativas. A primeira é por meio de uma estrutura fixada a uma determinada distância do telhado e com a possibilidade de orientar os módulos para o lugar desejado, além de ajustar a inclinação. Enquanto que o segundo aproveita a própria inclinação do telhado, tornando o custo menor.

Existem dois dados importantes nesse caso que influenciam na escolha do tipo de estrutura a ser utilizada. O primeiro é que o telhado está direcionado para o Leste e Oeste, e o segundo é que a inclinação do telhado é próxima da latitude do local.

Para que os módulos sejam direcionados ao norte (direção ideal, onde há a maior eficiência), é necessário a estrutura do modo aditivo, o que tornaria a implementação do SFV inviável economicamente, ou seja, iria aumentar a eficiência, porém o custo benefício não é favorável, como foi constatado durante as simulações. Por esse motivo, a escolha foi para a estrutura de forma integrativa, exibido na Figura 18.

Figura 18 - Estrutura metálica integrativa.



Fonte: Dados do próprio autor.

A estrutura é de aço galvanizado, que é um material leve e não corrosivo. É resistente a ventos de até 150 km/h e foram aterradas junto à malha de aterramento já existente no local.

2.2.3 Inversor

A principal função do inversor no SFV *On Grid* é converter Potência DC em Potência AC, ajustando a tensão e a frequência com a da rede de distribuição.

Os inversores modernos possuem alta eficiência, rastreamento do ponto de máxima potência (PMP), medidas de segurança para desconexão da rede em condições adversas, mecanismos de anti-ilhamento, medição de parâmetros elétricos, dentre outras funções.

A faixa de tensão na entrada do inversor não deve exceder V_{oc} (tensão de circuito aberto) e também não deve reduzir para valores abaixo de V_{mp} (tensão de máxima potência).

Para os cálculos, são necessários alguns dados do inversor utilizado, que é o Inversor Fronius ECO 25 KW. Na Figura 19, estão indicados os principais dados do inversor, contudo, a ficha técnica completa do mesmo se encontra em anexo.

Figura 19 - Principais dados do Inversor.

DADOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S
Max. corrente de entrada ($I_{dc\ max}$)	44.2 A
Max. conjunto corrente curto-circuito	66.3 A
Min. tensão de entrada ($U_{dc\ min}$)	580 V
Feed-in tensão de entrada ($U_{dc\ start}$)	650 V
Tensão nominal de entrada ($U_{dc,r}$)	580 V
Max. tensão de entrada ($U_{dc\ max}$)	1,000 V
Faixa de tensão MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	580 - 850 V
DADOS DE SAÍDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S
Tensão nominal de saída ($P_{ac,r}$)	25,000 W
Max.potência de saída	25,000 VA
Max. corrente de saída ($I_{ac\ nom}$)	36.1 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	3-NPE 380 V

Fonte: [22].

Os módulos são ligados em série, formando-se as fileiras, devido ao fato de os inversores requererem elevadas tensões de entrada em cc. Com uma maior tensão

na entrada, a corrente é menor, conseqüentemente os cabos terão a seção transversal menor, diminuindo as perdas por efeito Joule.

O número de módulos em série deve ser escolhido de forma harmoniosa com os parâmetros de entrada cc do inversor. E, como a tensão máxima de entrada do inversor ocorre durante a operação de circuito aberto em 10°C e a tensão mínima em 80°C, o número de módulos em série é calculado através das equações (8) e (9) [23].

$$N_{max} = \frac{V_{m\acute{a}x}[i\ nu]}{V_{oc}[m\acute{o}dulo\ 10^{\circ}C]} \quad (8)$$

$$N_{max} = \frac{1000}{44,79}$$

$$\mathbf{N_{max} = 22,33\ m\acute{o}dulos}$$

Em que,

N_{max}: Número máximo de módulos em série;

V_{máx}[inv]: Tensão máxima em que o inversor opera;

V_{oc}[módulo 10°C]: Tensão de circuito aberto a 10°C.

Em dias com temperaturas mais elevadas, a tensão diminui e prejudica a eficiência de todo sistema, podendo até interromper a geração. Por esse motivo, é necessário calcular o número mínimo de módulos em série.

$$N_{mi\ n} = \frac{V_{mp}[i\ nu\ mi\ \eta]}{V_{mp}[m\acute{o}dulo\ 80^{\circ}C]} \quad (9)$$

$$N_{mi\ n} = \frac{580}{27,00}$$

$$\mathbf{N_{min} = 21,47\ m\acute{o}dulos}$$

Em que,

N_{min}: Número mínimo de módulos em série;

V_{mp}[inv]: Tensão de máxima potência do inversor;

V_{mp}[módulo 80°C]: Tensão do módulo a 80°C.

O número de módulos em série deve estar entre 22 e 23, e o valor definido pela empresa responsável foi 20, ou seja, um pouco abaixo do valor ideal.

O número de fileiras impõe a corrente que cada arranjo fornecerá ao sistema e é determinado pela equação (10) [23].

$$n^{\circ} \text{ de fileiras} \leq \frac{I_{\text{máx}}[\text{inv}]}{I_{\text{sc}}[\text{módulo}]} \quad (10)$$

$$n^{\circ} \text{ de fileiras} \leq \frac{44,2}{7,42}$$

$$\mathbf{n^{\circ} \text{ de fileiras} \leq 5,96}$$

Em que,

$I_{\text{máx}}[\text{inv}]$: corrente de entrada máxima do inversor;

$I_{\text{sc}}[\text{módulo}]$: corrente de curto circuito do módulo.

No caso em análise, foram designadas 4 fileiras, que resultam em uma corrente nominal de 27,6 A.

Sabendo que são 4 fileiras de 20 módulos, formando um arranjo de 80, totalizando 240 módulos, foi determinado a quantidade de 3 inversores. Se cada módulo possui 320 Wp e cada arranjo possui 80 módulos, a potência que cada arranjo fornecerá é de 25600 W. A faixa de potência de operação entre o inversor (25000 W) e o gerador fotovoltaico é dado pela equação (11).

$$0,9 * P_{fv} < P_{inv} < 1,1 * P_{fv} \quad (11)$$

$$0,9 * 25600 < 25000 < 1,1 * 25600$$

$$\mathbf{23040 < 25000 < 28160}$$

A escolha do inversor geralmente é feita com uma potência um pouco menor do que a potência do gerador fotovoltaico [23].

Para resumir todos esses valores, foi elaborada a Tabela 11, na qual está inserida os principais resultados encontrados neste tópico.

Tabela 11 - Principais resultados encontrados no tópico 2.2.3.

Nº de módulos em Série	20
Nº de Fileiras	4

Potência de cada Inversor, sendo o total de 3 inversores	25000 W
---	---------

Fonte: Dados do próprio autor.

No quesito segurança, na ficha técnica, o fabricante garante que o inversor se enquadra nas normas de segurança, estabelecidas pela NBR 16149, além de outros certificados internacionais, como pode ser visto na Figura 20.

Figura 20 - Certificados, comprovando que inversor se enquadra na NBR 16149.

Certificados	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-2, ABNT NR 16149
De acordo com IEC 62109-1. Trilho DIN para protecção contra sobretensão opcional (tipo 2) está incluído.	

Fonte: [22].

Nesta etapa do projeto é feita a verificação de compatibilidade, ou seja, se a geração FV e os inversores irão operar de forma correta. A verificação é realizada por meio das equações (12), (13), (14), (15) e (16) [23].

$$V_{mppfi\ lei\ r(10^{\circ}C)} = n^{\circ}\ de\ módulos\ em\ séri\ e * V_{mpp}(10^{\circ}C) < V_{mpp}(inv, máx)$$

$$V_{mppfi\ lei\ r(10^{\circ}C)} = 20 * 36,29$$

$$V_{mppfi\ lei\ r(10^{\circ}C)} = 758,8\ V < 850\ V\ \mathbf{OK!} \quad (12)$$

$$V_{ocfi\ lei\ r(10^{\circ}C)} = n^{\circ}\ de\ módulos\ em\ séri\ e * V_{oc}(10^{\circ}C) < V_{máx}(inv) \quad (13)$$

$$V_{ocfi\ lei\ r(10^{\circ}C)} = 20 * 44,79$$

$$V_{ocfi\ lei\ r(10^{\circ}C)} = 895,8\ V < 1000\ \mathbf{OK!}$$

$$I_{mpp} < I_{máx} \quad (14)$$

$$6,9 * 4 < 44,2\ A$$

$$27,6\ A < 44,2\ A\ \mathbf{OK!}$$

$$V_{mpp}(80^{\circ}C) = n^{\circ}\ de\ módulos\ em\ séri\ e * V_{mpp}(80^{\circ}C) < V_{mpp}(inv, min) \quad (15)$$

$$V_{mpp}(80^{\circ}C) = 20 * 27,00$$

$$V_{mpp}(80^{\circ}C) = 540,0\ V > 580\ V\ \mathbf{Não\ OK!}$$

Na equação 15, é verificado que a tensão está abaixo do recomendado. Isso já era esperado, uma vez que o número de módulos em série está um pouco abaixo do ideal. Essa constatação não impede o bom funcionamento do inversor, pois a diferença não é significativa.

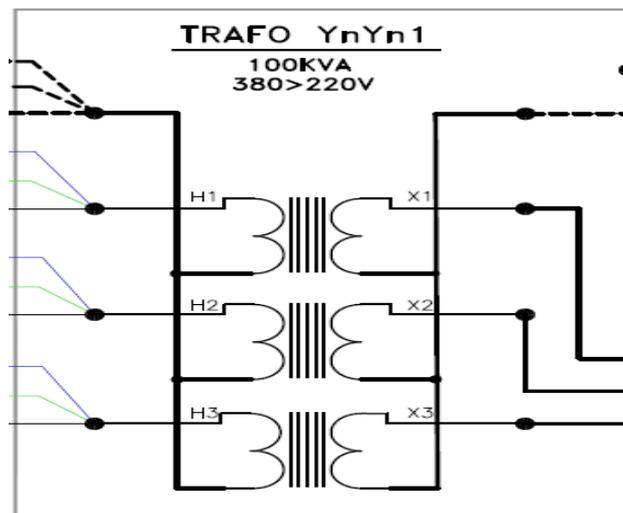
2.2.4 Transformador

A principal função do transformador é reduzir a tensão de saída do inversor de 380 V para 220 V, que é a tensão padrão da unidade consumidora.

O equipamento funciona, também, como um dispositivo de proteção, pois atua como um limitador de corrente de curto circuito.

O dimensionamento foi efetuado com base no quadro de cargas do supermercado, que não foi disponibilizado para este trabalho. Sendo a potência aparente de 100 kVA e arranjo (Y-Y) (ver Figura 21).

Figura 21 - Esquema do transformador utilizado.



Fonte: [24].

2.2.5 Cabos CC

Para esse projeto, seguindo a norma ABNT 5410, é empregado o método B1 na classificação do cabo pela metodologia de instalação na IEC 364-5-523 [25]. Portanto, inicialmente, calcula-se conforme a equação (16) [26].

$$I_{fileira} = 1,35 * I_{scfileira}(80^{\circ}C) \quad (16)$$

Onde,

$$I_{scfileira}(80^{\circ}C) = I_{sc} + 55 * (C_{Isc} * I_{sc})$$

$$I_{scfileira}(80^{\circ}C) = 7,42 + 55 * (0,0007 * 7,42)$$

$$I_{scfileira}(80^{\circ}C) = 7,71 A$$

$$I_{fileira} = 1,35 * 7,71$$

$$I_{fileira} = 10,40 A$$

A seção transversal dos cabos das fileiras é calculada através da equação (17) [26].

$$A_m = \frac{2 * L * I_{fileira}}{1\% * V_{mpp} * K} \quad (17)$$

Em que,

A_m : seção transversal do condutor [m²];

L : comprimento do condutor [m];

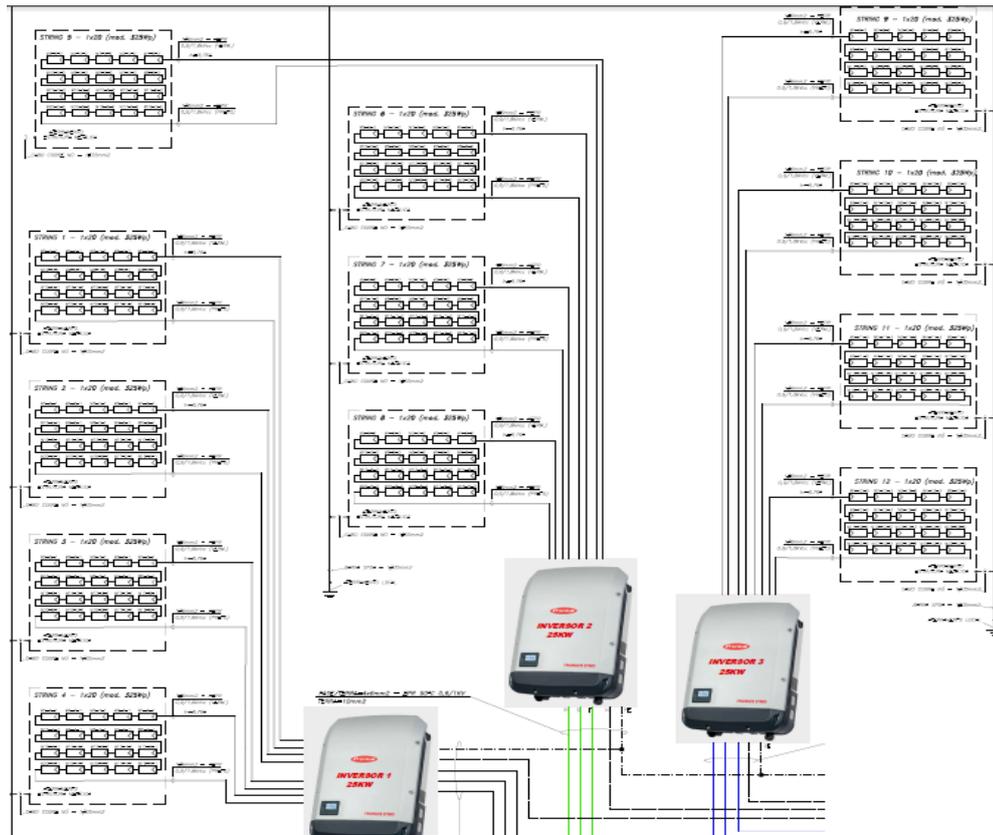
$I_{fileira}$: Corrente da fileira [A];

V_{mpp} : Tensão de máxima potência [V];

K : Condutividade do cobre, valor de 48 [S/m].

Os cabos cc percorrem uma distância (L), desde a saída da fileira até a entrada cc do inversor, como é notado na Figura 22, que exhibe uma parte do diagrama unifilar. A distância é estimada em, aproximadamente, 23 metros. Não é um valor muito preciso, pois as *strings* do sistema estão em distâncias diferentes em relação ao inversor. O valor de 23 metros é para a *string* mais distante de seu referido inversor, ou seja, o dimensionamento é feito para o pior caso.

Figura 22 - Parte do Diagrama Unifilar, destacando o lado CC do SFV.



Fonte: [24].

Na Figura 22, é observado que não há caixa de junção. Os cabos cc saem das *strings* e são conectados diretamente nos inversores, uma vez que, os inversores possuem 6 entradas para o polo positivo e 6 para o polo negativo (ver Figura 23), sendo que foram usadas 4 para positivo e 4 para o negativo.

Figura 23 - Número de conexões na entrada cc do inversor.

Tecnologia de conexão	6x DC+ e 6x DC- parafusos terminais 2.5 – 16 mm²
------------------------------	--

Fonte: [22].

Inserindo valores na equação (17), tem-se:

$$A_m = \frac{2 * 23 * 10,40 * (4)}{0,01 * (34,3 * 20) * 48}$$

$$A_m = 5,81 \text{ mm}^2$$

Observa-se que se multiplica a equação por 4, pois são 4 *strings*.

Obtido o valor mínimo da seção transversal do cabo, deve-se procurar o valor comercial mais próximo de 5,81 mm², sempre arredondando para valores maiores.

Foi utilizado cabos do fabricante Prysmian, o mesmo fornece Tabelas da capacidade de corrente pelo método especificado (B1) (ver anexo D). Observando a Tabela do Anexo D, o valor mais próximo é **6 mm²**.

A perda no cabo CC, por fileira, é calculada a partir da equação (18).

$$P = \frac{2 * N * L * I_{fileira}^2}{Am * K} \quad (18)$$

Como são 4 fileiras por inversor e são 3 inversores, tem-se no total 12 fileiras.

Então,

$$Perdas, f = \frac{2 * 12 * 23 * 10,40^2}{6 * 48}$$

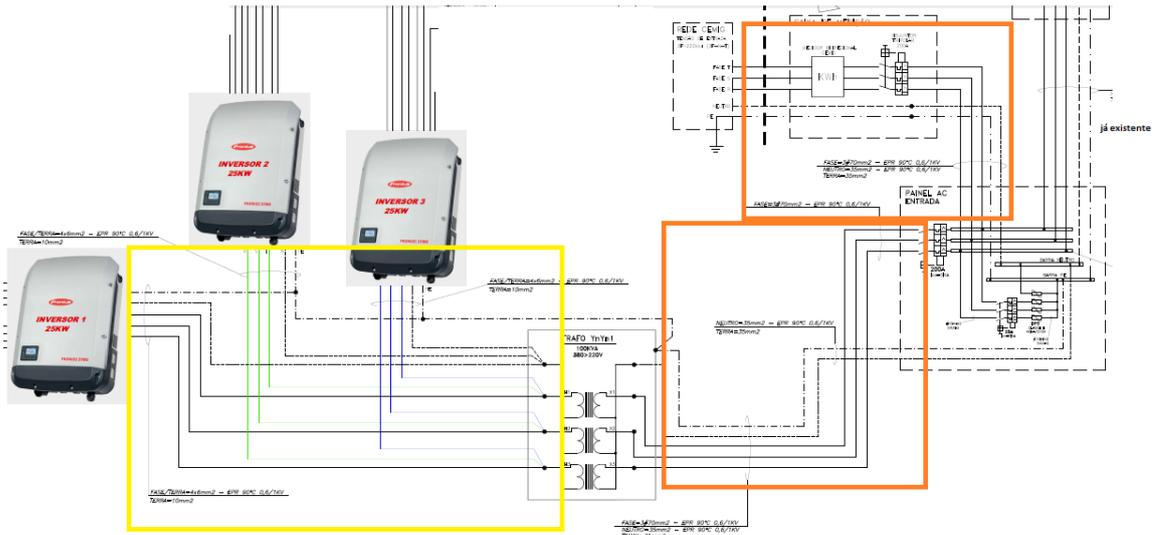
$$Perdas, f = 207,70 W$$

Os cabos cc devem ser separados por pólos positivos e negativos em eletrodutos distintos, para evitar a ocorrência de arcos voltaicos.

2.2.6 Cabos CA

O dimensionamento dos cabos CA é dividido em 2 partes, como é indicado na Figura 24.

Figura 24 - Lado CA do SFV, destacando as 2 partes dos cabos CA.



Fonte: [24].

A parcela destacada em amarelo é dimensionada a partir da equação (19). A distância entre o transformador e os inversores é cerca de 10 metros. Devem ser dimensionados de modo que suportem a máxima corrente do inversor, que é de 36,1 A, sendo que a condutividade (K) igual a 48 S/m, o fator de potência é unitário, a tensão de saída CA é 380 V e $I_{cabo,ca,máx}$ é 1,25 vezes a máxima corrente do inversor.

$$I_{cabo,ca,máx} = 1,25 * I_{saída,máx,i\ nv} \quad (19)$$

$$I_{cabo,ca,máx} = 1,25 * 36,1$$

$$I_{cabo,ca,máx} = 45,12 \text{ A}$$

$$A_{cabo,ca} = \frac{\sqrt{3} * L * I_{cabo,ca,máx} * \cos\phi}{1\% * V_n * K} \quad (20)$$

$$A_{cabo,ca} = \frac{\sqrt{3} * 10 * 45,12 * 1}{0,01 * 380 * 48}$$

$$A_{cabo,ca} = 4,28 \text{ mm}^2$$

Com base neste resultado deve-se utilizar o cabo de 6 mm². As perdas nesse trecho são dadas pela equação (21).

$$Perdas, ca = \frac{\sqrt{3} * L * In, ca^2 * \cos\phi}{Acabo, ca * K} \quad (21)$$

$$Perdas, ca = \frac{\sqrt{3} * 10 * 45,12^2 * 1}{6 * 48}$$

$$Perdas, ca = 122,43 W$$

Logo, pela norma NBR 5410 os condutores neutros em circuitos trifásicos devem ser iguais ao condutor fase, sendo também de 6 mm².

Para os cabos ca do lado secundário do transformador, faz-se o mesmo processo, porém com alguns ajustes, tais como:

- tensão em 220 V;
- corrente em 77,93 A, pois:

$$\frac{V1}{V2} = \frac{I2}{I1} ; I2 = \frac{380}{220} * 36,1 ; I2 = \mathbf{62,35A} ;$$

O cabo trifásico vai em direção ao barramento do painel AC de entrada. E posteriormente, do barramento, segue para a caixa de medição, que conecta na rede da concessionária, totalizando uma distância em torno de 45 metros.

$$cabo, ca = \frac{\sqrt{3} * 45 * (62,35 * 1,25) * 1}{0,01 * 220 * 48}$$

$$cabo, ca = \mathbf{57,52 mm^2}$$

Portanto o cabo deve ter, de acordo com a NBR 5410, 70 mm².

As perdas, para este caso, são calculadas da mesma forma para o caso anterior:

$$Perdas, ca = \frac{\sqrt{3} * 45 * 77,93^2 * 1}{70 * 48}$$

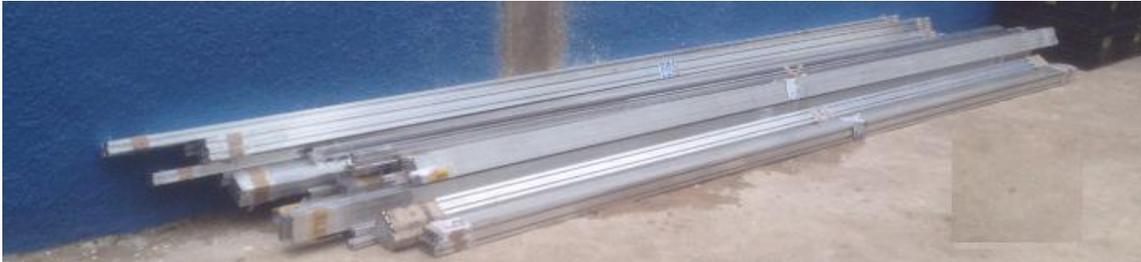
$$Perdas, ca = \mathbf{140,88 W}$$

2.2.7 Eletrodutos

A NBR 5410 prevê que o dimensionado dos eletrodutos devem ser feitos de tal forma que os condutores possam ser facilmente instalados e retirados [25]. Deste

modo, foram utilizadas eletrocalhas perfuradas zincadas 10cm x 50cm x 3metros. Na Figura 25 estão demonstradas as eletrocalhas utilizadas no sistema fotovoltaico.

Figura 25 - Eletrocalhas.



Fonte: Dados do próprio autor.

As eletrocalhas foram empregadas para a passagem dos cabos cc e ca.

2.2.8 Componentes de Proteção

O dimensionamento dos dispositivos de proteção é feito com base na norma NBR 5410 e nas informações técnicas disponibilizadas pelos fabricantes dos módulos solares e inversores. Desta forma, na ficha técnica do Inversor Fronius 25.0.3-S verificou-se que o mesmo possui dispositivos de proteção, apresentados na Figura 26.

Figura 26 - Dispositivos de proteção do Inversor Fronius ECO 25.0-3-S.

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	FRONIUS ECO 25.0-3-S
Medição de isolamento CC	Sim
Comportamento de sobrecarga	Mudança de ponto de operação, limitação de potência
Disjuntor CC	Sim
Porta-fusíveis de suporte integrado ²⁾	Sim

²⁾ Optionally fitted with 6 fuses 15 A / 1,000 V on the plus side.

Fonte: [22].

Constata-se que o inversor utilizado já possui o dispositivo interruptor no lado CC, deste modo não é necessário o dimensionamento de um disjuntor para o lado CC.

As partes metálicas da estrutura de suporte dos módulos foram aterradas, de forma que sejam equipotencializadas com o sistema de aterramento existente no local.

Do lado CC e CA será dimensionado um dispositivo de proteção contra surto (DPS). Outro dispositivo necessário do lado CA, é o disjuntor tripolar para a proteção de sobrecorrentes e seccionamento.

2.2.8.1 Dispositivo de Proteção Contra Surto (DPS)

É definido como um equipamento que evita os efeitos indiretos de descargas atmosféricas e sobretensões devido à mudanças na rede, entre outras causas. O dimensionamento é feito a partir da tensão máxima fotovoltaica, considerando o número de módulos em série, dada pela equação (22) [26]:

$$V_{dps} = 1,2 * N * V_{oc} \quad (22)$$

$$V_{dps} = 1,2 * 20 * 42,8$$

$$V_{dps} = 1027,2 V$$

Em que,

N: Número de módulos e

V_{oc} (painel): é a tensão sem carga de um painel fotovoltaico individual em NOCT.

Observa-se que o dispositivo deve suportar a tensão de 1000 V, classe II, específico para sistemas fotovoltaicos. Com base nestes requisitos determinou-se a utilização do DPS da fabricante Schneider modelo PRD-DC40r 1000PV, que suporta correntes máximas de até 40 KA, como está apresentado na Figura 27, na qual consta as principais informações do dispositivo.

Figura 27 - Ficha Técnica, com as principais informações do DPS DC utilizado.

		<p>Dispositivos de proteção contra surtos</p> <p>A9L40281</p> <p>PROTETOR DE SURTO IPRD_DC 40R 1000V APLICACAO FOTOVOLTAICA</p>
Tensão de operação	1000V	
Corrente de descarga nominal	15kA	
Corrente de descarga máxima	40 kA	
Tensão de sinalização	AC: 250 V 50/60 Hz	

Fonte: [27].

Do lado CA, o DPS tem como função proteger a unidade consumidora, que está conectada à rede, de possíveis surtos de tensão e o dimensionamento é calculado pela equação (23) [26]:

$$V_{dps} = 1,1 * V_{ac} \quad (23)$$

$$V_{dps} = 1,1 * 220$$

$$V_{dps} = 242 V$$

Em que,

V_{ac} : tensão da unidade consumidora, que pode ser 110 ou 220V;

Será utilizado um dispositivo por fase e no neutro, do fabricante Schneider modelo Easy9 20KA, 275V, classe II. (Figura 28).

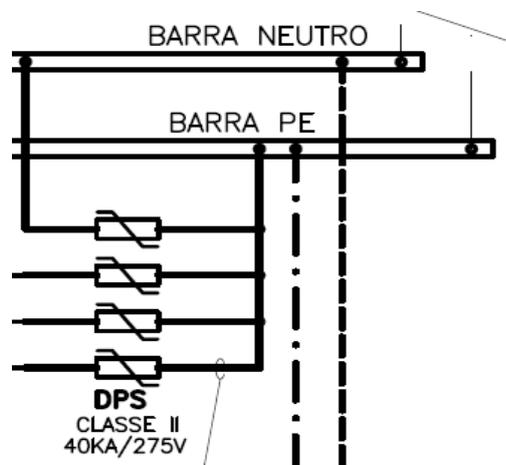
Figura 28 - Ficha Técnica com as principais informações do DPS CA utilizado.



Fonte: [28]

No digrama unifilar observa-se que o DPS CA está localizado no barramento principal (Figura 29).

Figura 29 - Localização do DPS CA.



Fonte: [24].

2.2.8.2 Disjuntores CA

De acordo com as normas ND 5.30 e 5.31, é necessária a instalação de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente entre os inversores e o barramento trifásico.

Conforme as normas da ABNT NBR – 5410, seção 5.3.3.2 estes dispositivos devem ser calculados de acordo com a equação (24):

$$I_n \leq I_{di} \text{ e } I_{ac} \leq I_{cap} \quad (24)$$

Em que,

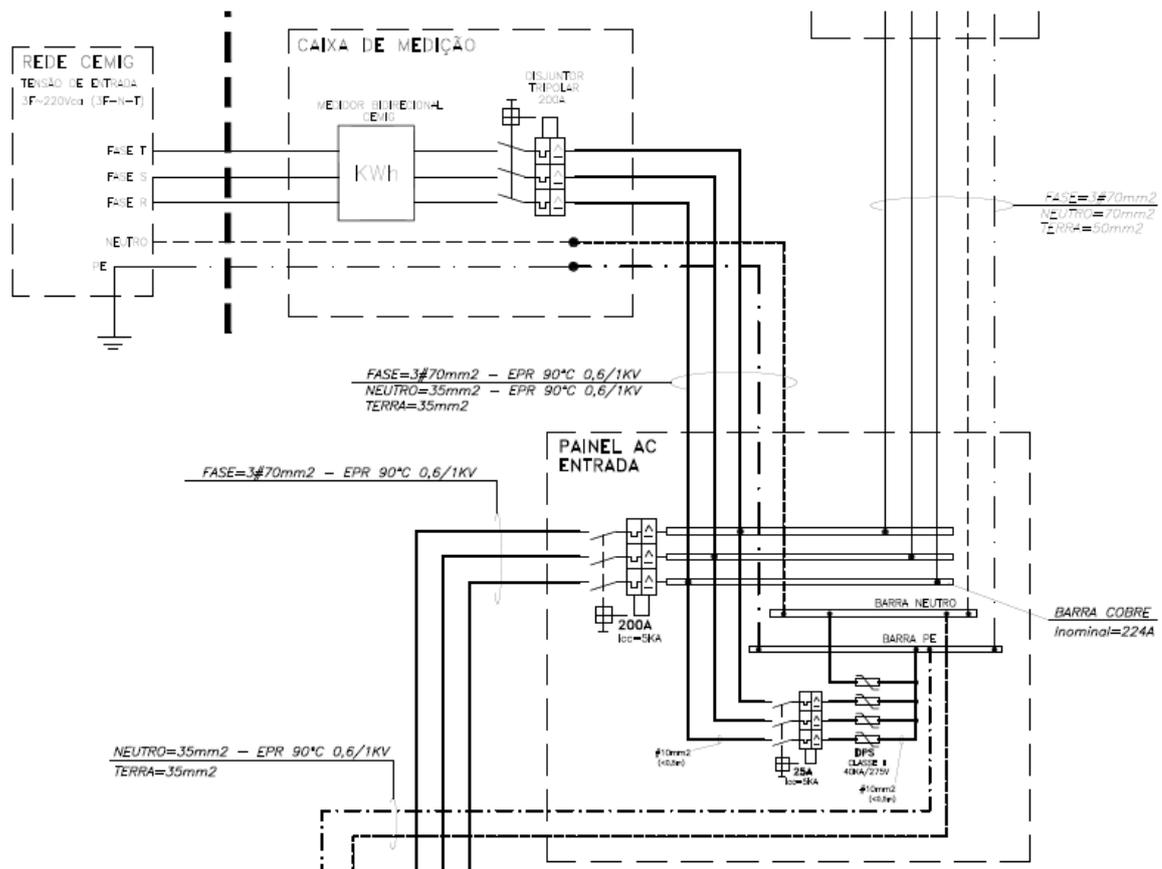
I_n : corrente de projeto do circuito [A];

I_{di}, I_{ac} : corrente nominal do dispositivo de proteção (disjuntor);

I_{cap} : capacidade de condução de corrente pelos fios condutores [A].

Adotando a corrente de saída do inversor, porém no lado secundário do transformador, que é 62,35 A, e que o cabo suporta uma corrente de até 222 A (ver anexo D), o disjuntor escolhido será o Disjuntor tripolar Curva C 200A 220V/5 kA Siemens. Serão 2 disjuntores de 200 A, conforme Figura 30.

Figura 30 - Diagrama unifilar, Disjuntores.



Fonte: [24].

A possibilidade de falha interna, fazendo com que o DPS entre em curto-circuito, impõe a necessidade de dispositivo de proteção contra sobrecorrentes que,

neste caso, é o disjuntor de 25 A. Tal disjuntor permite, na hipótese de falha do DPS, priorizar a continuidade do serviço ou a continuidade da proteção [25].

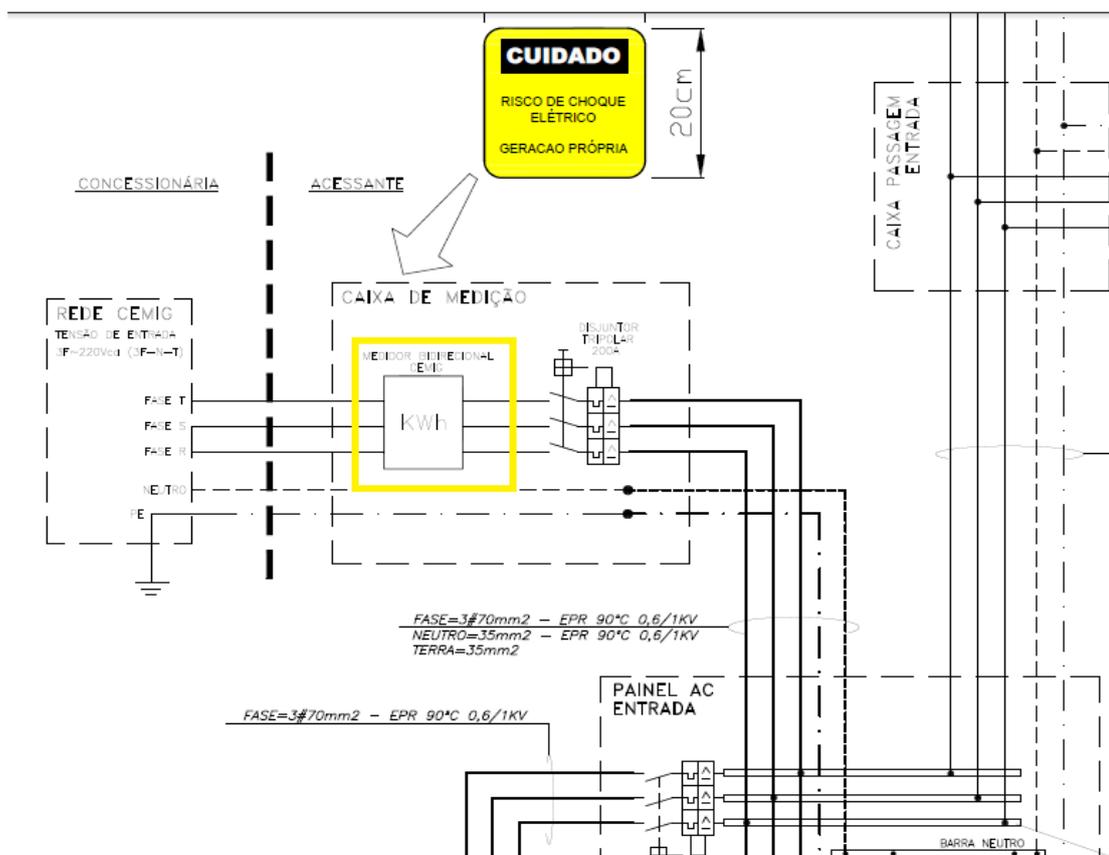
O disjuntor destinado a eliminar um curto-circuito que ocorra por falha do DPS deve possuir corrente nominal inferior ou no máximo igual à indicada pelo fabricante do DPS [25].

2.2.9 Medidor de Energia

O medidor bidirecional é essencial para o sistema, pois o mesmo irá informar quanto foi gasto e quanto foi gerado pela unidade consumidora. A regulamentação para sua instalação já foi comentada nos tópicos 1.3.3.1 e 1.3.4.1.

Na Figura 31, é exposto parte do digrama unifilar do projeto em estudo, destacando em amarelo o medidor bidirecional.

Figura 31 - Diagrama Unifilar, destacando o Medidor Bidirecional.



Fonte: [24].

3 Perdas no Sistema

As perdas em um sistema fotovoltaico são quantificadas de acordo com a Tabela 12, afim de conhecer as principais perdas do sistema.

A Tabela aponta a porcentagem das perdas de cada componente de um SFV. Analisando a Tabela de forma crítica, é visto que para as perdas por temperatura e por desvio no rendimento estão abaixo da variação considerada. Outra crítica seria por não considerar as perdas por sombreamento, pois mesmo que seja um sistema bem projetado haverá um pouco de sombreamento (cerca de 5%) devido, principalmente, a movimentação do sol, edificações e árvores.

Foi considerado as perdas por degradação do módulo igual a 1%, mas neste trabalho será utilizado o valor de 0,8% [39].

Tabela 12 – Perdas anuais do SFV conectado à rede elétrica de distribuição.

Perdas	Valor Considerado (%)	Variação (%)
Temperatura no Módulo	3,5	5 a 10
Perdas nos condutores CC	2,0	1 a 3
Perdas nos condutores CA	1,0	0,7 a 2
Perdas na inversão CC/CA	1,5	1 a 15
Desvio no MPPT	2,0	1,5 a 3
Sombreamento	0	0 a 100
Degradação do Módulo	1	1 a 10
Indisponibilidade do Sistema	2	0 a 0,5
Diodos e conexões	0,5	0,3 a 1
Sujeira nos módulos	2	2 a 25
Perda nos transformadores	2,5	2 a 4
Desvio no rendimento do módulo e a radiação de 1000w/m ²	2,5	5 a 10
Total de perdas	18,5%	

Fonte: [26].

Como é percebido, as perdas são por diversos fatores, como: temperatura do módulo, queda de tensão no lado CC, eficiência do inversor, diodos e conexões, degradação por incidência inicial da luz, sombreamento etc, totalizando 18,5%. Este valor é de certa forma, otimista, sendo que, geralmente, considera-se o total de perdas entre 20 e 25% [39].

Não há um fator que tenha um valor de perda muito acima dos demais. Portanto, em muitas aplicações, reduzir as perdas, aumenta o custo do projeto, tornando o custo-benefício desinteressante.

3.1 Geração Esperada

A geração de energia esperada pelos SFV considera fatores como a potência total instalada, a média de irradiação diária, o fator de desempenho e o número de dias do mês no plano inclinado igual a latitude local. É calculada pela equação 24 [26].

$$E = Pfv * PR * N * Hm \quad (24)$$

Em que:

Pfv: é a potência total instalada (Wp);

Hm: é a média diária de irradiação;

PR: é o fator de desempenho;

N: é o número de dias em um ano.

A potência fotovoltaica é de 76,8 kWp, pois são 240 módulos de 320 Wp. O fator de desempenho foi considerado de 75%, devido às perdas do sistema [28].

$$E = 76,8 * 0,75 * 365 * 5,863$$

$$E = 123,263 \text{ MWh}$$

4 Viabilidade Econômica

Quando as empresas elaboram projetos de investimento, uma das avaliações que fazem para decidir se o projeto é economicamente viável é o orçamento de capital, que basicamente vai mostrar se o retorno financeiro do projeto é satisfatório. Esse retorno pode ser medido em termos de quanto tempo se passará até que o investimento seja recuperado (*Payback*), em termos do valor monetário que o projeto adicionará ao valor de mercado da empresa (Valor Presente Líquido), ou em termos de uma taxa anual de retorno intrínseca ao projeto (TIR) [29].

Os dados básicos necessários para a aplicação desses métodos são:

a) Valor de investimento do projeto (quanto será gasto para implementá-lo?)

A empresa responsável pela execução do projeto, a RELUZE – Soluções Sustentáveis, cobrou o valor total de R\$300.000,00. Não será exposto os preços de cada item utilizado, pois não foram fornecidas tais informações.

b) Vida útil do projeto (quanto tempo irá durar?)

Um sistema fotovoltaico possui a vida útil por volta dos 25 anos.

c) Fluxos de caixa adicionais gerados pelo projeto ao longo da vida útil (qual o impacto que o projeto terá na geração de caixa da empresa?)

Tendo a geração de energia fotovoltaica, estimada em 123.263,71 kWh/ano (incluindo as perdas), e com o valor da tarifa de energia elétrica, pode-se calcular a remuneração do investimento feito. Esse cálculo será feito na Tabela 15, a ser apresentada no próximo tópico.

No próximo tópico, será apresentado algumas formas de financiamento para Geração Distribuída por meio da Energia Fotovoltaica no Brasil.

4.1 Condições Diferenciadas de Financiamento

A escolha do tipo de financiamento depende de vários fatores, como por exemplo, fluxo de caixa, situação financeira, entre outros, que não serão considerados neste momento. Portanto, o intuito deste tópico é apenas apresentar os principais financiamentos existentes no Brasil para o setor de energia fotovoltaica.

Não foi fornecido a informação de qual a forma de pagamento utilizado pelo cliente, apenas o valor total, que foi de R\$300.000,00.

1) Caixa Econômica

A Caixa Econômica Federal passou a aceitar projetos de energia solar em sua linha de crédito Construcard, destinada para a compra de material de construção. Com uma taxa de juros em torno de 2,5% ao mês, o projeto pode ser parcelado em até 240 vezes. O financiamento está disponível para pessoas física e jurídicas **[30]**.

Ao contratar o financiamento, o cliente tem o prazo de até seis meses para efetuar as compras dos materiais de construção em lojas credenciadas pela Caixa. Com o cartão, pode-se comprar, além de materiais de construção mais comuns (como tijolos, esquadrias, pisos, telhas e tintas), é permitido também, armários não removíveis, piscinas, elevadores, caixas-d'água, aquecedores solares, aerogeradores e equipamentos de energia fotovoltaica [32].

Efetuando o financiamento no caso em análise, têm os resultados apresentados na Tabela 13, considerando o período de 5 anos (60 meses) e taxa de juros de 2,5% ao mês. Com entrada de R\$100.000,00, as parcelas terão valor próximo da economia gerada pelo SFV, que é de, aproximadamente, R\$7000.00 (Valor da Fatura [R\$17000,00] x Porcentagem de economia [41%]) [31].

Tabela 13 - Cálculo de juros compostos para financiamento na Caixa Econômica

	Sem Entrada	Com Entrada
Período:	60	60
Taxa:	2,5000%	2,5000%
Valor Presente:	R\$ 300.000,00	R\$ 200.000,00
Parcela:	(R\$ 9.706,02)	(R\$ 6.312,86)
Valor Futuro:	R\$ 582.361,13	R\$ 378.771,46

Fonte: [33]- Modificado pelo Autor.

2) Santander

Através do Santander Financiamentos, o banco disponibiliza crédito para a instalação de sistemas fotovoltaicos com um parcelamento de até 36 vezes. Disponível para pessoas física e jurídica, a taxa de juros varia de acordo com os valores, prazos e demais condições escolhidas pelo beneficiado.

As opções disponíveis são [30]:

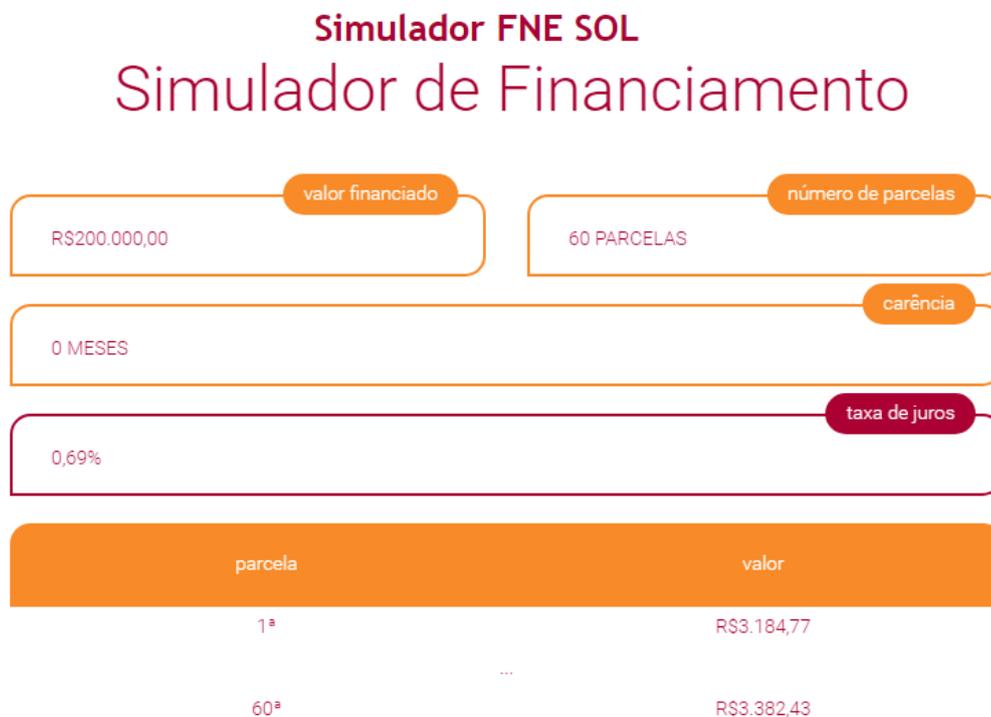
- Uma parcela mais 9 parcelas (sem juros);
- Uma parcela de entrada mais 23 parcelas, com uma taxa de juros de 1,10% ao mês;
- Por fim, a última opção é uma parcela mais 35 vezes, com uma taxa de juros de 1,45 ao mês. É possível englobar um limite de financiamento de até 100% dos itens financiáveis.

3) Banco do Nordeste

O Banco do Nordeste abriu uma linha de financiamento específica para projetos de micro e minigeração de energia solar. O FNE Sol está disponível para empresas, produtores rurais, cooperativas e associações dos estados nordestinos, além do norte de Minas Gerais e do Espírito Santo [31].

Com um prazo de pagamento de até 120 meses, o FNE Sol financia até 100% do custo da obra. Efetuando a simulação para o caso em estudo no site da FNE SOL, obtém-se o resultado apresentado na Figura 32.

Figura 32 - Financiamento pelo FNE SOL.



Fonte: [34], Modificado pelo Autor.

O valor total a pagar, ao final dos 60 meses, ficaria em R\$258.684,74. Porém, este financiamento não está disponível para unidades consumidoras localizadas na cidade de Uberlândia.

4) Desenvolve SP

Com o intuito de reduzir 20% das emissões de CO₂ de São Paulo até 2020, o governo estadual criou a Linha de Financiamento Economia Verde, que inclui o financiamento de sistemas fotovoltaicos. Voltado para pequenas e médias empresas

da região, o pagamento pode ser parcelado em até 120 vezes com uma taxa de juros de 0,53% ao mês. A simulação foi efetuada, e o valor total do financiamento para o caso em estudo foi de R\$232.773,97, mas, novamente, este tipo de financiamento não está disponível para a cidade de Uberlândia [30]-[31].

Tramitam na Câmara dos Deputados, diversas proposições legislativas que visam o uso da fonte solar para a geração de energia elétrica. Como, por exemplo: o Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 371, de 2015, que autoriza o uso do FGTS para a aquisição e instalação de equipamentos destinados à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em residências. O PLS nº371, de 2015, foi aprovado pela Comissão de Serviços de Infraestrutura (CI) do Senado Federal e segue em tramitação na Casa [35].

4.2 Payback

Indica o tempo necessário para que obtenha o retorno do investimento inicial. Esse indicador é bem limitado pois não considera riscos, correções monetárias ou financiamentos. Ele apenas indica quando o lucro líquido se iguala ao investimento inicial. Quanto mais breve for o retorno do investimento, mais atrativo ele será ao cliente [26].

Os cálculos e a análise do retorno financeiro foram feitos utilizando o Excel, a qual possibilitou analisar o fluxo de caixa anual. Para a análise foram consideradas as seguintes premissas:

- Geração com perdas igual a 123.263,712 KWh;
- Custos com manutenção e operação, estimado em 1% sobre o investimento inicial [36];
- O valor da tarifa de consumo de energia aplicado pela Cemig para a Classe B3, é de R\$ 0,4941 (dados do mês de Fevereiro de 2018), sendo este valor reajustado em 4,5% a.a baseado nos últimos reajustes estabelecidos pela ANEEL;
- O SFV possui vida útil de 25 anos;
- Degradação anual linear de 0,7-0,8% durante 25 anos, para este caso será considerado 0,8% ao ano.

Na Tabela 14, calculou-se o fluxo de caixa anual para 25 anos. Foi verificado que o tempo de retorno do investimento é de 5 anos, a partir do sexto ano a economia gerada pelo sistema será de total lucro para a empresa [26].

Tabela 14 - Payback do estudo de caso realizado.

ANO	Geração com Perdas [KWh]	Tarifa [R\$]	Remuneração [R\$]	Fluxo de Caixa [R\$]
1	123263,71	0,49414	60.909,53	-300.000,00
2	122.277,60	0,5163763	63.141,25	-239.090,47
3	121.299,38	0,539613234	65.454,75	-175.949,22
4	120.328,98	0,563895829	67.853,01	-110.494,47
5	119.366,35	0,589271141	70.339,15	-42.641,45
6	<u>118.411,42</u>	<u>0,615788343</u>	<u>72.916,37</u>	<u>27.697,69</u>
7	117.464,13	0,643498818	75.588,03	100.614,07
8	116.524,42	0,672456265	78.357,57	176.202,10
9	115.592,22	0,702716797	81.228,60	254.559,67
10	114.667,48	0,734339053	84.204,81	335.788,27
11	113.750,14	0,76738431	87.290,08	419.993,08
12	112.840,14	0,801916604	90.488,38	507.283,15
13	111.937,42	0,838002851	93.803,88	597.771,54
14	111.041,92	0,875712979	97.240,85	691.575,42
15	110.153,59	0,915120064	100.803,76	788.816,27
16	109.272,36	0,956300466	104.497,21	889.620,03
17	108.398,18	0,999333987	108.325,99	994.117,24
18	107.530,99	1,044304017	112.295,05	1.102.443,22
19	106.670,75	1,091297698	116.409,54	1.214.738,27
20	105.817,38	1,140406094	120.674,79	1.331.147,81
21	104.970,84	1,191724368	125.096,31	1.451.822,60
22	104.131,07	1,245351965	129.679,84	1.576.918,91
23	103.298,03	1,301392803	134.431,31	1.706.598,74
24	102.471,64	1,359955479	139.356,87	1.841.030,05
25	101.651,87	1,421153476	144.462,91	1.980.386,92

Fonte: Dados do próprio autor.

4.3 Valor Presente Líquido (VPL)

Valor Presente Líquido é um método que consiste em trazer para a data zero todos os fluxos de caixa de um projeto de investimento e somá-los ao valor do

investimento inicial, usando como taxa de desconto, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) [37].

O VPL é um dos métodos mais conhecidos quando o assunto é análise da viabilidade de projetos de investimento, pois com esse método é descontado as taxas de juros, obtendo a verdadeira noção do valor do dinheiro no futuro e assim calcula-se o ganho real do investimento [37].

Em suma, VPL traz ao valor presente um valor futuro. Ele representa a diferença entre os recebimentos e os pagamentos de um projeto de investimento em valores monetários atuais.

A equação matemática do VPL é dada por:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FCn}{(1+i)^n} - Ii \quad (26)$$

Em que,

n: número de anos;

Ii: Investimento inicial;

FCn: Fluxo de caixa do ano referência (Receita – Custos);

i: Taxa de juros de desconto.

Para a aplicação do método, a taxa mínima de atratividade utilizada é a taxa de juros real, que é a diferença entre taxa Selic (6,9% a.a.) e a inflação (2,95% a.a.) [38] e se encontra, em 31/01/2018 no valor de 3,95% a.a. É usada a taxa mínima de atratividade, pois é a taxa disponível com menor risco, disponível para aplicação de capital.

Na Tabela 15 foi efetuado o método, e como pode ser observado, VPL é maior que zero e, portanto, o investimento é atrativo.

Tabela 15 - Estimativa do VPL - Taxa de desconto igual a 3,95%.

ANO	Geração com Perdas [KWh]	Tarifa [R\$/KWh]	Remuneração [R\$]	Manutenção [R\$]	Fluxo de Caixa [R\$]
0					-300.000,00
1	123.263,71	0,4941	60.909,53	-3.000,00	57.909,53

2	122.277,60	0,5164	63.141,25	-3.030,00	60.111,25
3	121.299,38	0,5396	65.454,75	-3.060,30	62.394,45
4	120.328,98	0,5639	67.853,01	-3.090,90	64.762,11
5	119.366,35	0,5893	70.339,15	-3.121,81	67.217,33
6	118.411,42	0,6158	72.916,37	-3.153,03	69.763,34
7	117.464,13	0,6435	75.588,03	-3.184,56	72.403,47
8	116.524,42	0,6725	78.357,57	-3.216,41	75.141,17
9	115.592,22	0,7027	81.228,60	-3.248,57	77.980,03
10	114.667,48	0,7343	84.204,81	-3.281,06	80.923,76
11	113.750,14	0,7674	87.290,08	-3.313,87	83.976,21
12	112.840,14	0,8019	90.488,38	-3.347,01	87.141,38
13	111.937,42	0,8380	93.803,88	-3.380,48	90.423,40
14	111.041,92	0,8757	97.240,85	-3.414,28	93.826,57
15	110.153,59	0,9151	100.803,76	-3.448,42	97.355,34
16	109.272,36	0,9563	104.497,21	-3.482,91	101.014,30
17	108.398,18	0,9993	108.325,99	-3.517,74	104.808,25
18	107.530,99	1,0443	112.295,05	-3.552,91	108.742,14
19	106.670,75	1,0913	116.409,54	-3.588,44	112.821,10
20	105.817,38	1,1404	120.674,79	-3.624,33	117.050,46
21	104.970,84	1,1917	125.096,31	-3.660,57	121.435,74
22	104.131,07	1,2454	129.679,84	-3.697,18	125.982,66
23	103.298,03	1,3014	134.431,31	-3.734,15	130.697,16
24	102.471,64	1,3600	139.356,87	-3.771,49	135.585,38
25	101.651,87	1,4212	144.462,91	-3.809,20	140.653,70
				<u>VPL</u>	<u>1.065.334,72</u>

Fonte: Dados do próprio autor.

4.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é a taxa que torna o VPL de um fluxo de caixa igual a zero, ou seja, o lucro líquido pagaria o investimento inicial do projeto [26].

Portanto, a equação para este método é a (27):

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FCn}{(1+i)^n} - Ii = 0 \quad (27)$$

O resultado desta equação apresentará um valor i , que será o valor TIR. O investimento será atrativo se o valor encontrado for maior que o TMA (Taxa Mínima de Atratividade), que é de 3,95%.

Na Tabela 16 é constatado que o investimento, é atrativo, pois 22,8% é maior que 3,95%.

Tabela 16 - Estimativa d TIR - Taxa de desconto igual a 3,95%.

ANO	Geração com Perdas [KWh]	Tarifa [R\$/KWh]	Remuneração [R\$]	Manutenção [R\$]	Fluxo de Caixa [R\$]
0					-300.000,00
1	123.263,71	0,4941	60.909,53	-3.000,00	57.909,53
2	122.277,60	0,5164	63.141,26	-3.030,00	60.111,26
3	121.299,38	0,5396	65.454,75	-3.060,30	62.394,45
4	120.328,99	0,5639	67.853,01	-3.090,90	64.762,11
5	119.366,35	0,5893	70.339,15	-3.121,81	67.217,34
6	118.411,42	0,6158	72.916,37	-3.153,03	69.763,34
7	117.464,13	0,6435	75.588,03	-3.184,56	72.403,47
8	116.524,42	0,6725	78.357,58	-3.216,41	75.141,17
9	115.592,22	0,7027	81.228,60	-3.248,57	77.980,03
10	114.667,49	0,7343	84.204,81	-3.281,06	80.923,76
11	113.750,15	0,7674	87.290,08	-3.313,87	83.976,21
12	112.840,15	0,8019	90.488,39	-3.347,01	87.141,38
13	111.937,42	0,8380	93.803,88	-3.380,48	90.423,41
14	111.041,92	0,8757	97.240,85	-3.414,28	93.826,57
15	110.153,59	0,9151	100.803,76	-3.448,42	97.355,34
16	109.272,36	0,9563	104.497,21	-3.482,91	101.014,30
17	108.398,18	0,9993	108.325,99	-3.517,74	104.808,25
18	107.531,00	1,0443	112.295,05	-3.552,91	108.742,14
19	106.670,75	1,0913	116.409,54	-3.588,44	112.821,10
20	105.817,38	1,1404	120.674,79	-3.624,33	117.050,46
21	104.970,84	1,1917	125.096,31	-3.660,57	121.435,74
22	104.131,08	1,2454	129.679,84	-3.697,18	125.982,66
23	103.298,03	1,3014	134.431,31	-3.734,15	130.697,16
24	102.471,64	1,3600	139.356,87	-3.771,49	135.585,38
25	101.651,87	1,4212	144.462,91	-3.809,20	140.653,70
				<u>TIR</u>	<u>22,80</u>

Fonte: Dados do próprio autor.

4.5 Análise dos dados

Analisando os resultados encontrados nos tópicos 4.2, 4.3 e 4.4, e supondo que o investidor efetuou o pagamento com uma entrada de R\$100.000,00 e financiou o restante (R\$200.000,00) em 10 parcelas sem juros pelo Banco Bradesco, concluiu-se que o investimento é atrativo.

5 Conclusão

Este trabalho apresentou, de forma geral, como se encontra o setor de Energia Fotovoltaica para Geração Distribuída no Brasil, expondo as vantagens e desvantagens, além de explicar e comentar os principais regulamentos e normas vigentes, atualmente, no país.

As novas políticas de incentivos, como as regulamentações da ANEEL REN nº482/2012 e REN nº687/2015 e as facilidades de financiamento têm aumentado o número de adeptos da geração solar fotovoltaica, e com isso, o desejo de microempreendedores em se inserirem no mercado.

Este projeto exibiu a implementação de um sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede, como alternativa de redução de custos do Supermercado Lunasa, situado na cidade de Uberlândia – MG, executado pela empresa RELUZE – Soluções Sustentáveis. Foi feito o estudo completo, desde a constatação técnica de que seria possível tal implementação, até o dimensionamento dos equipamentos.

Posteriormente, foi efetuado um estudo de viabilidade econômica, comprovando que o investimento feito pelo Supermercado Lunasa é substancialmente viável economicamente. Os estudos utilizaram os principais métodos praticados neste tipo de projeto: o método de Payback, VPL e TIR. O método de Payback apresentou tempo de retorno de cinco anos, o que pela visão da empresa é atrativo. O VPL e o TIR mostraram, também, que o investimento é interessante, comparado a investimentos que utilizam a taxa SELIC (descontada a inflação).

Desta forma, concluiu-se que a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de distribuição é, de fato, um excelente investimento que diversifica a matriz energética de forma limpa e sustentável.

REFERÊNCIAS

- [1] MME/EPE – **Balço Energético Nacional 2016**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf>. Acessado em 31 de agosto de 2017.
- [2] Prisma Energia Solar – **Toda Energia que Precisamos**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <<http://www.prismaenergiasolar.com.br/potencial-solar>>. Acessado em 31 de agosto de 2017.
- [3] RODRIGUES, Délcio, Matajs Roberto. Um banho de sol pra o Brasil: o que os aquecedores solares podem fazer pelo meio ambiente e a sociedade, São Lorenço da Serra: Vitae Civilis, 2005.
- [4] EPE. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE: Rio de Janeiro, 2016.
- [5] Aneel - **Matriz de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acessado em 05 de setembro de 2017.
- [6] ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica 2ª Edição**. 2016. 34 f. Brasília, 2018.
- [7] Técnico e Mineração – **Maiores Minas do Brasil**. 2017. Disponível em: <<https://tecnicomineracao.com.br/maiores-minas-do-brasil/>>. Acessado em 05 de setembro de 2017.
- [8] Aneel – **Tarifa Branca**. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acessado em 12 de outubro de 2017.
- [9] Portal Solar – **Placa Solar Preço**. 2017. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/placa-solar-preco.html>>. Acessado em 13 de Outubro de 2017.
- [10] MOREIRA, Nelson JosÉ HÜbner. **Aneel: RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. 2012. 12 f., Aneel, Brasil, 2017.
- [11] RUFINO, Romeu Donizete. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL: RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. 2015. 25 f. Brasil, 2017.
- [12] CEMIG D. **ND 5.30 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão**. 2016. 50f. Brasil, 2017.

[13] CEMIG D. **ND 5.31 - Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Média Tensão**. 2016. 173f. Brasil, 2017.

[14] PRODIST: **Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Revisão nº 6. 2016.

Disponível

em:

<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_6%20-%20LIMPO.pdf>. Acesso em 12 de setembro de 2016.

[15] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição**. Rio de Janeiro, 2013.

[16] Google – **Google Maps**. 2017. Disponível em: <

<https://www.google.com.br/maps/place/Mercearia+Lunasa+-+Smart+Supermercados/@-18.9113522,-48.2958887,19.25z/data=!4m3!1m7!3m6!1s0x94a44443db45a0b1:0x25809a43f0c4c338!2sAv.+Paes+Leme,+1110+-+Osvaldo+Rezende,+Uberl%C3%A2ndia+-+MG,+38400-392!3b1!8m2!3d-18.9110959!4d-48.2958737!3m4!1s0x94a44443c67e35fb:0xd296156d25e47715!8m2!3d-18.9117465!4d-48.2958334>>.

+Smart+Supermercados/@-18.9113522,-

48.2958887,19.25z/data=!4m3!1m7!3m6!1s0x94a44443db45a0b1:0x25809a43f0c4

c338!2sAv.+Paes+Leme,+1110+-+Osvaldo+Rezende,+Uberl%C3%A2ndia+-

+MG,+38400-392!3b1!8m2!3d-18.9110959!4d-

48.2958737!3m4!1s0x94a44443c67e35fb:0xd296156d25e47715!8m2!3d-

18.9117465!4d-48.2958334>. Acessado em 20 de Outubro de 2017.

[17] GLOBAL SOLAR ATLAS – **Global Solar Atlas** 2017. Disponível em:

<<http://globalsolaratlas.info/?c=-19.204835,-46.658936,8&s=-18.9188,-48.2768&m=sg:temp>>.

Acessado em 15 de Março de 2018.

[18] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB. **Energia Solar - Princípios e aplicação**. Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica, 2008.

Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/solar/>>.

Acesso em: 20 de Outubro de 2017.

[19] BYD – **Ficha Técnica BYD P6C – 36 Series 4BB 156 – 75P** – 2015. Brasil, 2018.

[20] KRINATSOLAR – **NOTC x STC: Entenda a diferença entre estas condições**.

2017. Disponível em: <<https://krinatsolar.com.br/noct-x-stc-entenda-a-diferenca/>>.

Acessado em 20 de Outubro de 2017.

[21] ANTONY, F.; DÜRSCHNER, C.; REMMERS, K. **Photovoltaics for Professionals, Solar Electric Systems, Marketing, Design and Installation**. Beuth Verlag GmbH, Earthscan, Solarpraxis AG, 2007.

Verlag GmbH, Earthscan, Solarpraxis AG, 2007.

[22] Fronius ECO – **Ficha Técnica Fronius – Inversor 25 KW** – 2015. Brasil, 2018.

- [23] MELO, Fernando Cardoso. **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**. 2014. 159 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2014.
- [24] NOMURA, Fábio Tsutomu. **Diagrama Unifilar e Layout**. 2017. 5 f., Reluze - Soluções Sustentáveis, Uberlândia, 2017.
- [25] ABNT. **Norma Brasileira ABNT NBR 5410 Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Brasília: ABNT, 2004.
- [26] MARTINS, Flávia Cordeiro. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: ESTUDO DE CASO**. 2016. 83 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais Campus Formiga, Formiga - Mg, 2016.
- [27] SHENEIDER Eletric – **Dispositivo de Proteção contra Surtos**. 2017. Disponível em: <https://www.schneider-electric.com.br/pt/product/A9L40281/protetor-de-surto-iprd_dc-40r-1000v-aplicacao-fotovoltaica/?range=61710-iprd-dc-pv&node=166377221-dispositivos-de-prote%C3%A7%C3%A3o-contra-surtos>. Acessado em 10 de Novembro de 2017.
- [28] CORREA, Karla Suzane Van-dall Machado Nicoli. **ANÁLISE DO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA EM CURITIBA**. 2015. 64 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Curitiba, 2015.
- [29] RENATO AULAS PARTICULARES – **Métodos de Orçamento de capital com Excel**. 2014. Disponível em: <http://renatoaulasparticulares.com.br/orc_capital_excel1.htm#texto_link_1>. Acessado em 15 de Novembro de 2017.
- [30] ENEL SOLUÇÕES – **Conheça as 6 linhas de Financiamento para Energia Solar**. 2016. Disponível em: <<https://www.enelsolucoes.com.br/blog/2016/11/conheca-linhas-financiamento-sistema-solar/>>. Acessado em 22 de Novembro de 2017.
- [31] BLUE SOL – **Financiamento de Energia Solar**. 2016. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/financiamento-de-energia-solar/>>. Acessado em 22 de Novembro de 2017.

- [32] CONSTRUCARD – **Crédito para Reformar ou Ampliar sem burocracia e com até 240 meses para pagar.** 2016. Disponível em: <<http://www.caixa.gov.br/voce/cartoes/casa/construcard/Paginas/default.aspx#como-contratar>>. Acessado em 22 de Novembro de 2017.
- [33] MINHAS PLANILHAS – **Planilhas – Cálculo de Juros Compostos.** 2012. Disponível em: <<http://www.minhasplanilhas.com.br/planilha-calculo-de-juros-compostos/>>. Acessado em 22 de Novembro de 2017.
- [34] BNB – **Simulador FNE Sol.** 2016. Disponível em: <<https://www.bnb.gov.br/simuladores/simulador-fne-sol> >. Acessado em 22 de Novembro de 2017.
- [35] NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **ENERGIA SOLAR NO BRASIL: SITUAÇÃO E PERSPECTIVAS.** 2017. 46 f., Consultoria Legislativa, Brasília, 2017.
- [36] JOÃO, P. E. T. V. **Análise técnico econômica de uma minigeração fotovoltaica em um galpão logístico em Contagem-MG.** Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, 2016.
- [37] TREASY – **Valor Presente Líquido VPL.** 2015. Disponível em: <<https://www.treasy.com.br/blog/valor-presente-liquido-vpl>>. Acessado em 02 de Dezembro de 2017.
- [38] BCB/GOV – **Relatório de Inflação.** 2017. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pt-br/#!/home>>. Acessado em 05 de Dezembro de 2017.
- [39] ARAÚJO, Ana Júlia Nunes de; RANK, Narah luata; BUENO, Talita Bezerra de Araújo. **ANÁLISE DOS FATORES DE PERDAS NOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA EM CURITIBA.** 2016. 86 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná Departamento Acadêmico de Eletrotécnica Curso de Engenharia Elétrica, Curitiba, 2016.
- [40] OLIVEIRA, João Paulo Silva. **ANÁLISE DO FATOR DE POTÊNCIA MEDIDO EM AMBIENTE INDUSTRIAL CONTENDO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.** 2017. 57 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017.
- [41] Skelion – **SCREENSHOTS.** 2017. Disponível em: <<http://skelion.com/en/screenshots.htm?v1.0.0>>. Acessado em 31 de março de 2018.

Anexo A – Faturas da energia elétrica do estabelecimento Lunasa

Emissão: 21/07/2017 Impressão: 21/07/2017 Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE criada pela Lei nº 10.438 de abril de 2002

Emissão autorizada pelo Sistema Especial de Tarifação nº 18.00014522.70 - SEF/MG

COMERCIAL LUNASA LTDA
AV PAES LEME 1045 CO
OSVALDO REZENDE
UBERLANDIA - MG
CEP: 38400-392

MEDIDOR Nº: BMH076001313

Nº DO CLIENTE: 7005627908

Nº da Instalação		Subclasse	Classe
3078443409		Comercial Convam	Comercial Tríplice Referente a:

Datas de Leitura			Outra de Apresentação	Referente a:
Anterior	Atual	Próxima	21/07	JUL/2017
22/06	21/07	23/08		

Tipo de Medição	Informações Técnicas		Constante de Medição	Consumo
	Leitura Anterior	Leitura Atual		
Energia Elétrica	80478	80926	40	18000

Descrição	Quantidade	Preço	Valor (R\$)
Energia Elétrica kWh	18000	0,74852503	13473,41

Descrição	Valor R\$
Contrib. Custeio Ilum. Pública	31,64
Energia Elétrica kWh	0,50862278
Bandeira Amarela	389,61

VALORES FATURADOS

ENCARGOS/COBRANÇAS

TARIFAS APLICADAS (Sem Impostos)

ADICIONAL BANDEIRAS (já incluído no Valor a Pagar)

CNPJ: 20.726.436/0001-70 INSC. ESTADUAL: 022.690.680.042
RESERVADO AO FISCO

26B4.44BE.F588.7217.6047.FA47.3EF0.B355

Base de Cálculo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)	PASEP	COFINS
13473,41	25	3368,35	R\$ 168,41	R\$ 781,45

VENCIMENTO VALOR A PAGAR

13/08/2017 R\$ 13505,05

Parcela	Valor - R\$	%	Indicadores de Qualidade de Fornecimento			
			Utilização Mês: 03/2017	Apresentação Mensal	Trimestral	Anual
Energia	3881,82	27,19	0,00	4,71	9,43	18,89
Distribuição	2988,92	22,19	0,00	3,55	8,10	12,20
Transmissão	882,88	4,47	0,00	2,80	---	---
Perdas de Energia	781,38	5,87	---	---	---	---
Energia Setorial	1109,89	8,24	---	---	---	---
Tributos	4318,21	32,05	---	---	---	---
Total	13473,41	100,00	---	---	---	---

Revisão de Contas Vencidas e Débitos Anteriores

Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/dia	Dias de Faturamento
JUN/2017	20380	658,77	31
MAI/2017	18280	685,71	28
ABR/2017	23880	723,83	33
MAR/2017	23440	732,59	32
FEV/2017	21280	731,93	29
JAN/2017	22520	776,55	29
DEZ/2016	21440	739,31	29
NOV/2016	23480	782,88	30
OUT/2016	27080	820,80	33
SET/2016	23640	745,88	32
AGO/2016	21320	710,88	30
JUL/2016	19940	677,24	29

Informações Gerais

Tarifa vigente conforme Res Anel nº 2.248, de 23/05/2017.
JUN/2017 Band. Verde - JUL/2017 Band. Amarela.
O pagamento desta conta não quita débitos anteriores. Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros) baseadas no vencimento das mesmas.
É dever do consumidor manter os dados cadastrais sempre atualizados e informar alterações de atividade exercida no local.
Faça sua adesão para recebimento da conta de energia por e-mail acessando www.cemig.com.br
Leitura realizada conf. calendário de faturamento.

CÓDIGO DE DÉBITO AUTOMÁTICO: 000064434095
Febre, tosse, dor de cabeça e outros sintomas.
Pode ser dengue, chikungunya ou zika.
Beba muita água e vá a uma unidade do SUS.

UNIDADE DE LEITURA	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
15550106	13/08/2017	R\$ 13505,05

CODIGO CONTRATO: 000064434095

CEMIG Distribuição S.A. Série: 011 Controle: 01.042/R4S00BB311/0051
 Av. Bertolotti, 1200 - 1ª Andar - Av. A - Belo Horizonte - CEP: 30130-901 - MG - Brasil
 Tarefa Social de Energia Elétrica - TSEE criada pela Lei nº 18.438 de abril de 2002.

Emissão: 21/07/2017 Impressão: 21/07/2017
 Emissão autorizada pelo Regim Especial/PTA Nº 18.000114327/18 - SEF/MG

COMERCIAL LUNASA LTDA
 AV PAES LEME 1103 CX
 OSVALDO REZENDE
 UBERLÂNDIA - MG
 CEP: 38400-392

Nº DO CLIENTE: 7005627908

Nº da Instalação		Subclasse	Classe
300265267		Comercial Convên	Comercial - Básico
Data de Leitura		Outra de	Referente a:
Anterior	Atual	Período	Apresentação
22/06	21/07	23/08	21/07
MEDIADOR Nº: APA084001874		JUL/2017	

Tipo de Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Medição	Consumo
Energia Elétrica	27963	31945	1	3982

Descrição	VALORES FATURADOS	Preço	Valor (R\$)
Energia Elétrica kWh	Quantidade	3982	0,74652503
			2980,60
Descrição	ENCARGOS/COBRANÇAS		Valor R\$
Contrib. Custeio Ilum. Pública			31,64
Energia Elétrica kWh	TARIFAS APLICADAS (Sem impostos)		0,50862276
Bandeira Amarela	ADICIONAL BANDEIRAS (já incluído no Valor a Pagar)		84,66

CEMIG

CNPJ: 20.726.438/0001-70 INSC. ESTADUAL: 022.690.680.042
 RESERVADO AO FISCO

76BD.6246.2135.60E3.DC5C.6699.5AE9.D573

Base de Cálculo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)	PASEP	COFINS
2980,60	25	745,15	R\$ 37,25	R\$ 172,87

VENCIMENTO VALOR A PAGAR
13/08/2017 R\$ 3012,24

Indicadores de Qualidade de Faturamento

Indicador	Valor	Limite
OTD	0,00	4,71
FIC	0,00	3,95
OCM	0,00	2,80
OTM	0,00	12,22

Índice Nacional: 121/220 V. Mês: 111/202 Y. Mês: 133/231 Y
 Valor Letado de uma de Sistema Distribuição: R\$ 1073,84

RAVÃO DE CONTAS VENCIDAS - DÉBITOS ANTERIORES

Mês/Ano	Consumo kWh	Medida kWh/mês	Diária de Faturamento
JUN/2017	4462	144,58	31
MAI/2017	3695	139,07	28
ABR/2017	4578	141,75	33
MAR/2017	4232	132,35	32
FEV/2017	3791	130,72	28
JAN/2017	2726	94,00	29
DEZ/2016	2919	105,82	29
NOV/2016	3769	125,83	30
OUT/2016	4070	123,33	33
SET/2016	3574	111,89	32
AGO/2016	3389	118,30	30
JUL/2016	3283	112,51	29

Informações Gerais

Tarifa vigente conforme Res Anel nº 2.240, de 23/05/2017.
 JUN/2017 Band. Verde - JUL/2017 Band. Amel.
 O pagamento desta conta não quita débitos anteriores. Para estes, estão sujeitas penalidades legais vigentes (multas) e/ou atualização financeira (juros) baseadas no vencimento das mesmas.
 É dever do consumidor manter os dados cadastrais sempre atualizados e informar alterações de atividade exercida no local.
 Faça sua adesão para recebimento da conta de energia por e-mail acessando www.cemig.com.br
 Leitura realizada cont. calendário de faturamento.

CODIGO DE DEBITO AUTOMATICO: 000026525873

CEMIG
 15560108
 000026525873

UNIDADE DE FATURAMENTO	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
15560108	13/08/2017	R\$ 3012,24

REFERENTE A: JUL/2017 Nº DA INSTALAÇÃO: 3002652587

63600000030-4 12240138001-1 21543564511-8 00026525873-1

Anexo B – Ficha técnica completa do Módulo Fotovoltaico BYD 320Wp.



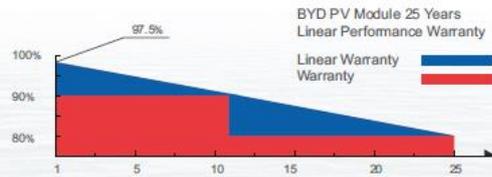
BYD P6C-36 Series-4BB-156.75P

310W 315W 320W 325W 330W 335W 340W



- 18.3%** Average cell efficiency up to 18.3%
Excellent optical performance
- 11** Positive tolerance 0~5W
Reliability for output performance
- 12** 12 years for product
25 years linear Warranty
- Grid** Residential roof top systems
On/Off-grid commercial systems
On/Off-grid utility systems
- 3rd** TUV Class C fire class rating
TUV Salt corrosion resistance test
TUV 5400Pa for Snow Load Test
TUV 2400Pa for Wind Load Test
CSA Type 1 fire class rating
CSA Mechanical Load=1.5*3600Pa=5400Pa
- Common** IEC 61215(Edition 2005), IEC 61730
ULC/ORD-C 1703-01, UL 1703-3rd Edition
ISO9001:2008, ISO14001:2004

Production Process



About BYD

BYD (HK:1211), one of the world's top PV manufacturers, produces from wafer to module, committing to high quality sustainable products and continuous improvement. Integrating with Electrical Vehicles and Battery Energy Storage technology makes BYD the world-leading solution provider from energy generating to consumption and storage.

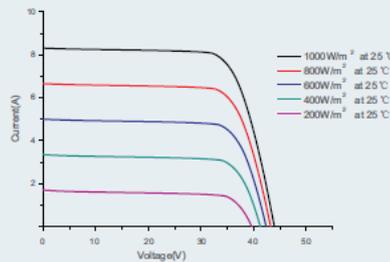
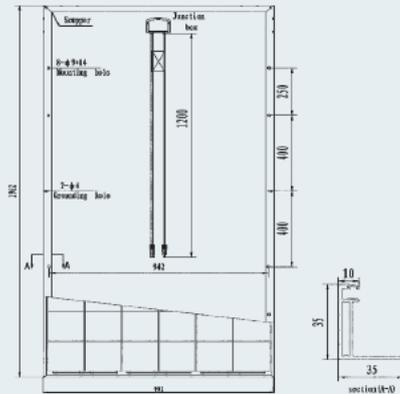
BYD COMPANY LIMITED HEADQUARTER

Add: No.3009, BYD Road, Pingshan, Shenzhen, 518118, P.R. China
Tel: +86-755-8988 8888
Fax: +86-755-9420 2222
Email: bydpv@byd.com
www.byd.com

BYD P6C-36 Series-4BB-156.75P

Build Your Dreams

310W 315W 320W 325W 330W 335W 340W



Mechanical Specifications

Cell	Polycrystalline Silicon solar cells 156.75 mm * 156.75 mm / 6.17 inch
No. of Cells	72 (6*12) pcs
Dimension of Module	1962 mm * 992 mm * 35 mm / 77.24 inch * 39.06 inch * 1.38 inch
Weight	22.1 kg / 48.62 lbs
Front Glass	3.2 mm tempered glass with ARC
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction Box	Ip67
Plug Connector	IP67
Bypass-Diodes	3 pcs
Type of Connector	Mod compatible
Cable Section Area	4 mm ² / 0.0062 Sq in
Cable Length	2 * 1200 mm / 2 * 47.2 inch

Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C± 2 °C
Short-Circuit Current Temperature Coefficient	0.07%/°C
Open-Circuit Voltage Temperature Coefficient	-0.31%/°C
Peak Power Temperature Coefficient	-0.39%/°C

Package Information

Package	40' HC
Pcs / Pallet	30
Pallet / Container	22
Pcs / Container	660

BYD P6C-36 Series Electrical Specification

STC

Item	Module	BYD 310P6C-36	BYD 315P6C-36	BYD 320P6C-36	BYD 325P6C-36	BYD 330P6C-36	BYD 335P6C-36	BYD 340P6C-36
Open Circuit Voltage (Voc)		45.79 V	46.09 V	46.39 V	46.69 V	46.98 V	47.28 V	47.58 V
Maximum Operating Voltage (Vmp)		36.38 V	36.58 V	36.78 V	36.98 V	37.16 V	37.35 V	37.53 V
Short Circuit Current (Isc)		8.99 A	9.07 A	9.15 A	9.23 A	9.31 A	9.39 A	9.47 A
Maximum Operating Current (Imp)		8.52 A	8.61 A	8.70 A	8.79 A	8.88 A	8.97 A	9.06 A
Maximum Power in STC (Pmax)		310 Wp	315 Wp	320 Wp	325 Wp	330 Wp	335 Wp	340 Wp
Module Efficiency		15.9%	16.2%	16.4%	16.7%	17.0%	17.2%	17.5%
Operating Temperature		-40 °C~85 °C						
Max. Fuse Current Rating		15 A						
Maximum System Voltage		1000 VDC						
Power Tolerance		0~5W						
Application Classes		Class A						

STC: IRRADIANCE 1000W/m², Module Temperature 25°C, AM=1.5 Avg. efficiency reduction of 4.5% at 200Wp

NOCT

Item	Module	BYD 310P6C-36	BYD 315P6C-36	BYD 320P6C-36	BYD 325P6C-36	BYD 330P6C-36	BYD 335P6C-36	BYD 340P6C-36
Open Circuit Voltage (Voc)		42.2 V	42.5 V	42.8 V	43.1 V	43.4 V	43.7 V	43.9 V
Maximum Operating Voltage (Vmp)		33.8 V	34.0 V	34.3 V	34.5 V	34.8 V	35.1 V	35.3 V
Short Circuit Current (Isc)		7.29 A	7.36 A	7.42 A	7.49 A	7.54 A	7.60 A	7.66 A
Maximum Operating Current (Imp)		6.77 A	6.83 A	6.90 A	6.96 A	7.01 A	7.08 A	7.14 A
Maximum Power in NOCT (Pmax)		228.8 Wp	232.6 Wp	236.4 Wp	240.4 Wp	244.2 Wp	248.1 Wp	251.9 Wp

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

Anexo C – Ficha Técnica completa do Inversor Fronius ECU 25KW

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS ECO

/ O inversor para projetos de máximo rendimento



/ Tecnologia Snap-Inverter



/ Dados de comunicação integrados



/ Smart Grid Ready



/ Dynamic Peak Manager



/ O trifásico Fronius Eco possui categorias de potência e 25,0 27,0 kW e preenche perfeitamente todos os requisitos de instalações de grande escala. Graças ao seu baixo peso e o sistema de montagem SnapInverter, este dispositivo é transformador pode ser instalado rápido e facilmente dentro de casa ou ao ar livre. Esta gama inversor estabelece novos padrões com a sua classe de proteção IP 66. Além disso, graças aos seus dois fusíveis integrados e proteção contra sobretensão opcional, caixas de coleta de cadeia não são mais necessárias.

DADOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

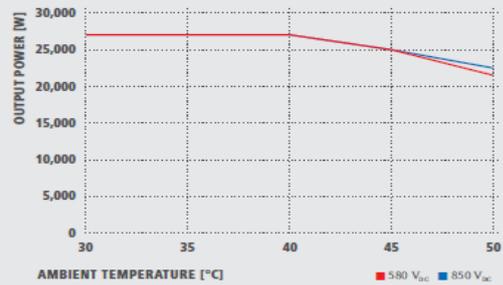
DADOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. corrente de entrada ($I_{dc\ max}$)	44.2 A	47.7 A
Max. conjunto corrente curto-circuito	66.3 A	71.6 A
Min. tensão de entrada ($U_{dc\ min}$)		580 V
Feed-in tensão de entrada ($U_{dc\ max}$)		650 V
Tensão nominal de entrada (U_{dc})		580 V
Max. tensão de entrada ($U_{dc\ max}$)		1,000 V
Faixa de tensão MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)		580 - 850 V
Numero de rastreadores MPP		1
Numero de conexões CC		6

DADOS DE SAÍDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Tensão nominal de saída (P_{ac})	25,000 W	27,000 W
Max. potência de saída	25,000 VA	27,000 VA
Max. corrente de saída ($I_{ac\ nom}$)	36.1 A	39.0 A
Conexão a rede (faixa de tensão)		3-NPE 380 V / 220 V or 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)
Frequência		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Distorção harmônica total		< 2.0 %
Fator de potência (cos ϕ_{ac})		0 - 1 ind. / esp.

FRONIUS ECO 27.0.3-S CURVA DE EFICIÊNCIA



FRONIUS ECO 27.0.3-S REDUÇÃO DE TEMPERATURA



DADOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

EFICIÊNCIA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Max. eficiência	98.2 %	98.8 %
Efficiência Europeia (ηEU)	98.0 %	98.0 %
η at 5 % P _{dc,r} ¹⁾	95.1 / 91.5 %	95.9 / 93.1 %
η at 10 % P _{dc,r} ¹⁾	97.0 / 95.2 %	96.8 / 95.7 %
η at 20 % P _{dc,r} ¹⁾	97.8 / 96.9 %	97.7 / 97.1 %
η at 25 % P _{dc,r} ¹⁾	98.0 / 97.0 %	98.1 / 97.8 %
η at 30 % P _{dc,r} ¹⁾	98.1 / 97.2 %	98.1 / 97.4 %
η at 50 % P _{dc,r} ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.3 / 97.5 %
η at 75 % P _{dc,r} ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.2 / 97.6 %
η at 100 % P _{dc,r} ¹⁾	98.2 / 97.5 %	98.1 / 97.5 %
MPP adaptação eficiente		> 99.9 %

DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Medição de isolamento CC		Sim
Comportamento de sobrecarga		Mudança de ponto de operação, limitação de potência
Disjuntor CC		Sim
Porta-fusíveis de suporte integrado ²⁾		Sim

INTERFACES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)
6 entradas ou 4 digital in/out		Interface com receptor de telecomando
USB (A socket) ³⁾		Datalogging, para entradas USB
2x RS422 (R) / 45 socket ⁴⁾		Fronius Solar Net
Saída de sinal ⁵⁾		Gerenciamento de energia (saída de relé livre de potencial)
Datalogger e Webservice		Integrado
Entrada externa ⁶⁾		Medidor de conexão 50 / Avaliação da proteção da sobretensão
RS485		Modbus RTU SunSpec ou medidor de conexão

¹⁾ E no $U_{mpp\ min} = U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$. ²⁾ Optionally fitted with 6 fuses 15 A / 1,000 V on the plus side. ³⁾ Também disponível na versão simples.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

NÓS TEMOS TRÊS DIVISÕES E UMA PAIXÃO: SUPERAR OS LIMITES DO POSSÍVEL.

/ Seja na Tecnologia de soldagem, no fotovoltaico ou na tecnologia de carregadores de bateria, o nosso objetivo é claro: queremos ser líderes em inovação. Com aproximadamente 3.300 funcionários em todo o mundo, nós superamos os limites do que é possível, como prova disso temos mais de 900 patentes concedidas. Enquanto os outros se desenvolvem lentamente, nós ultrapassamos barreiras. Desde sempre. O uso responsável de nossos recursos é a base do nosso negócio.

Para obter mais informações sobre todos os produtos Fronius e nossos parceiros de distribuição e representantes, visite www.fronius.com

v05 May 2015 PB

Anexo D – Tabela para dimensionamento dos cabos

BAIXA TENSÃO

Uso Geral

CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

TABELA 2 - (*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÈRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA, A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 FIOS E CABOS ISOLADOS EM TERMOPLÁSTICO, CONDUTOR DE COBRE.

- > • Cabo Superastic, Cabo Superastic Flex, Fio Superastic, Cabo Sintenax, Cabo Sintenax Flex e Afumex 750V;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 70 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente) e 20 °C (solo).

seções nominais (mm ²)	métodos de instalação definidos na tabela 1											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1000	767	679	698	618	1012	906	827	738	1125	996	792	652