

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROPOSTA DE PROJETO DE GRADUAÇÃO**



MURILO PEREIRA BARBOZA

**PROJETO E ANÁLISE TÉCNICO-FINANCEIRA DA
IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA
PRIMEIRA IGREJA BATISTA EM GOIABEIRAS-VITÓRIA**

VITÓRIA
2022

MURILO PEREIRA BARBOZA

**PROJETO E ANÁLISE TÉCNICO-FINANCEIRA DA IMPLANTAÇÃO
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA PRIMEIRA IGREJA
BATISTA EM GOIABEIRAS-VITÓRIA**

Parte manuscrita da Proposta de Projeto de Graduação do aluno **Murilo Pereira Barboza**, apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Profa. Dra. Tiara Rodrigues Smarssaro de Freitas
Coorientadora: Eng. Paula Sarmenghi Rodrigues Martinelli

VITÓRIA
2022

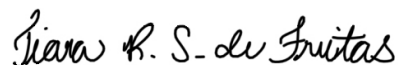
MURILO PEREIRA BARBOZA

**PROJETO E ANÁLISE TÉCNICO-FINANCEIRA DA IMPLANTAÇÃO
DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NA PRIMEIRA IGREJA BATISTA
EM GOIABEIRAS-VITÓRIA**

Parte manuscrita da Proposta de Projeto de Graduação do aluno **Murilo Pereira Barboza**, apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 30 de março de 2022.

COMISSÃO EXAMINADORA:



Profa. Dra. Tiara Rodrigues Smarssaro de Freitas
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador



Profa. Dra. Elizandra Pereira Roque Coelho
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador



Eng. Thiago Sales Rocha
Diretor da EKLOS ENGENHARIA LTDA
Examinador

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, que mesmo em meio às dificuldades da caminhada encontrei sempre nele abrigo necessário.

Aos meus pais Cláudia e Denilson e minha irmã Helena que foram meus alicerces nessa jornada proporcionando estrutura, incentivo e carinho a cada passo.

A minha querida avó Zely por sua afeição e sensibilidade.

Sou grato à minha família por todo o amparo nos momentos de incertezas, foram minha base fundamental para prosseguir.

A minha namorada Suélem pelo afeto e acolhimento no cotidiano me propiciando também leveza no dia a dia.

Aos meus amigos de graduação, Claudino Barreto e Thiago Coutinho por todo o suporte e parceria que contribuíram diretamente para a conclusão deste trabalho.

Agradeço também aos meus colegas de graduação pelo companheirismo na jornada e todos os auxílios e compartilhamentos frente aos desafios encarados.

Aos discentes do curso pelo conhecimento compartilhado. Em especial a Profa. Dra. Tiara Rodrigues S. de Freitas pela oportunidade de orientação que me guiou no decorrer desse percurso apresentando os direcionamentos.

RESUMO

O aumento da demanda energética está atrelado ao avanço da tecnologia e ao desenvolvimento humano. Dessa forma não é inesperado o aumento do gasto de energia elétrica por parte dos mais diversos setores da sociedade, como por exemplo em comunidades religiosas. Uma das soluções para que essa demanda seja satisfeita e os gastos energéticos sejam mitigados é a adoção de um sistema de geração distribuída, baseado em energia solar. No presente trabalho é apresentado uma análise técnico-financeira de dois diferentes projetos de Sistemas Fotovoltaicos (SFVs) que atendam a atual demanda energética da Primeira Igreja Batista de Goiabeiras (PIBG), localizada na Rua Adalfredo Wanick, 20, Goiabeiras, em Vitória, ES, fundada em 07/09/1968. Um dos modelos é constituído apenas de módulos fotovoltaicos monocristalinos e o outro constituído de um modelo híbrido com módulos monocristalinos e vidros translúcidos fotovoltaicos. O projeto em questão possui uma modalidade metodológica de natureza aplicada com uma abordagem quantitativa, além disso, o projeto possui objetivos explicativos e também procedimentos técnicos de um estudo de caso. O trabalho em questão, além de colher, dimensionar e projetar todos os parâmetros necessários para uma posterior conexão do SFV a rede de distribuição da EDP ES, também faz uma avaliação dos indicadores técnicos e econômicos de cada modelo, tanto considerando o regime legal atual quanto aplicando as mudanças que ocorreram com o Marco Legal de Geração Distribuída (MLGD), indicando qual melhor atende a comunidade da PIBG.

Palavras-chave: Geração distribuída. Painel fotovoltaico. Vidro fotovoltaico. Energia solar fotovoltaica.

ABSTRACT

The increase in demand for energy is linked to the advancement of technology and human development. That said, it is not unexpected the increase in the expenditure of electrical energy by the most diverse sectors of society, such as in religious communities. One of the solutions to meet this demand and mitigate energy costs is the adoption of a distributed generation system, based on solar energy. In the present work a technical and financial analysis of two different projects of Photovoltaic Systems (PVS) that satisfy the current energy demand of the Primeira Igreja Batista de Goiabeiras (PIBG), located at Street Adalfredo Wanick, 20, Goiabeiras, in Vitória, ES, founded in 07/09/1968, is presented. One of the models consists only of monocrystalline photovoltaic modules and the other consists of a hybrid model with monocrystalline modules and translucent photovoltaic glass. The project in question has a methodological modality of an applied nature with a quantitative approach; moreover, the project has explanatory objectives and also technical procedures of a case study. The work in question, besides collecting, sizing and designing all the necessary parameters for a subsequent connection of the PVS to the distribution network of EDP ES, also makes an evaluation of the technical and economic indicators of each model, both considering the current legal regime and applying the changes occurred with the Marco Legal de Geração Distribuída (MLGD), indicating which one best satisfies the PIBG community.

Keywords: Distributed generation. Photovoltaic panel. Photovoltaic glass. Photovoltaic solar energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Lingote (a) e célula (b) de silício monocristalino	17
Figura 2 - Vidro translúcido fotovoltaico em fachada.....	18
Figura 3 - Conexão de células em paralelo.....	19
Figura 4 - Conexão de células em série	20
Figura 5 - Influência da irradiação solar.....	20
Figura 6 - Formulário de Cadastro para Autoconsumo Remoto.....	23
Figura 7 - Modelo de compensação atual RN 687	24
Figura 8 - Curva de potência do inversor fotovoltaico	29
Figura 9 - Limites de funcionamento do inversor	30
Figura 10 - Prazos para homologação do sistema fotovoltaico	39
Figura 11 – Coordenadas da sede da PIBG	47
Figura 12 – Faces do telhado da PIBG	52
Figura 13 – Simulação da máxima alocação de módulos no telhado da PIBG	53
Figura 14 – Sombreamento dos módulos da Face 1.1 do telhado da PIBG	54
Figura 15 – Sombreamento dos módulos da Face 1.2 do telhado da PIBG	55
Figura 16 – Sombreamento dos módulos da Face 1.3 do telhado da PIBG	55
Figura 17 – Sombreamento dos módulos da Face 1.4 do telhado da PIBG	56
Figura 18 – Sombreamento dos módulos da Face 1.5 do telhado da PIBG	56
Figura 19 – Sombreamento dos módulos da Face 1.6 do telhado da PIBG	57
Figura 20 – Sombreamento dos módulos da Face 1.7 do telhado da PIBG	57
Figura 21 – Simulação do SFV Modelo A	59
Figura 22 – Divisão dos módulos em <i>strings</i>	61
Figura 23 – Conexão nos terminais do inversor	62
Figura 24 – Dimensionamento dos condutores CC inversor 1	65
Figura 25 – Dimensionamento dos condutores CC inversor 2	65
Figura 26 – Face 1 da fachada da PIBG	71
Figura 27 – Face 2 da fachada da PIBG	71
Figura 28 – Face 3 da fachada da PIBG	72
Figura 29 – Simulação da máxima alocação de vidros fotovoltaicos na fachada da PIBG....	72
Figura 30 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.1 da fachada da PIBG.....	73
Figura 31 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.2 da fachada da PIBG.....	74

Figura 32 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.3 da fachada da PIBG.....	74
Figura 33 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.4 da fachada da PIBG.....	75
Figura 34 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.5 da fachada da PIBG.....	75
Figura 35 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.6 da fachada da PIBG.....	76
Figura 36 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.7 da fachada da PIBG.....	76
Figura 37 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.7 da fachada da PIBG.....	77
Figura 38 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.8 da fachada da PIBG.....	77
Figura 39 – Simulação do SFV Modelo B.....	78
Figura 40 – Dimensionamento dos condutores CC do inversor 1	83
Figura 41 – Dimensionamento dos condutores CC do inversor 2	84
Figura 42 – Dimensionamento dos condutores CC do inversor 3	84
Figura 43 – Dimensionamento dos condutores CC do inversor 4	84
Figura 44 – Incremento gradual das taxas de fio B segundo o MLGD	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Média do consumo mensal de energia por unidade consumidora	46
Tabela 2 – Módulos por face do telhado	53
Tabela 3 – Comparação entre o SFV otimizado e o com máxima disposição de módulos	58
Tabela 4 – Características elétricas de cada arranjo fotovoltaico	61
Tabela 5 – Características elétricas de cada MTTP do SFV Modelo A	62
Tabela 6 – Dimensionamento de proteção através do critério de sobrecarga.....	63
Tabela 7 – Dimensionamento dos condutores CC do SFV Modelo A	64
Tabela 8 – Seção dos condutores CC do SFV Modelo A.....	66
Tabela 9 – Dimensionamento dos condutores através do critério de condução de corrente. .	66
Tabela 10 – Dimensionamento dos condutores através do critério de queda de tensão.....	66
Tabela 11 – Seção dos condutores CA do Modelo A.....	67
Tabela 12 –Resumo dos indicadores técnico do SFV Modelo A	68
Tabela 13 – Módulos por face do telhado	73
Tabela 14 – Perdas por sombreamento difuso em cada face da fachada.....	78
Tabela 15 – Características elétricas de cada arranjo fotovoltaico do SFV Modelo B	80
Tabela 16 – Características elétricas de cada MTTP do SFV Modelo B	81
Tabela 17 – Dimensionamento de proteção do SFV Modelo B	83
Tabela 18 – Dimensionamento dos condutores CC do SFV Modelo B	85
Tabela 19 – Seção dos condutores CC do Modelo B	85
Tabela 20 – Dimensionamento dos condutores através do critério de condução de corrente	86
Tabela 21 – Dimensionamento dos condutores através do critério de queda de tensão.....	86
Tabela 22 – Seção dos condutores CA do Modelo B	86
Tabela 23 –Resumo dos indicadores técnico do SFV Modelo B	87
Tabela 23 – Lista de Materiais Modelo A	88
Tabela 24 – Indicadores Econômicos Modelo A.....	89
Tabela 25 – Fluxo de caixa do SFV Modelo A sujeito ao MLGD.....	91
Tabela 26 – 8.2 Impactos da Nova Legislação no Projeto Modelo A	92
Tabela 27 – Lista de Materiais Modelo B.	93
Tabela 28 – Indicadores Econômicos Modelo B	93
Tabela 29 – Fluxo de caixa do SFV Modelo B sujeito ao MLGD	94
Tabela 30 – Impactos da Nova Legislação no Projeto Modelo B	95

Tabela 32 – Comparação dos Indicadores Técnicos dos SFVs Modelo A e Modelo B	96
Tabela 33 – Comparação dos Indicadores Econômicos dos SFVs Modelo A e Modelo B....	96

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Consumo mensal de energia da UC1	44
Quadro 2 – Consumo mensal de energia da UC2	45
Quadro 3 – Consumo mensal de energia da UC3	45
Quadro 4 – Irradiação solar diária média mensal	48
Quadro 5 – Características Elétricas do Módulo LR5-72HPH-540M.....	50
Quadro 6 – Características Térmicas em STC do Módulo LR5-72HPH-540M.....	50
Quadro 7 – Ficha de Dados da Linha MID 15-20KTL3-XL da Growatt	60
Quadro 8 – Dispositivos de Proteção da Linha MID 15-20KTL3-XL da Growatt.	63
Quadro 9 – Características Elétricas do Módulo NST-EI-28-4-110MDG	69
Quadro 10 – Características Mecânicas do Módulo NST-EI-28-4-110MDG	69
Quadro 11 – Características Térmicas em STC do Módulo NST-EI-28-4-110MDG	69
Quadro 12 – Ficha de Dados da Linha MOD 3000-9000TL3-X da Growatt.....	79
Quadro 13 – Dispositivos de proteção da linha MOD 3000-9000TL3-X da Growatt	82
Quadro 14 – Detalhes do Valor da Fatura de Energia	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BEN	Balanco Energético Nacional
BIPV	<i>Building-Integrated Photovoltaics</i>
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
CPF	Cadastro de Pessoas Físicas
CRESESB	Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EDP BR	EDP Energias do Brasil S.A.
EDP ES	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPI	Equipamento de Proteção Individual
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pico
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
LCOE	<i>Levelized cost of energy</i>
MC4	Multi-Contact 4mm
MMGD	Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída
MT	Média Tensão
MTTP	Maximum Power Point Tracking
OPV	<i>Organic Photovoltaics</i>
PIBG	Primeira Igreja Batista em Goiabeiras
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

QD	Quadro de Distribuição
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
TD	Taxa de Desempenho
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo
UV	Ultravioleta
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
2 JUSTIFICATIVA	14
3 OBJETIVOS GERAL E ESPECÍFICOS.....	15
3.1 Objetivo Geral.....	15
3.2 Objetivos Específicos.....	15
4 REFERENCIAL TEÓRICO	16
4.1 Energia Solar.....	16
4.2 Tipos de Células.....	17
4.2.1 Silício Monocristalino	17
4.2.2 Vidro Translúcido Fotovoltaico.....	18
4.3 Características Elétricas	18
4.4 Geração Distribuída	21
4.4.1 Resolução Normativa 482/2012 e Resolução Normativa 687/2015.....	22
4.4.2 Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída.....	24
4.5 Dimensionamento Teórico de um SFV	26
4.6 Dimensionamento dos Condutores e da Proteção	31
4.6.1 Dimensionamento da Proteção CC.....	32
4.6.2 Dimensionamento dos Condutores CC.....	33
4.6.3 Dimensionamento dos Condutores CA	35
4.6.4 Dimensionamento da Proteção CA.....	37
4.7 Procedimentos para Homologação do Sistema Fotovoltaico.....	38
4.8 Análise Financeira	40
5 PRÉ-DIMENSIONAMENTO	43
5.1 Levantamento do Consumo de Energia Elétrica	43
5.2 Avaliação do Recurso Solar Disponível.....	47
5.3 Potência de Pico e Taxa de Desempenho do SFV	49
6 DIMENSIONAMENTO DO MODELO A	50
6.1 Definição dos Módulos	50
6.2 Definição dos Inversores	59
6.3 Dimensionamento das Proteções CC e CA.....	63
6.4 Dimensionamento dos Condutores CC.....	64

6.5 Dimensionamento dos Condutores CA.....	66
6.6 Indicadores Técnicos	68
7 DIMENSIONAMENTO DO MODELO B.....	69
7.1 Definição dos Módulos	69
7.2 Definição dos Inversores	79
7.3 Dimensionamento das Proteções CC e CA.....	82
7.4 Dimensionamento dos Condutores CC.....	83
7.5 Dimensionamento dos Condutores CA.....	86
7.6 Indicadores Técnicos	87
8 ANÁLISE FINANCEIRA.....	88
8.1 Projeto Modelo A.....	88
8.2 Impactos da Nova Legislação no Projeto Modelo A.....	89
8.3 Projeto Modelo B	92
8.4 Impactos da Nova Legislação no Projeto Modelo B.....	94
9 COMPARAÇÃO DOS MODELOS, PROJETO E HOMOLOGAÇÃO	96
9.1 Comparação dos Modelos	96
9.2 Projeto Básico e Homologação	97
10 CONCLUSÃO.....	98
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	99
APÊNDICE A – ANÁLISE FINANCEIRA DO MODELO A NO PV*SOL.....	102
APÊNDICE B – ANÁLISE FINANCEIRA DO MODELO B NO PV*SOL	103
APÊNDICE C – PRANCHA DO PROJETO DO SFV	104
ANEXO A – FOLHA DE DADOS MÓDULO LR5-72HPH.....	105
ANEXO B – FOLHA DE DADOS MÓDULO NST-EI-28-4-110MGG.....	107
ANEXO C – FOLHA DE DADOS INVERSOR MID 15-20KTL-XL	111
ANEXO D – FOLHA DE DADOS INVERSOR MOD 3000-9000TL3-X	113
ANEXO E – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO EDP ES	115
ANEXO F – DADOS PARA REGISTRO DA CENTRAL GERADORA	116
ANEXO G – FORMULÁRIO PARA CADASTRO DE UCS	117

1 INTRODUÇÃO

Com o avanço da tecnologia e do desenvolvimento humano aumenta também a necessidade energética, crescendo assim a demanda por energia em todos os setores da sociedade. A consciência que os recursos naturais utilizados para geração de energia são finitos, tem levado os países do mundo a procurar meios que possibilitem a geração de energia limpa, renovável e sustentável (Agência de Serviços Públicos de Serviços Públicos, 2013).

Em comparação com o cenário mundial, o Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente renovável. Enquanto cerca de 72% da matriz elétrica do mundo é baseada em combustíveis fósseis, apenas 14% da matriz elétrica brasileira se baseia nesta fonte de geração, que inclui petróleo, gás natural e carvão (BRASIL, 2020). De acordo com o Balanço Energético Nacional BEN (EPE, 2021), o Brasil possui uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a geração hídrica que corresponde cerca de 64,9% de toda a geração de energia elétrica do País, realizada através de usinas hidrelétricas. Este tipo de geração é fortemente dependente da disponibilidade de água nos rios e das alterações climáticas que podem modificar os regimes pluviométricos (VILLALVA, 2015). Assim, torna-se cada vez mais necessária a busca de novas tecnologias para suprir a demanda de energia e a diversificação da matriz elétrica.

No Brasil, em 2019, a microgeração e minigeração distribuída atingiu 2.226 GWh, com uma potência instalada de 2.162 MW, com grande destaque para a geração solar fotovoltaica, com 1.659 GWh de geração e 1.992 MW de potência instalada (EPE, 2021). A energia solar fotovoltaica vem se destacando como fonte de energia alternativa, pois é uma das fontes primárias de energia que menos poluem e sua geração é também silenciosa, e com baixa necessidade de manutenção. Além disso, a grande vantagem da geração fotovoltaica é que esta pode ser instalada em centros urbanos sem a necessidade de utilização de grandes áreas para instalação das usinas geradoras, haja visto que estas podem ser instaladas em áreas existentes, mas não utilizadas, como os telhados de casas, comércios e indústrias.

Outro fator importante para a evolução do uso de energia solar no Brasil, é o alto potencial solarimétrico do País em comparação com países da Europa. Ao se comparar o Brasil com outras regiões da Europa, nota-se que no Brasil a média anual do total diário de irradiação solar

varia entre 3,8 e 6,5 kWh/m²/dia. Alguns países europeus, que se destacam na produção de energia solar, possuem média muito inferior à do Brasil, como Alemanha, com variações anuais entre 2,5 e 4,5 kWh/m²/dia e a França, com variações anuais entre 3,4 e 5,0 kWh/m²/dia. O Espírito Santo também se destaca como um estado com grande potencial de geração fotovoltaica, com média anual do total diário de irradiação solar variando entre 4,8 e 5,2 kWh/m²/dia (ASPE, 2013).

Dentre as diversas aplicações dos sistemas fotovoltaicos, a mais comum é a dos sistemas que atendem unidades com grande consumo de energia e baixa demanda de potência, visando a redução dos gastos com consumo de energia elétrica, como comércios, centros de saúde, residências e igrejas.

Neste trabalho será analisada a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede, *on-grid*, para a Primeira Igreja Batista de Goiabeiras (PIBG), em Vitória, ES. Para isso serão dimensionados e comparados sistemas com dois tipos de módulos: os módulos convencionais, monocristalinos e os módulos de vidro translúcido fotovoltaico, destinados às aplicações de fachada fotovoltaica e projetos integrados à arquitetura, com o objetivo de se estabelecer aquele sistema com melhor custo-benefício para a unidade consumidora. Para o sistema com o melhor custo-benefício, será realizado o projeto básico do mesmo a fim de gerar os documentos necessários para aprovação na concessionária de energia que atende a instalação. Também será realizada uma discussão técnica sobre como as alterações nas normas reguladoras poderão afetar o sistema projetado e influenciar o cenário da energia solar fotovoltaica no Brasil.

2 JUSTIFICATIVA

Em qualquer atividade hoje, uma boa parte dos gastos fixos mensais são reservados aos valores pagos pelo uso de energia elétrica. Visto que o objeto de estudo deste projeto não escapa dessa realidade, este trabalho busca reduzir o custo com energia elétrica da Primeira Igreja Batista de Goiabeiras, em Vitória, ES.

Por ser um local que atende a um número grande de pessoas, existe um elevado consumo de energia elétrica, devido a utilização de iluminação e climatização para realização dos cultos, tornando o gasto com a fatura de energia responsável por boa parte dos custos para manutenção e operação da igreja. Além disso, por ser uma edificação elevada e com grande área de telhado e fachada, sem edifícios e outros elementos que poderiam fazer sombra sobre o sistema, aliado ao fato de estar localizado em uma região com grande potencial solarimétrico, torna o projeto de um sistema gerador fotovoltaico uma excelente alternativa para redução dos custos com energia e valorização do imóvel.

3 OBJETIVOS GERAL E ESPECÍFICOS

3.1 Objetivo Geral

O propósito principal deste trabalho é avaliar a viabilidade técnico-financeira de um sistema de geração distribuída para a Primeira Igreja Batista de Goiabeiras, em Vitória, ES, utilizando como fonte a energia solar captada por módulos fotovoltaicos.

3.2 Objetivos Específicos

- a) Projetar um SFV composto de módulos fotovoltaicos monocristalinos;
- b) Projetar um SFV composto de módulos fotovoltaicos monocristalinos e vidros fotovoltaicos translúcidos;
- c) Calcular os indicadores econômicos, segundo o regime legal atual, dos dois SFVs;
- d) Calcular os indicadores econômicos, segundo o regime do MLGD, dos dois SFVs;
- e) Avaliar qual projeto possui os resultados mais atrativos economicamente, considerando tanto o regime legal atual quanto o regime do MLGD.
- f) Executar o projeto do SFV com os melhores indicadores técnicos econômicos.

4 REFERENCIAL TEÓRICO

4.1 Energia Solar

Segundo o Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito - CRESESB (2008), o sol é uma fonte de energia inesgotável na escala de tempo terrestre, tanto como fonte de calor quanto como fonte de luz, sendo uma das fontes de energia mais promissoras do século XXI, além de ser responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia. Porém, sabe-se que apenas uma parte da radiação emitida pelo sol atinge a superfície da terra, podendo ser aproveitada para geração de energia. Esta radiação solar é constituída por uma componente direta e por uma componente difusa, sendo a radiação direta aquela que incide diretamente sobre a superfície, enquanto a radiação difusa é aquela que é afetada pelos gases presentes na atmosfera terrestre se espalhando em todas as direções. Existe uma terceira componente que ocorre quando a superfície está inclinada em relação a horizontal, que é chamada de radiação refletida, também conhecida como albedo, nome dado ao coeficiente de reflexão das superfícies que entram em contato com a radiação (PINHO; GALDINO, 2014).

O sistema de energia solar fotovoltaica converte de forma direta a energia gerada pelo sol em energia elétrica. O principal componente deste sistema são as células fotovoltaicas, formadas por materiais semicondutores que geram energia quando submetidas à luz visível. As principais tecnologias, na fabricação das células fotovoltaicas, podem ser divididas em três gerações: a primeira geração, composta por células de silício monocristalino e silício policristalino; a segunda geração denominada filmes finos; e a terceira geração as células orgânicas ou poliméricas (OPV, do inglês *Organic Photovoltaics*) (PINHO; GALDINO, 2014). Nesta última geração, destaca-se também o surgimento dos chamados “painéis de vidros translúcidos”, muito utilizados em projetos de fachadas para a geração de energia.

O efeito que torna possível a geração fotovoltaica é chamado de “efeito fotovoltaico”, que é o fenômeno responsável pela geração direta da energia solar em energia elétrica, através de semicondutores. Estes semicondutores são caracterizados pela presença de uma banda de energia, onde é permitida a presença de elétrons, denominada “banda de valência” e de uma outra banda, totalmente vazia, chamada de “banda de condução” (CRESESB, 2008).

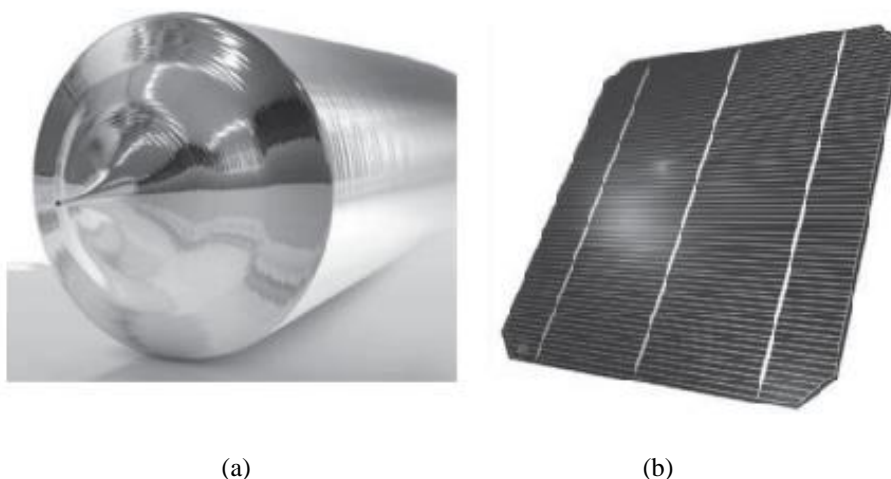
4.2 Tipos de Células

Cada vez mais surgem novos materiais semicondutores capazes de gerar energia, atualmente o material mais utilizado neste sentido é o silício, que apresenta a tecnologia com maior penetração no mercado de energia solar. Isto ocorre devido ao desenvolvimento de módulos deste tipo de material já estar bem consolidado e o silício ser uma matéria prima abundante e barata (VILLALVA, 2015).

4.2.1 Silício Monocristalino

Blocos de silício ultrapuro são aquecidos e submetidos a elevada pressão a fim de se formar o lingote de silício monocristalino. Este lingote é constituído de uma estrutura cristalina única, homogênea, com aspecto brilhante e uniforme geralmente da cor preta. Devido a esta pureza e homogeneidade, as placas fotovoltaicas de silício monocristalino apresentam eficiências superiores às demais tecnologias, alcançando entre 15% a 18% de eficiência comercialmente. Elas possuem um valor de mercado mais elevado se comparado às células de silício policristalino, por isso, são recomendadas para aplicações onde a área disponível para a colocação dos painéis fotovoltaicos é limitada e necessita-se de uma maior eficiência na geração (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 1 - Lingote (a) e célula (b) de silício monocristalino



Fonte: VILLALVA (2015, p. 68).

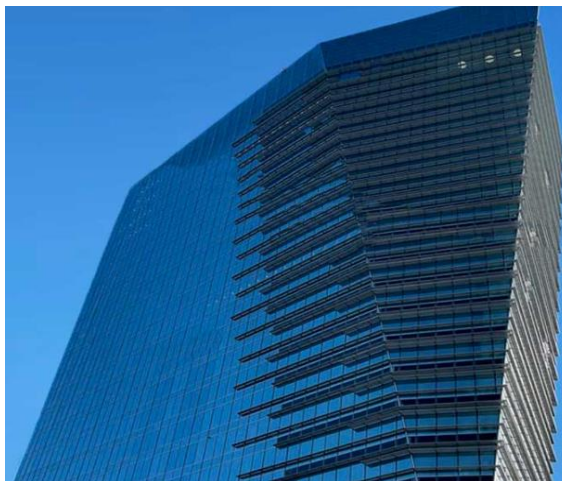
Os módulos monocristalinos com potência superior a 400 Wp em geral possuem a tecnologia *half-cell* que consiste na construção de módulos com células cortadas ao meio. Assim as células

são organizadas de forma que o módulo seja dividido em duas partes, ou seja, ao se sombrear uma parte do módulo apenas a parte sombreada terá sua geração prejudicada. Isso permite que o efeito de sombreamento seja desacoplado de todo o módulo permitindo assim um maior nível de performance e eficiência (VILLALVA, 2019).

4.2.2 Vidro Translúcido Fotovoltaico

Segundo a ABSOLAR (2021), a utilização de vidro translúcido fotovoltaico é a solução que gera menos impacto para o BIPV. É feita de silício amorfo, e oferece um desempenho superior sob condições de luz difusa, como em dias nublados, por exemplo. A utilização deste tipo de tecnologia em fachadas é realizada com a substituição dos vidros comuns pelos vidros fotovoltaicos, gerando economia de material na edificação e fornecendo também luz natural para o ambiente. Além disso, a utilização deste tipo de tecnologia também desempenha um papel de conforto térmico para a edificação. A Figura 2 mostra o prédio Gioia 22 na cidade de Milão, Itália, desenvolvido pela empresa Onyx Solar, utilizando a tecnologia de vidro translúcido fotovoltaico em fachada.

Figura 2 - Vidro translúcido fotovoltaico em fachada



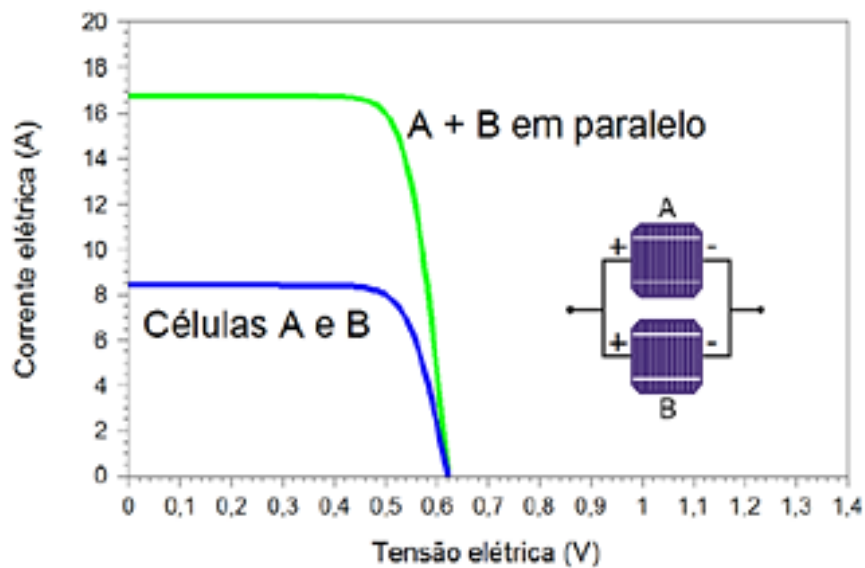
Fonte: ONYXSOLAR (2021, n.p.).

4.3 Características Elétricas

Os módulos fotovoltaicos são unidades básicas compostas por um conjunto de células fotovoltaicas associadas eletricamente com o objetivo de gerar energia. Os módulos e células podem ser associados em série e/ou em paralelo, com objetivo de atingir tensões ou correntes

desejadas. A conexão de módulos em série e/ou paralelo são denominados arranjos fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014). Ao se conectar módulos em paralelo, os terminais positivos são interligados entre si, assim como os terminais negativos. Neste tipo de conexão as correntes são somadas e a tensão total do arranjo é a tensão individual de um módulo. A Figura 3 ilustra como é realizada a conexão em paralelo de células fotovoltaicas ideais e como esta conexão afeta os valores de tensão e corrente da célula.

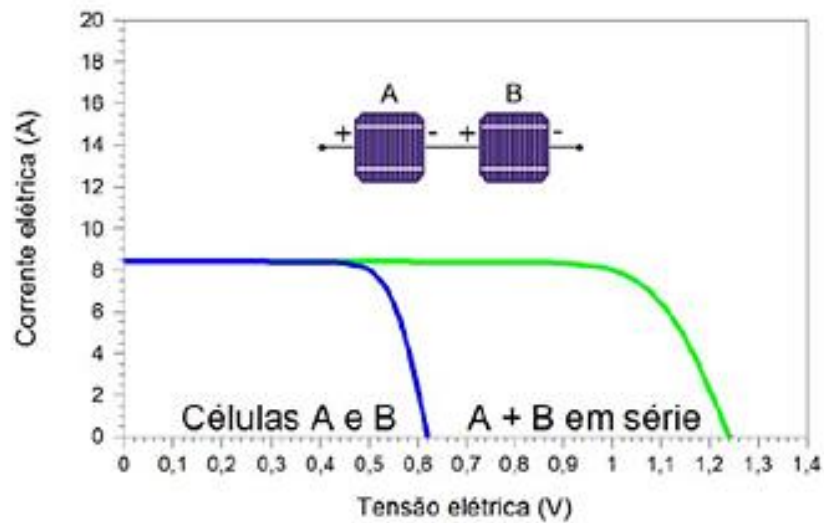
Figura 3 - Conexão de células em paralelo



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 124).

Já na conexão de módulos em série, um terminal positivo de um módulo é conectado ao terminal negativo do módulo seguinte. Neste tipo de conexão as tensões são somadas e a corrente do arranjo é a corrente individual de um módulo. A Figura 4 ilustra como é realizada a conexão em série de células fotovoltaicas ideais e como esta conexão afeta os valores de tensão e corrente da célula.

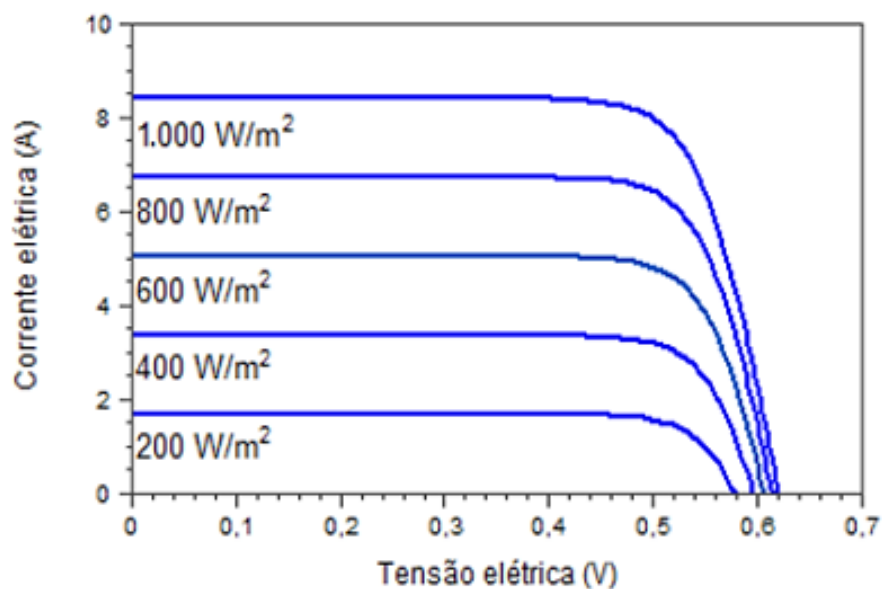
Figura 4 - Conexão de células em série



Fonte: Pinho, Galdino (2014, p. 124).

Alguns fatores influenciam o desempenho elétrico das células fotovoltaicas. Um destes fatores é a irradiação solar incidente sobre o módulo, medida em W/m^2 . A corrente elétrica de uma célula fotovoltaica aumenta de forma linear com o aumento da irradiação solar enquanto a tensão praticamente não se altera (PINHO; GALDINO, 2014), como mostra a Figura 5.

Figura 5 - Influência da irradiação solar



Fonte: Pinho e Galdino (2014, p. 126).

Outro fator importante é a temperatura de operação do módulo, que pode ter a sua potência e tensão elétrica comprometidas para cada grau de aumento de temperatura, enquanto a corrente

varia de forma diretamente linear com a irradiação solar (PINHO; GALDINO, 2014). Normalmente as características térmicas e coeficientes de temperatura de cada equipamento são indicados pela sua folha de dados.

O sombreamento é outro fator que influencia diretamente a eficiência do sistema fotovoltaico. Este nada mais é do que a obstrução da irradiação solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos, causando limitação na corrente dos módulos conectados em série podendo comprometer seriamente todo o sistema gerador mesmo que apenas um módulo sofra sombreamento. Visando minimizar este efeito são utilizados diodos de *by-pass* conectados em paralelo com os módulos fotovoltaicos possibilitando um caminho alternativo para a corrente dos módulos que sofrem sombreamento (GEENPRO, 2021).

4.4 Geração Distribuída

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), Geração Distribuída (GD) é toda e qualquer geração de energia elétrica realizada junta ou próxima da unidade consumidora, independentemente do nível de tensão, potência, tecnologia ou fonte de energia utilizada, caracterizando-se pela não necessidade de longas linhas de transmissão e distribuição, diferente do atual modelo de geração centralizada (INEE, 2021).

No Brasil, a GD foi definida a partir do Artigo 14º do Decreto de Lei nº 5.163/2004, mas apenas a partir de 2012, com a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2021), responsável por estabelecer as condições regulatórias necessárias para a inserção da GD na matriz energética brasileira, foi permitido o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica nacionais. Em 2017 foi publicada a Resolução Normativa nº 687, em revisão da Resolução Normativa 482/2012, que define micro e minigeração distribuída (RN 687/2015, Art. 2º, n.p.):

I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; II – minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

Ou seja, no que se refere especificamente a geração fotovoltaica, a microgeração distribuída é uma central geradora com uma potência instalada menor ou igual 75 kW; já a minigeração distribuída possui uma potência instalada maior do que 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

As principais vantagens da GD são: diversificação da matriz energética, diminuição nas perdas por transmissão e distribuição, equilíbrio de cargas no sistema de distribuição, baixo impacto ambiental, maior eficiência energética e aumento na confiabilidade do serviço prestado (INEE, 2021).

4.4.1 Resolução Normativa 482/2012 e Resolução Normativa 687/2015

Com a publicação da RN 482 e posteriormente com sua revisão pela RN 687 foi consolidado o sistema de compensação de energia elétrica, ou *Net Metering*. Neste sistema, a energia gerada não consumida pela carga é injetada na rede podendo ser revertida em créditos energéticos para ser abatida em meses posteriores ou em outras unidades consumidoras. Esses créditos possuem 60 meses para serem resgatados, e as unidades consumidoras deste sistema podem se enquadrar em 4 principais categorias de compensação.

A primeira categoria é a geração junto à carga, nesta modalidade o consumidor possui o sistema de geração na mesma unidade consumidora que os créditos são compensados. Assim, essa única unidade irá compensar os créditos gerados no local onde o sistema fotovoltaico está instalado. A segunda categoria é a de autoconsumo remoto, este se caracteriza por ser composto por unidades consumidoras que são de um mesmo CNPJ ou do mesmo CPF, desde que todas as unidades estejam sob a mesma distribuidora de energia, assim, nesta modalidade o sistema fotovoltaico não precisa estar instalado no mesmo local que é feito o consumo (ANEEL, 2021).

Uma terceira modalidade de compensação é o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, que se situam no mesmo local, mas utilizam a energia de forma diferente. Ou seja, embora a entrada de energia seja única, o consumo de cada unidade é realizado de forma diferente. E a última modalidade que uma unidade consumidora pode se enquadrar para compensação dos créditos energéticos é a modalidade de geração compartilhada, ou cooperativa. Nesta modalidade é um acordo entre pessoas físicas, firmado através de um contrato, que visa beneficiar consumidores que têm interesse em reduzir os custos com energia elétrica, porém possuem limitação para instalação do sistema em sua unidade consumidora,

como o espaço disponível. Neste caso deve haver o rateio do sistema fotovoltaico instalado e o contrato da cooperativa deve ser protocolado na distribuidora de energia em conjunto com a solicitação de acesso do sistema fotovoltaico (ANEEL, 2021). Como neste projeto serão atendidas 3 Unidades Consumidoras será necessário enquadrar o projeto em autoconsumo remoto. O modelo de cadastro é apresentado na Figura 6.

Figura 6 - Formulário de Cadastro para Autoconsumo Remoto

Formulário para cadastro de Unidades Consumidoras participantes do Sistema de Compensação
AUTOCONSUMO REMOTO

Solicito que a energia injetada na rede pela unidade com geração distribuída instalada esteja disponível para alocação, nos termos da REN ANEEL 482/2012, sendo destinada às unidades consumidoras abaixo relacionadas de acordo com seus respectivos percentuais.

Número da unidade com geração distribuída instalada:

Nome do titular da unidade consumidora beneficiária (mesmo da geradora)	CPF ou CNPJ do titular da unidade consumidora beneficiária (mesmo CPF ou CNPJ matriz/filial da geradora)	Número da unidade consumidora beneficiária	Percentual (%) da energia excedente destinado a cada unidade consumidora
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
Soma dos percentuais:			0,00%

Declaro ainda estar ciente e concordar que:

- A soma dos percentuais informados não deve exceder 100%, sendo que, caso resulte em valor inferior, a diferença será alocada na unidade com geração distribuída instalada.
- Somente poderão ser cadastradas como beneficiárias as unidades consumidoras CATIVAS sob mesma titularidade da unidade com geração distribuída instalada, admitindo-se o cadastramento entre matriz/filiais. A validação será pelo CPF (quando se tratar de titularidade de pessoa física) ou pela razão do CNPJ (quando se tratar de titularidade de pessoa jurídica).
- Qualquer divergência em relação aos itens acima invalidam este documento.
- Em caso de encerramento da relação contratual do atual titular de qualquer dessas unidades consumidoras (nos termos do Art. 70 da REN ANEEL 414/2010), incluindo a migração para o mercado livre/especial, o percentual alocado à mesma será transferido para a unidade com geração distribuída instalada. Um novo formulário para redefinição dos percentuais poderá ser encaminhado para aplicação.
- Este documento cancela e substitui qualquer outra solicitação anterior de cadastramento de beneficiários relacionada à unidade com geração distribuída instalada acima identificada, sendo que o prazo para atendimento será contado a partir da data desta solicitação.

Titular da unidade com geração distribuída instalada:	<input type="text"/>
E-mail para contato:	<input type="text"/>
CPF/CNPJ:	<input type="text"/>
Nome do responsável pessoa física formalmente designado (quando PJ):	<input type="text"/>
CPF:	<input type="text"/>
Assinatura (Titular ou Responsável formalmente autorizado - quando PJ):	<input type="text"/>

Fonte: EDP (2020).

Segundo o artigo 7º da RN 687 no faturamento da unidade consumidora que possui geração distribuição no sistema *Net Metering* deve ser faturada os valores referentes à taxa de disponibilidade para consumidores do grupo B, com conexão em baixa tensão, e demanda contratada para os consumidores do grupo A, com conexão em média tensão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). A taxa, ou custo, de disponibilidade é definido pela Resolução Normativa nº 414 de 2010 na seção V artigo 98, que tem como custo fixo mensal os seguintes valores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010):

- 30 kWh, se a unidade consumidora for atendida de forma monofásica ou bifásica a 2 condutores ou
- 50 kWh, se a unidade consumidora for atendida de forma bifásica a 3 condutores ou ainda
- 100 kWh, se a unidade consumidora for atendida de forma trifásica

Em 2015, ano em que a RN 687 revisou a RN 482, a proposta da ANEEL era que em 2019 houvesse outra revisão da norma, reavaliando as regras de compensação levando a um modelo sustentável e equilibrado de geração de energia (ANEEL, 2021). O modelo previsto na norma de 2015 a compensação é completa, ou seja, 1 kWh produzido é capaz de compensar 1 kWh pela rede da distribuidora, isto significa dizer que as unidades inseridas na geração distribuída não pagam pelo uso do sistema de energia elétrica, apenas pagam pela tarifa de energia e pelos impostos, que podem ser ou não subsidiados. Assim, as unidades que não possuem geração pagam os encargos e o custo pelo uso do sistema daquelas unidades que possuem geração, conforme Figura 7.

Figura 7 - Modelo de compensação atual RN 687



Fonte: ANEEL (2021, n.p.).

4.4.2 Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída

Visando equilibrar o cenário criado pela RN 687, em agosto de 2021 foi aprovada na Câmara dos Deputados o projeto de lei nº 5829/2019 (PL 5829) que será o marco legal da GD no Brasil, fornecendo mais segurança jurídica aos investidores e profissionais do setor (BRASIL, 2021).

Este texto define os critérios e as diretrizes para as mudanças na RN 687, prevendo que, a partir de 2045, todas as unidades consumidoras que possuem alguma forma de geração caracterizada como GD deverão pagar os custos com TUSD e TE de tal forma que as unidades consumidoras que instalarem seus sistemas antes da aprovação da lei ou em até 12 meses após a aprovação da lei, ficarão na legislação atual até 2045, enquanto as unidades consumidoras que instalarem seu sistema geração após 12 meses da aprovação da lei passarão por um processo de transição até 2045.

Nesta transição, para microgeração e minigeração até 500 kW de potência instalada será cobrado a tarifa referente ao fio B de forma gradual, sendo 15% da tarifa em 2023 até 90% da tarifa em 2028, e a partir de 2029 cabe a ANEEL definir como será a transição até 2045. Já para unidades consumidoras com microgeração ou minigeração acima de 500 kW de potência instalada e enquadradas como autoconsumo remoto ou geração compartilhada, além da tarifa do fio B será cobrado 40% da tarifa do fio A e 100% dos encargos de fiscalização, pesquisa e desenvolvimento até 2028 e a partir de 2029 passarão a pagar conforme as novas regras a serem estabelecidas pela ANEEL (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021).

Outro ponto alterado é referente a taxa de disponibilidade da UC, que muda a sua característica de cobrança, onde antes era cobrado a taxa inteira independente da quantidade de energia gerada, a nova proposta prevê que essa cobrança seja feita apenas para aqueles que não conseguem gerar mais do que o mínimo faturável de energia (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021). Isso implica que, para instalações trifásicas que consomem menos do que 100 kWh mensais, estas estão a pagar tanto a taxa de disponibilidade quanto a TUSD Fio B (de maneira progressiva) independente da energia gerada pelo SFV. Sendo que esse raciocínio pode ser aplicado para as instalações bifásicas e monofásicas, que possuem, respectivamente, valores menores que 70 kWh e 50 kWh.

Na data de 18 de agosto de 2021 a PL 5829 avançou no Congresso Nacional para ser aprovada pelo Senado Federal em 16 de dezembro do mesmo ano, com 15 emendas, sendo que apenas 2 foram seguidas pela Câmara dos Deputados, que aprovou o Relatório Final um dia depois. Logo no início do ano de 2022, mais precisamente no dia 6 de janeiro, o Governo Federal sancionou o Projeto de Lei nº 5.829/2019 que institui o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) por meio da Lei 14.300/2022. O veto do presidente aconteceu em relação

a dois artigos da nova Lei, o artigo 11 parágrafo 3 que diz respeito à retirada de usinas flutuantes da vedação da divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para MMGD e o artigo 28 referente ao enquadramento de projetos de minigeração distribuída como projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica referentes ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI). Assim, para projetos de microgeração ou minigeração distribuída com solicitação de acesso realizadas até o dia 06 de janeiro de 2023 prevalece o direito adquirido, ou seja, estarão sujeitas as regras da atual RN 687/2015, enquanto os projetos com solicitação de acesso realizada após o dia 07 de janeiro de 2023 estarão nas novas regras de transição previstas pela lei (GREENER, 2022).

4.5 Dimensionamento Teórico de um SFV

Segundo Pinho e Galdino (2014), para a correta elaboração de um projeto fotovoltaico é necessário a realização de um pré-dimensionamento levando em consideração o levantamento de consumo da instalação e a avaliação do recurso solar disponível com o objetivo de dimensionar ou especificar os módulos e os inversores.

A primeira etapa para o projeto fotovoltaico é o levantamento do consumo de energia elétrica da Unidade Consumidora. Este levantamento pode ser feito principalmente de duas formas: através do cálculo de consumo de todos os equipamentos da instalação ou através da fatura de energia da instalação. O método do cálculo de consumo dos equipamentos se resume a identificar todos os equipamentos da instalação com sua respectiva potência e tempo de utilização a fim de determinar a energia mensal consumida através da fórmula:

$$C_m = \frac{P_e * N_d * D_m}{1000} \quad (1)$$

Onde:

C_m em kWh/mês é o consumo médio mensal que se deseja encontrar;

P_e em W é a potência ativa do equipamento;

N_d em h/dia é o número médio de horas que o equipamento é utilizado durante o dia, e

D_m em dias/mês é o número médio de dias que o equipamento é utilizado durante o mês.

Com a soma do consumo mensal de cada equipamento tem-se o consumo mensal médio da instalação que será utilizado para o dimensionamento do SFV. Já o método mais clássico, utilizado neste projeto, é o dimensionamento através da fatura de energia da Unidade Consumidora. Neste método retira-se os dados de histórico de consumo, presentes na fatura de energia, dos últimos 12 meses do ano e o consumo mensal será a média do consumo anual (PINHO; GALDINO, 2014).

Após a determinação do consumo médio mensal o próximo passo no dimensionamento de SFV é a determinação do recurso solar disponível. Para isso é necessário determinar a localização onde o SFV será instalado. Através do software *Google Maps*, com o endereço da Unidade Consumidora em mãos, é possível encontrar as coordenadas de longitude e latitude do local de instalação do sistema. Com esses dados, através do software *SunData*, desenvolvido pela CRESESB, é possível encontrar os valores de irradiação solar do local mais próximo às coordenadas fornecidas, definido como Horas de Sol a Pico (HSP). Segundo Villalva (2015), com os dados de consumo e os valores de irradiação solar média no local da instalação, o dimensionamento da potência de pico necessária para o projeto é dada por:

$$P_{fv} = \frac{E}{HSP * TD} \quad (2)$$

Onde:

P_{fv} , em Wp, é a potência de pico do SFV;

E, em Wh/dia, é o consumo diário médio anual da Unidade Consumidora;

HSP, em horas, é a média diária anual de Horas de Sol Pico incidente nos módulos;

TD é a taxa de desempenho.

A taxa de desempenho de um sistema fotovoltaico nada mais é do que a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo possível. Neste parâmetro deve-se considerar todas as perdas que ocorrem no sistema, que são: as perdas de eficiência causadas pela queda de tensão nos cabos, pela sujeira dos painéis, pelo sombreamento, pelo limite de eficiência do inversor e pelo efeito de descasamento entre módulos, conhecido como *mismatch*. O *mismatch* nada mais é do que a inserção de módulos de características diferentes na mesma

entrada de MPPT do inversor, ou ainda módulos iguais, porém instalados em diferentes inclinações; isso significa que os módulos com maior potência ou instalados com angulação mais favorável terão sua geração limitada pelos módulos com menor potência. Assim, para sistemas residenciais e comerciais de pequeno porte, com boa ventilação e com menor sombreamento, uma TD entre 70 e 80% pode ser adotada, porém para um dimensionamento mais preciso é necessário a utilização de *softwares* específicos que calculam de forma mais exata as perdas que acontecem no sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

A partir da potência pico do sistema é possível realizar o dimensionamento do inversor. Para isto é necessário que se escolha o módulo fotovoltaico que será utilizado, sendo determinado assim todas as características elétricas do módulo, tais como potência nominal, tensão de circuito aberto, tensão nominal de operação, corrente nominal de operação e corrente de curto-circuito. O total de módulo então pode ser determinado pela equação (VILLALVA, 2015):

$$N_{módulos} = \frac{P_{fv}}{P_{módulos}} \quad (3)$$

Onde,

P_{fv} , em Wp, é a potência de pico do SFV;

$N_{módulos}$ é o número de módulos fotovoltaicos;

$P_{módulos}$ é a potência nominal de cada módulo em Wp.

Para o dimensionamento do inversor é necessário considerar o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), também conhecido como *oversizing*. Devido ao coeficiente negativo de temperatura dos módulos fotovoltaicos, em geral, mesmo com uma irradiação próxima de 1000 W/m² dificilmente o módulo trabalhará com a sua máxima potência nominal. Assim, é necessário que se dimensione a potência do sistema fotovoltaico superior à potência nominal do inversor, e a esta relação é chamada FDI ou *oversizing*, que pode ser calculado pela equação (PINHO; GALDINO, 2014):

$$FDI = \frac{P_{inversor}}{P_{fv}} \quad (4)$$

Onde,

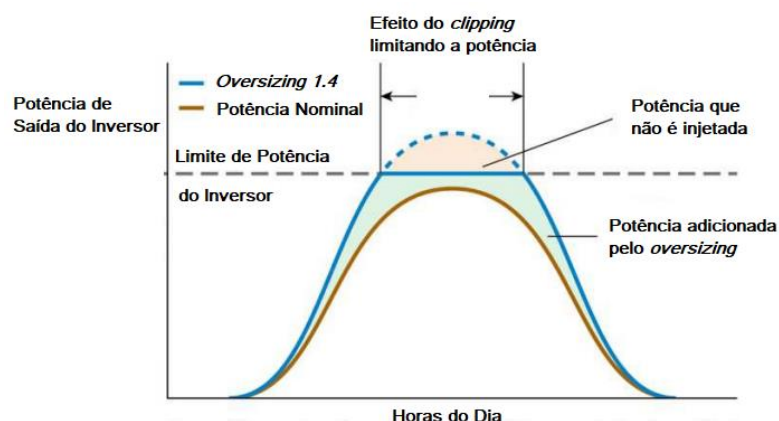
FDI é o fator de dimensionamento do inversor ou *oversizing*;

P_{fv} , em Wp, é a potência de pico do SFV;

$P_{inversor}$ é a potência do inversor em W

Segundo Villalva (2015) a utilização do FDI permite alcançar um melhor aproveitamento da geração do sistema fotovoltaico durante as horas do dia em que existe um menor valor de irradiação solar. Porém, é importante considerar que valores de *oversizing* muito elevados implicam no efeito chamado de *clipping*, que acontece quando a geração do sistema é superior à nominal do inversor, em geral em horários próximos à radiação ótima de 1000 W/m², fazendo com que o inversor limite a potência gerada à sua potência nominal. Os valores de FDI são determinados pelos fabricantes dos inversores e variam de 110 a 130% da potência nominal do inversor. A Figura 8 apresenta a curva de geração de um inversor com e sem o *oversizing*.

Figura 8 - Curva de potência do inversor fotovoltaico

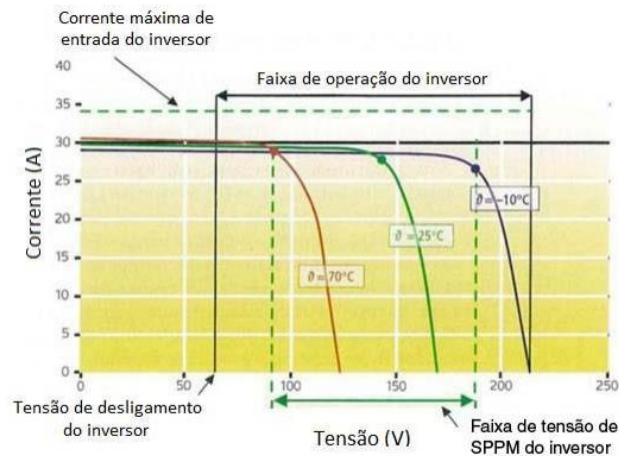


Fonte: Mounetou; Alcatara; Incalza, *et al* (2014).

Nota: Traduzido pelo autor.

Para a determinação do arranjo fotovoltaico, ou seja, da quantidade máxima de módulos conectados em série, denominado de *strings*, e da quantidade máxima de *strings* conectadas em paralelo é necessário observar os valores de tensão de entrada máxima e corrente máxima do inversor e a faixa de operação do MPPT, além da corrente máxima admitida na entrada do inversor. A tensão de entrada do inversor pode ser encontrada ao somar a tensão de cada módulo fotovoltaico conectado ao inversor, considerando os efeitos de temperatura do ambiente, conforme mostra a Figura 9.

Figura 9 - Limites de funcionamento do inversor



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O valor de entrada máximo do inversor nunca pode ser ultrapassado, podendo ocasionar a queima do equipamento, e este valor acontece quando os módulos ainda estão em circuito aberto e a temperatura ambiente é baixa. Conforme pode ser observado na Figura 9, quanto menor a temperatura maior a tensão. Assim, o número máximo de módulos conectados em série deve respeitar a equação (PINHO; GALDINO, 2014):

$$N^{\circ} \text{módulos}_{\text{série}} * V_{\text{ocmin}} < V_{\text{imax}} \quad (5)$$

Onde,

V_{imax} é a tensão máxima CC admitida pelo inversor em V;

V_{ocmin} é a tensão de circuito aberto (V_{oc}) do módulo na condição de menor temperatura do sistema em V.

Através do MPPT o inversor busca sempre manter a geração no ponto ótimo, para isto é necessário que os módulos conectados ao inversor estejam da faixa de operação do MPPT. Assim, é necessário verificar a quantidade mínima de módulos conectados na *string* a fim de que em nenhum ponto de operação a tensão gerada seja menor do que a mínima tensão suportada pelo MPPT, reduzindo assim os riscos de desconexão do inversor. Assim, a quantidade de módulos que atende a faixa de operação do MPPT pode ser encontrada pela equação (PINHO; GALDINO, 2014):

$$\frac{V_{impptmin}}{V_{mptmax}} < N^{\circ} \text{modulos}_{série} < \frac{V_{impptmax}}{V_{mptmin}} \quad (6)$$

Onde,

$V_{impptmin}$ é a mínima tensão CC de operação do MPPT em V;

$V_{impptmax}$ é a máxima tensão CC de operação do MPPT em V;

V_{mptmin} é a tensão de operação máxima (V_{mp}) de um módulo na menor temperatura de operação do sistema em V;

V_{mptmax} é a tensão de operação máxima (V_{mp}) de um módulo na maior temperatura de operação do sistema em V;

O inversor também possui o limite de corrente máxima na entrada CC suportada. Como garantia de que esse valor nunca será ultrapassado é necessário calcular o número máximo de *strings* conectadas em paralelo por entrada de MPPT, a fim de encontrar o valor máximo da corrente de operação do inversor. Assim, o número de *strings* que podem ser conectadas em paralelo por entrada de MPPT do inversor é dado pela equação (PINHO; GALDINO, 2014).

$$N^{\circ} \text{séries}_{paralelo} = \frac{I_{imax}}{I_{sc}} \quad (7)$$

Onde,

I_{imax} é a corrente máxima CC admitida na entrada do inversor em A;

I_{sc} é a corrente máxima de curto-circuito do módulo fotovoltaico em A.

4.6 Dimensionamento dos Condutores e da Proteção

Outra parte significativa de um projeto fotovoltaico é o dimensionamento dos condutores e da proteção da instalação, que pode ser dividido em dimensionamento CC, que envolve os cabos a partir dos módulos até a entrada do inversor e as proteções CC do inversor, e em dimensionamento CA, que envolve os cabos da saída do inversor até o quadro de distribuição principal e as proteções contidas neste quadro. A norma que trata do dimensionamento CC de uma instalação fotovoltaica é a ABNT NBR 16690:2019 enquanto a norma ABNT NBR 5410:2004 trata do dimensionamento CA da instalação.

4.6.1 Dimensionamento da Proteção CC

Segundo a ABNT NBR 16690:2019 as proteções em sistemas fotovoltaicos contra curto-circuito, contra choque elétrico e contra efeitos térmicos devem ser realizadas conforme recomendações da ABNT NBR 5410:2004. Já para a proteção contra sobrecorrente, os requisitos da ABNT NBR 5410:2004 devem ser acrescidos pelos requisitos da ABNT NBR 16690:2019 sobre proteção do módulo fotovoltaico, que devem ser aplicados sempre que:

$$((S_a - 1) * I_{scmod}) > I_{maxocpr} \quad (8)$$

Onde,

S_a é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo;

I_{scmod} é a corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico em A;

$I_{maxocpr}$ é o valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo em A.

Para a proteção contra sobrecorrente deve ser considerado fusíveis tipo gPV conforme a norma IEC 60269-6:2010 ou disjuntores conforme a norma ABNT NBR IEC 60947-2:2013. Importante considerar que os disjuntores tipo DIN, conforme ABNT NBR NM 60898:2004, não podem ser instalados como proteção CC pois não foram fabricados para atuarem em corrente contínua (ABNT, 2019). Assim, quando for necessário a proteção contra sobrecorrente, devem ser atendidos dois critérios: o critério da proteção das *strings* e da proteção do paralelo de *strings*. A série, ou *string* fotovoltaica, deve ser protegida contra sobrecorrente por um dispositivo de proteção cuja corrente nominal atenda simultaneamente as duas condições abaixo (ABNT, 2019):

$$1,5 * I_{scmod} < I_n < 2,4 * I_{scmod} \quad (9)$$

$$I_n \leq I_{maxocpr} \quad (10)$$

Onde,

I_n é a corrente nominal do dispositivo de proteção em A;

I_{scmod} é a corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico em A;

$I_{maxocpr}$ é o valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo em A.

As *strings* podem ser agrupadas em paralelo sob o mesmo dispositivo de proteção contra sobrecorrente, desde que atenda simultaneamente as seguintes condições (ABNT, 2019):

$$I_n > 1,5 * S_g * I_{scmod} \quad (11)$$

$$I_n \leq I_{maxocpr} - [(S_g - 1) * I_{scmod}] \quad (12)$$

Onde,

I_n é a corrente nominal do dispositivo de proteção em A;

I_{scmod} é a corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico em A;

S_g é o número de séries fotovoltaicas em um grupo sobre a proteção de um único dispositivo de proteção contra sobrecorrente;

É importante destacar que a proteção CC dos arranjos fotovoltaicos é realizada na *string box* de cada inversor, sendo divididas por entrada de MPPT. Além disso, nos inversores mais atuais, a *string box* em geral é integrada ao inversor e as proteções CC já são definidas de acordo com os limites de corrente de cada entrada MPPT do inversor.

4.6.2 Dimensionamento dos Condutores CC

Segundo a ABNT NBR 16690:2019 o dimensionamento dos condutores CC deve atender aos critérios de sobrecorrente, de mínima capacidade de corrente dos circuitos, a queda de tensão e a potencial corrente de falta. Para o lado CC dos arranjos fotovoltaicos os critérios de capacidade de condução de corrente dos cabos expostos à radiação UV devem ser estabelecidos conforme a norma ABNT NBR 16612:2020 que trata dos requisitos de desempenho de cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, e com cobertura (ABNT, 2019). Porém, para cabos protegidos onde a radiação UV não incide diretamente, os requisitos de capacidade de condução são os mesmos estabelecidos pela ABNT NBR 5410:2004.

A capacidade mínima de corrente nos circuitos CC para um arranjo fotovoltaico com apenas uma *string* por MPPT, pode ser determinada pela equação (ABNT, 2019):

$$1,5 * I_{scmod} \quad (13)$$

Onde,

I_{scmod} é a corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico em A;

Para todos os outros casos:

$$I_{np} + 1,5 * I_{scmod} * (S_{po} - 1) \quad (14)$$

Onde,

I_{np} é o valor nominal de corrente do dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próxima quando houver possibilidade de circulação de corrente reversa no dispositivo;

I_{scmod} é a corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico em A;

S_{po} é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo protegidas pelo dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próxima.

Já a capacidade de condução de corrente dos cabos para circuitos CC deve obedecer à (ABNT, 2004):

$$I_z \geq I_b \quad (15)$$

$$I_z \geq I_c * FCT * FCA \quad (16)$$

$$I_{b'} = I_c \geq \frac{I_b}{FCT * FCA} \quad (17)$$

Onde,

I_b é a corrente nominal do circuito em A;

I_c é a capacidade de condução de corrente corrigida ($I_{b'}$) em A;

FCT é o Fator de Correção de Temperatura;

FCA é o Fator de Correção de Agrupamento.

Para condutores protegidos contra a ação UV, os valores de condução de corrente são determinados através da Tabela 37 da ABNT NBR 5410:2004 enquanto os valores de FCT e FCA são determinados pela Tabela 40 e pela Tabela 42, respectivamente, da mesma norma (ABNT, 2004). Já para condutores que não são protegidos contra a ação UV, a capacidade de condução de corrente deve ser determinada conforme anexo C da norma ABNT NBR 16612:2020 enquanto o fator de correção de temperatura deve ser determinado conforme anexo A da norma ABNT NBR 16612:2020 (ABNT, 2019).

Segundo a ABNT NBR 16690:2019 a queda de tensão nos condutores CC de um arranjo fotovoltaico pode ser significativa, e deve ser limitada a um valor não superior a 3% da tensão máxima do arranjo fotovoltaico. A queda tensão percentual pode então ser determinada pela equação (ABNT, 2019):

$$\Delta U(\%) = \frac{\rho * L * I_b}{U} \quad (18)$$

Onde,

$\Delta U(\%)$ é a queda de tensão percentual, limitada em no máximo 3%;

ρ é a resistência máxima do condutor em Ω/km ;

L é a distância do circuito em km;

U é a máxima tensão CC do circuito em V.

4.6.3 Dimensionamento dos Condutores CA

Para o dimensionamento dos condutores CA da instalação devem ser utilizados os critérios de dimensionamento da norma ABNT NBR 5410:2004. Para os condutores CA é aplicado os mesmos critérios apresentados nas equações (15), (16) e (17), denominado de critério da capacidade de condução de corrente ou ampacidade. Neste critério a corrente nominal do circuito (I_b) é determinada a partir da potência nominal dos equipamentos alimentados por aquele circuito, conforme as equações (CAVALIN; SERVELIN, 2006):

Para circuitos trifásicos:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} * V_l * fp} \quad (19)$$

Para circuitos monofásicos ou bifásicos:

$$I_b = \frac{P}{V_l * fp} \quad (20)$$

Onde,

P é a potência nominal do circuito em W;

V_l é a tensão de linha do circuito em V;

fp é o fator de potência do circuito.

Os limites de queda de tensão para o critério da queda de tensão aproximada são especificados pela ABNT NBR 5410:2004, a saber (ABNT, 2004, p.115):

[...] qualquer ponto de utilização da instalação, a queda de tensão verificada não deve ser superior aos seguintes valores, dados em relação ao valor da tensão nominal da instalação:

- a) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT, no caso de transformador de propriedade da(s) unidade(s) consumidora(s);
- b) 7%, calculados a partir dos terminais secundários do transformador MT/BT da empresa distribuidora de eletricidade, quando o ponto de entrega for aí localizado;
- c) 5%, calculados a partir do ponto de entrega, nos demais casos de ponto de entrega com fornecimento em tensão secundária de distribuição;
- d) 7%, calculados a partir dos terminais de saída do gerador, no caso de grupo gerador próprio.

A seção do condutor através da queda de tensão aproximada pode ser calculada pelas equações (CAVALIN; SERVELIN, 2006):

Para circuitos monofásicos ou bifásicos:

$$S_c \geq \frac{200 * \rho * L * I_b}{\Delta V * V_l} \quad (21)$$

Para circuitos trifásicos:

$$S_c \geq \frac{100 * \sqrt{3} * \rho * L * I_b}{\Delta V * V_l} \quad (22)$$

Onde,

S_c é a seção do condutor em mm²;

ρ é a resistividade do cobre que vale 1/56 Ω mm²/m;

L é o comprimento do circuito em metros;

ΔV é a queda de tensão limite em porcentagem.

Assim, após a avaliação de ambos os critérios o cabo selecionado será aquele de maior seção dimensionada

4.6.4 Dimensionamento da Proteção CA

Para o dimensionamento da proteção CA devem ser seguidos os requisitos da NBR 5410:2004, a saber o critério da sobrecarga e o critério do curto-circuito. Para que haja a perfeita coordenação entre o dispositivo de proteção e os condutores dos circuitos, devem ser atendidas as condições (ABNT, 2004):

$$I_b \leq I_n \leq I_{z'} \quad (23)$$

$$I_2 \leq 1,45 * I_{z'} \quad (24)$$

Onde,

I_n é a corrente nominal do dispositivo de proteção em A;

I_2 é a corrente que assegura efetivamente a atuação do dispositivo de proteção em A;

$I_{z'}$ é a capacidade de condução do cabo já corrigida pelos fatores de agrupamento.

Segundo Cavalin e Servelin (2006) para circuitos protegidos por disjuntores termomagnéticos basta que:

$$I_2 \leq I_z, \quad (25)$$

Além do critério da sobrecarga é necessário a avaliação do critério de curto-circuito, que avalia os esforços térmicos e mecânicos que o equipamento de proteção deve suportar. Assim, o equipamento de proteção deve possuir uma capacidade de ruptura superior a corrente de curto-circuito no ponto da instalação (ABNT, 2004):

$$I_{cs} > I_k \quad (26)$$

Onde,

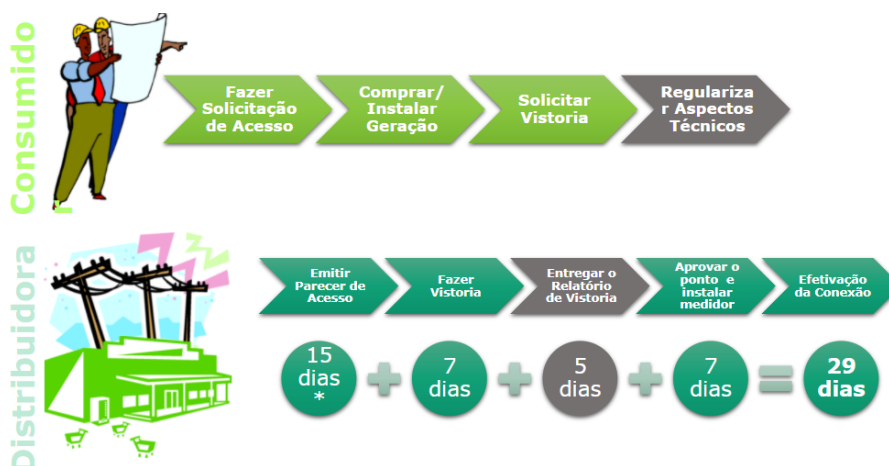
I_{cs} é a capacidade de ruptura do dispositivo de proteção em A;

I_k é o nível de curto-circuito no ponto da instalação em A.

4.7 Procedimentos para Homologação do Sistema Fotovoltaico

As etapas para homologação de um sistema fotovoltaico são definidas pela ANEEL através do módulo 3 seção 3.7 do PRODIST, que aborda os procedimentos para acesso de microgeração e minigeração distribuídas ao sistema interligado nacional (ANEEL, 2017). A solicitação de acesso deve ser feita então com a distribuidora de energia responsável pela área de concessão onde o sistema será instalado, e esta solicitação dá início ao processo de homologação da unidade consumidora na distribuidora de energia e o prazo de retorno da solicitação é de 15 dias para microgeração quando não for necessário obras de extensão de rede e 30 dias quando estas obras forem necessárias. Para minigeração os prazos são dobrados. Para o caso de novas instalações onde não existe unidade consumidora cadastrada, antes da solicitação de acesso é necessário realizar uma consulta de acesso, que possui prazo de 60 dias para resposta da distribuidora de energia. O formulário de solicitação de acesso é dividido em microgeração até 10 kw, em microgeração acima de 10 kW e em minigeração. A Figura 10 mostra os prazos estabelecidos para a homologação de um sistema fotovoltaico (ANEEL, 2017).

Figura 10 - Prazos para homologação do sistema fotovoltaico



Fonte: ANEEL (2015).

Nota: Adaptado pelo ator.

Nota:*Prazo para microgeração. Caso haja necessidade de obras: 30 dias (para minigeração os prazos dobram).

Para realizar a solicitação de acesso, além do preenchimento do formulário, é necessário enviar como documentação técnica a Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) de projeto e execução emitida pelo engenheiro eletricitista responsável, o diagrama unifilar de conexão de acordo com a categoria definida no formulário de solicitação, o certificado do inversor, o memorial descritivo do projeto, uma procuração de responsabilidade técnica emitida pelo titular da UC em favor do engenheiro responsável pelo projeto e um documento com os dados da empresa responsável, da UC, e do SFCR para registro da central geradora (ANEEL, 2017).

Como mostra a Figura 10, após a homologação do projeto na distribuidora o cliente possui o prazo de até 120 dias para realizar a execução da instalação e solicitar a vistoria para conexão da microgeração ou minigeração distribuída à distribuidora e, caso esse prazo não seja cumprido, é necessário realizar outra solicitação de acesso para nova homologação do projeto. A distribuidora de energia possui um prazo de 7 dias para atender à solicitação de vistoria e 5 dias para a entrega do relatório de vistoria, que contêm todas as pendências encontradas na vistoria. Após a adequação dos pontos de não conformidade por parte da UC a distribuidora de energia tem o prazo de 7 dias para aprovar o ponto de conexão e adequar o medidor liberando a UC de microgeração ou minigeração distribuída para sua efetiva conexão (ANEEL, 2017).

4.8 Análise Financeira

A análise financeira de um projeto fotovoltaico tem por objetivo determinar a viabilidade econômica da implantação de uma usina, sendo que um SFV só será economicamente viável se ele atender a uma série de parâmetros. O projeto em questão vai analisar as seguintes métricas: o valor presente líquido (VPL), o *payback* simples, *payback* descontado, a taxa interna de retorno (TIR) nominal, TIR real e por fim o custo nivelado de energia (LCOE).

Para um sistema fotovoltaico, o fluxo de caixa se inicia com o custo inicial de aquisição e instalação do sistema e, nos anos seguintes, os custos com manutenção ou troca de equipamentos são as saídas de caixa, enquanto a economia de energia gerada pela compensação dos créditos enérgicos seriam as entradas de caixa, durante a vida útil do sistema. Segundo PUCCINI (2016) o VPL de um fluxo de caixa pode ser definido como a medida do valor presente da riqueza futura gerada pelo empreendimento, podendo ser calculado pela equação:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (27)$$

Onde,

I_0 é o investimento inicial em R\$;

FC_t é o fluxo de caixa resultante no ano t em R\$;

r é a taxa de atratividade do investimento usada para atualizar o fluxo de caixa;

n é o tempo total do investimento em anos.

O investimento será então considerado viável caso possua VPL positivo o que implica que a redução dos custos com a energia, no caso de sistemas fotovoltaicos, é suficiente para compensar o investimento da instalação e manutenção do sistema fotovoltaico.

O *payback* ou tempo do retorno do investimento, pode ser determinado pela razão entre o investimento inicial e os ganhos no período avaliado. Ele pode ser simples, onde a taxa de desconto do investimento é nula, ou pode ser descontado, onde a taxa de desconto possui um valor diferente de zero. Em ambos os casos, no fluxo de caixa, o *payback* representa o ano em que o fluxo de caixa deixou de ser negativo para se tornar positivo (PUCCINI, 2016).

A TIR é a taxa de desconto que torna o valor presente líquido nulo, ou seja, o ponto que o retorno do projeto é igual a zero, geralmente é dado em um valor percentual anual. Para encontrarmos o TIR basta igualarmos (27) a zero, como demonstrado na equação abaixo:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (28)$$

Onde,

I_0 é o investimento inicial em R\$;

FC_t é o fluxo de caixa resultante no ano t em R\$;

i é a taxa interna de retorno (TIR) em % anual;

n é o tempo total do investimento em anos.

A TIR real considera que existe uma taxa mínima de atratividade (TMA) ou um custo de oportunidade, onde é analisada a diferença entre o TIR nominal em detrimento ao investimento rejeitado. Sendo considerado um TIR real atrativo quando o mesmo possui um valor maior que zero.

Outro importante indicador econômico para a avaliação do sistema fotovoltaico é o LCOE que indica o custo em reais da geração do sistema fotovoltaico. O cálculo do LCOE pode ser definido como a razão entre os custos operacionais da produção da energia pela energia gerada durante a vida útil do sistema e envolve não apenas os custos iniciais, mas também os custos com manutenções e troca de equipamentos, quando houver. O LCOE pode ser calculado pela equação (GUIMARÃES, 2019):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_{o\&m}}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (29)$$

Onde,

$C_{o\&m}$ é o custo anual de operação e manutenção do sistema;

i é a taxa de desconto utilizada para trazer valores futuros para o presente;

E_t é a energia gerada no ano t .

O sistema será considerado financeiramente viável se o LCOE for menor do que o valor da tarifa de energia vigente, o que indica que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico possui um custo menor do que a energia entregue pela distribuidora (GUIMARÃES, 2019).

5 PRÉ-DIMENSIONAMENTO

O primeiro SFV foi denominado como Modelo A e é composto apenas de módulos monocristalinos alocados na cobertura da PIBG, sendo os mesmos fixados nas faces do telhado da estrutura. O segundo modelo, chamado de Modelo B, é composto vidros fotovoltaicos alocados na fachada da igreja e, caso seja necessário, também serão feitos arranjos de módulos no telhado para complementar a geração e atender ao consumo das UCs.

No presente capítulo são apresentadas as etapas preliminares ao projeto de um SFV, utilizando as ferramentas descritas no capítulo 4 para determinar os parâmetros para a elaboração dos modelos citados no parágrafo acima.

5.1 Levantamento do Consumo de Energia Elétrica

Como foi mencionado na seção 4.5, para determinar o consumo de energia elétrica a ser atendido será utilizado o método de dimensionamento através do levantamento de todas as faturas de energia que serão atendidas pela SFV.

O primeiro ponto analisado foi o consumo anual de todas as unidades consumidoras ligadas a PIBG. A primeira UC analisada, a qual será denominada de Unidade Consumidora 1 (UC1) a partir de agora, é a sede da Primeira Igreja Batista em Goiabeiras (PIBG) e se encontra no endereço: Rua Adalfredo Vanick, 20 - Goiabeiras, Vitória - ES, 29075-165. Possui uma ligação trifásica de 127/220V no seu padrão de entrada, logo, está sujeita ao pagamento do custo de disponibilidade de uma unidade consumidora trifásica, além disso a UC1 faz parte do grupo B, subgrupo B3. O período escolhido para análise é o compreendido entre janeiro de 2021 e dezembro de 2021 pois, mesmo inserido em um contexto de pandemia global, esse intervalo de tempo possui um consumo total 29,04% superior ao do período anterior ao início da pandemia, de janeiro de 2019 a dezembro de 2020.

Quadro 1 – Consumo mensal de energia da UC1

Histórico de Consumo (kWh)	
Mês/Ano	Consumo Ativo
dez/21	4.171
nov/21	3.477
out/21	3.698
set/21	3.402
ago/21	2.233
jul/21	2.424
jun/21	2.585
mai/21	2.985
abr/21	2.097
mar/21	3.844
fev/21	2.862
jan/21	2.886

Fonte: Fatura da EDP.

Nota: Adaptado pelo autor.

Seguindo a mesma linha de raciocínio, foi denominada como Unidade Consumidora 2 (UC2) a sede do projeto social Rede Abba vinculado a PIBG, localizado no endereço: Rua Armando Moreira de Oliveira, Nº 145, Goiabeiras – Vitória/ES Cep: 29075-075. Também possui uma ligação trifásica no seu padrão de entrada, portanto, está sujeita a cobrança do custo de disponibilidade de uma unidade consumidora trifásica. O período escolhido para análise do consumo, assim como na UC1, é o compreendido entre janeiro de 2021 e dezembro de 2021 pois, mesmo inserido em um contexto de pandemia global, esse intervalo de tempo possui um consumo total 168,50% superior ao do período de janeiro de 2019 a dezembro de 2020.

Quadro 2 – Consumo mensal de energia da UC2

Histórico de Consumo (kWh)	
Mês/Ano	Consumo Ativo
dez/21	217
nov/21	146
out/21	151
set/21	134
ago/21	104
jul/21	148
jun/21	170
mai/21	169
abr/21	175
mar/21	167
fev/21	52
jan/21	80

Fonte: Fatura da EDP.

Nota: Adaptado pelo autor.

Por fim, a Unidade Consumidora 3 (UC3) se refere ao Recanto Batista, sítio vinculado a PIBG que se encontra no endereço: ES-010, 950 - Praia Formosa, Aracruz - ES. Está sujeita ao pagamento do custo de disponibilidade de uma unidade consumidora bifásica, sendo o período de análise do consumo o mesmo utilizado na UC1 e na UC2, para manter a isonomia do estudo.

Quadro 3 – Consumo mensal de energia da UC3

Histórico de Consumo (kWh)	
Mês/Ano	Consumo Ativo
dez/21	218
nov/21	137
out/21	608
set/21	233
ago/21	166
jul/21	76
jun/21	86
mai/21	97
abr/21	329
mar/21	494
fev/21	535
jan/21	855

Fonte: Fatura da EDP.

Nota: Adaptado pelo autor.

Logo, dado os consumos de cada UC, foi gerada uma tabela indicando o consumo médio mensal de cada unidade. Reiterando a posição dos parágrafos anteriores, o período que vai de janeiro de 2021 a dezembro de 2021 foi utilizado devido ao consumo anual total de todas as UCs ser 17,95% maior que no contexto de pré-pandemia. Os valores indicados nessa tabela foram utilizados para calcular o consumo médio anual e diário que os sistemas fotovoltaicos devem atender.

Tabela 1 – Média do consumo mensal de energia por unidade consumidora

Mês	UC1 (kWh)	UC2 (kWh)	UC3 (kWh)
Janeiro	4.171	217	218
Fevereiro	3.477	146	137
Março	3.698	151	608
Abril	3.402	134	233
Maio	2.233	104	166
Junho	2.424	148	76
Julho	2.585	170	86
Agosto	2.985	169	97
Setembro	2.097	175	329
Outubro	3.844	167	494
Novembro	2.862	52	535
Dezembro	2.886	80	855
Média	3.055	143	320

Fonte: Próprio autor.

Assim, para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, deve-se descontar a taxa de disponibilidade das UCs onde o sistema será compensado. Para a UC1 e UC2, que são trifásicas, foi descontado 100 kWh do consumo médio mensal, enquanto na UC3, que é um sistema bifásico, foi descontado 50 kWh. Logo, o consumo médio mensal encontrado somando os consumos médios mensais compensados de cada unidade, chegando assim no seguinte resultado:

$$C_m = (3.055 + 143 + 320) - (100 + 100 + 50) = 3.268 \text{ kWh} \quad (30)$$

Para determinar o consumo médio diário, em Wh/dia, temos que:

$$E = \frac{3.268 * 1000}{30} = 108.933,33 \text{ Wh/dia} \quad (31)$$

5.2 Avaliação do Recurso Solar Disponível

O próximo ponto que foi avaliado foi o local de instalação do SFV e o recurso solar disponível da região selecionada, por motivos de área útil e facilidade de instalação foi determinado que o sistema de microgeração será instalado nas dependências da UC1, ou seja, no bairro Goiabeiras em Vitória/ES. Na determinação dos valores de irradiação solar locais, foi necessária a identificação das coordenadas do edifício da igreja, para isso foi utilizado o *software* Google Maps.

Figura 11 – Coordenadas da sede da PIBG



Fonte: Google Maps.

Observando as coordenadas geográficas fornecidas pelo software de navegação temos os seguintes valores: Latitude de 20,26575° sul e longitude de 40,29831° oeste. Através desses dados foi determinada de irradiação solar do local mais próximo medido, sendo que esses valores foram obtidos através do SunData, *software* gratuito desenvolvido pela CRESESB e que se encontra em seu site. Nesse caso específico, o local mais próximo com a sua irradiação solar média registrada é: Latitude de 20,301° sul e longitude de 40,249° oeste, com os valores médios registrados no quadro abaixo.

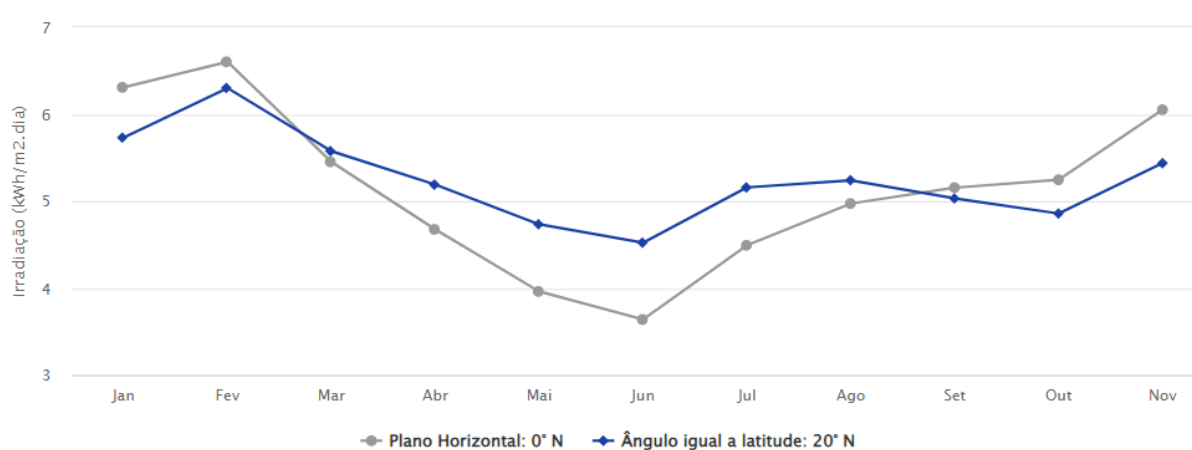
Quadro 4 – Irradiação solar diária média mensal

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	
Plano Horizontal	0° N	6,2	6,54	5,4	4,61	3,93	3,63	3,72	4,45	4,9	5,03	5,12	5,96	4,96	
Ângulo igual a latitude	20° N	5,63	6,24	5,52	5,11	4,69	4,51	4,54	5,1	5,16	4,91	4,74	5,36	5,13	
Maior média anual	18° N	5,71	6,3	5,53	5,08	4,64	4,44	4,48	5,05	5,16	4,94	4,8	5,44	5,13	
Maior mínimo mensal	24° N	5,47	6,12	5,49	5,15	4,8	4,63	4,65	5,17	5,16	4,84	4,62	5,19	5,11	

Fonte: SunData.

Dos elementos acima foram considerados para a avaliação do recurso solar disponível apenas os planos com menor e maior média de irradiação solar diária. Sendo que os valores máximo e mínimo foram obtidos, respectivamente, no plano horizontal e no plano de inclinação igual ao ângulo de latitude, ou seja, com inclinação de 20° norte.

Gráfico 1 – Irradiação solar no plano inclinado



Fonte: SunData.

Para um projeto com parâmetros mais conservadores foi utilizada em cálculos posteriores a menor média de irradiação fornecida pelo Quadro 4, ou seja, foi utilizado o valor referente a inclinação no plano horizontal, que corresponde a 4,96 kWh/m². dia. Assim, para determinarmos em horas, a média diária anual da HSP incidente na localização do painel FV, foi dividido a irradiação solar diária média mensal pela máxima potência nominal gerada por cada metro quadrado dos painéis, ou seja, o parâmetro fornecido pela *SunData* foi dividido por 1.000 Wh/m², logo:

$$HSP = \frac{4,96 * 1000}{1000} = 4,96 h \quad (32)$$

5.3 Potência de Pico e Taxa de Desempenho do SFV

Para definir a taxa de desempenho do SFV, foi considerado que o sistema vai operar com aproximadamente 70% do seu valor máximo possível. Posteriormente esse valor será corrigido em simulações computacionais, mas a princípio o resultado encontrado será suficiente para um pré-projeto.

Determinados os valores de E, HSP e TD temos o suficiente, segundo a equação 2, para determinar a potência de pico do SFV:

$$P_{fv} = \frac{E}{HSP * TD} = \frac{108.933,33}{4,96 * 0,7} = 31.374,81 \text{ Wp} \quad (33)$$

Essa é a potência que deverá ser suprida por cada um dos dois modelos de SFV, sendo que o Modelo A será composto apenas por módulos fotovoltaicos monocristalinos escolhidos de acordo com a oferta de fornecedores locais. Já o Modelo B também terá arranjos dos módulos monocristalinos, como no Modelo A, porém, eles serão apenas complementares aos vidros fotovoltaicos translúcidos que serão a principal fonte de geração desse sistema, e assim como o primeiro caso, este também foi escolhido de forma a se adequar aos materiais encontrados por fornecedores que atendam as proximidades da PIBG.

6 DIMENSIONAMENTO DO MODELO A

6.1 Definição dos Módulos

Como descrito no capítulo anterior, foi escolhido para o projeto um módulo monocristalino com disponibilidade em fornecedores locais. O equipamento em questão é o LR5-72HPH-540M, da fabricante LONGI Solar que possui uma potência de 540 Wp. A figura abaixo mostra as características elétricas do painel fotovoltaico em STC e NOCT.

Quadro 5 – Características Elétricas do Módulo LR5-72HPH-540M

Tipo de Módulo	LR5-72HPH-540M	
Condições de Teste	STC	NOCT
Potência máxima (Pmax/W)	540,00	403,30
Tensão de circuito aberto (Voc/V)	49,50	46,41
Corrente de curto-circuito (Isc/A)	13,85	11,15
Tensão máxima de energia (Vmp/V)	41,65	38,78
Corrente de potência máxima (Imp/A)	12,97	10,40
Eficiência do Módulo (%)	21,1	

Fonte: Folha de dados do módulo fotovoltaico da série LR5-72HPH.

Nota: Adaptado pelo autor.

Outro fator que é relevante para o projeto, principalmente na etapa de definição dos inversores, são as características térmicas do equipamento em STC.

Quadro 6 – Características Térmicas em STC do Módulo LR5-72HPH-540M

Coefficiente de Temperatura (Isc)	+ 0,048%/°C
Coefficiente de Temperatura (Voc)	- 0,270%/°C
Coefficiente de Temperatura (Pmax)	- 0,350%/°C

Fonte: Folha de dados do módulo fotovoltaico da série LR5-72HPH.

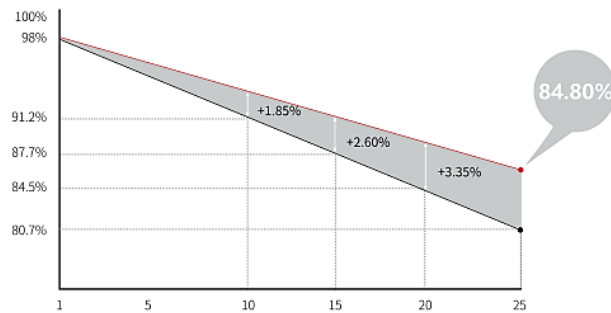
Nota: Adaptado pelo autor.

Feita a escolha do módulo e definida a sua potência, podemos determinar o número de módulos necessários para atender a demanda das unidades consumidoras.

$$N_{\text{módulos1}} = \frac{P_{fv1}}{P_{\text{módulos1}}} = \frac{31.374,81}{540} = 58,10 \quad (34)$$

Porém, como o módulo em questão possui uma degradação linear natural, a quantidade de módulos será estimada para atender a demanda atual das UCs até o vigésimo ano após a sua instalação. Ou seja, o sistema será dimensionado para atender 100% da demanda até 2042, 5 anos antes da data que se encerra garantia de fábrica do LR5-72HPH-540M.

Gráfico 2 – Degradação do Módulo LR5-72HPH-540M



Fonte: Folha de dados do módulo fotovoltaico da série LR5-72HPH.

Como podemos observar no Gráfico 2, o painel fotovoltaico tem uma perda de 12,15% da sua capacidade de geração após 20 anos. Então, para compensar essa perda, o sistema atual será corrigido.

$$N_{\text{módulos}2} = \frac{P_{fv2}}{P_{\text{módulos}2}} = \frac{31.374,81}{(1 - 12,15\%) \cdot 540} = 66,40 \quad (35)$$

Aproximando o resultado encontrado acima para o primeiro maior número inteiro, temos que o SFV terá 67 módulos. Esse número é apenas uma estimativa da quantidade ideal de painéis fotovoltaicos, pois serão utilizados métodos computacionais para definir as perdas do sistema e conseqüentemente o número ideal de equipamentos que vão compor cada arranjo.

Outro ponto que deve ser considerado, no que tange o dimensionamento do SFV, é a quantidade de módulos que podem ser acomodados em cada face do telhado, sendo um limitador físico que deve ser analisado. Para isso vamos precisar das dimensões do LR5-72HPH-540M que estão disponíveis no quadro abaixo:

Quadro 7 – Características Mecânicas do Módulo LR5-72HPH-540M

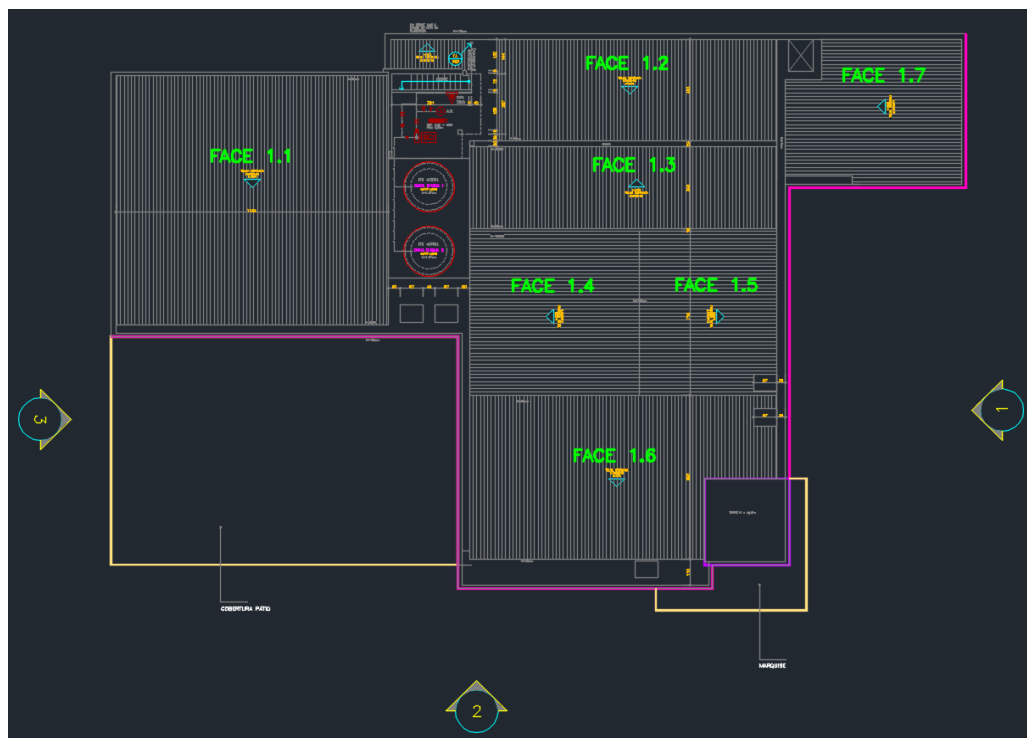
Nº de células	144 (6x24)
Caixa de Junção	Classificação IP68, 3 diodos
Cabos de saída	4mm ² . +400, -200mm/±1400mm ou comprimento pode ser personalizado
Vidro frontal	Vidro simples, 3,2mm em vidro temperado revestido
Quadro	Liga de alumínio anodizado
Peso	27,2 kg
Dimensões	2265x1133x35mm

Fonte: Folha de dados do módulo fotovoltaico da série LR5-72HPH.

Nota: Adaptado pelo autor.

Foi verificado que o módulo possui aproximadamente 2,26 metros de altura e 1,13 metros de largura, foram utilizados os *softwares* AutoCAD e PV*SOL para determinar a quantidade máxima de equipamentos que podem ser alocados no telhado da PIBG. No projeto arquitetônico fornecido pelos responsáveis da igreja, foram identificados 7 faces no telhado da instituição com medidas e inclinações variáveis, como pode ser observado na Figura 12.

Figura 12 – Faces do telhado da PIBG

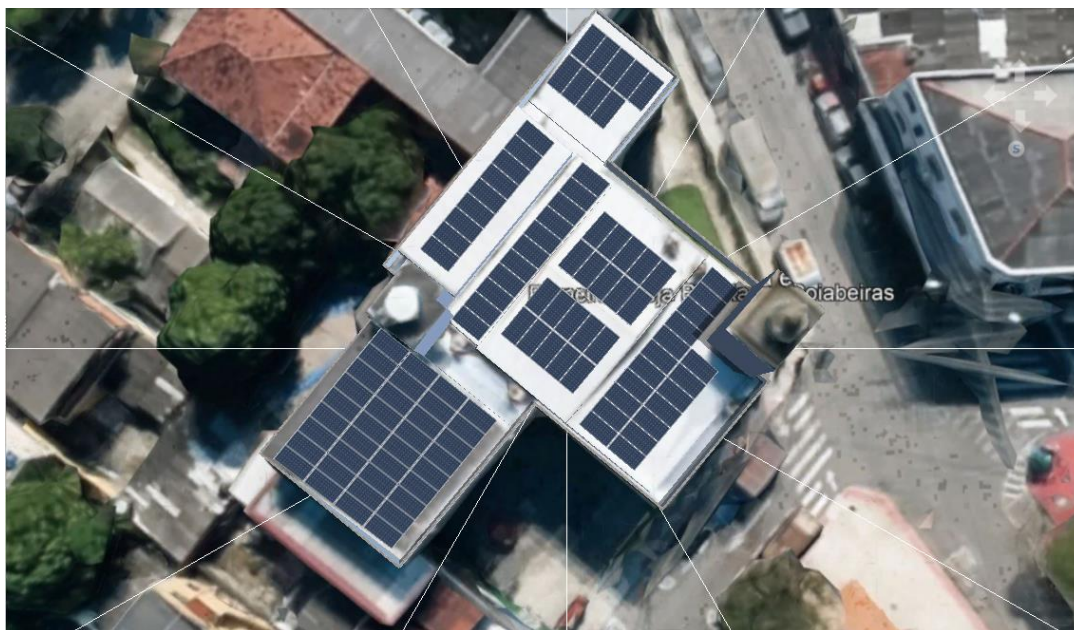


Fonte: Projeto arquitetônico da PIBG.

Nota: Adaptado pelo autor.

As medidas colhidas no projeto arquitetônico foram utilizadas para fazer uma simulação tridimensional da estrutura da igreja, utilizando o software PV*SOL. Nesse modelo computacional foram alocados o máximo possível de módulos em cada face do telhado, com limitações de alocação em certos pontos da cobertura devido a existência de obstáculos.

Figura 13 – Simulação da máxima alocação de módulos no telhado da PIBG



Fonte: Próprio autor.

O resultado da quantidade máxima de módulos da série LR5-72HPH que podem ser alocados se encontra na Tabela 2. Logo, como foi demonstrado na tabela abaixo, existe a disponibilidade de alocar mais módulos do que o necessário para suprir a demanda energética das UCs.

Tabela 2 – Módulos por face do telhado

Face do Telhado	Quantidade de Módulos
Face 1.1	36
Face 1.2	9
Face 1.3	11
Face 1.4	10
Face 1.5	10
Face 1.6	18
Face 1.7	9
Total	103

Fonte: Próprio autor.

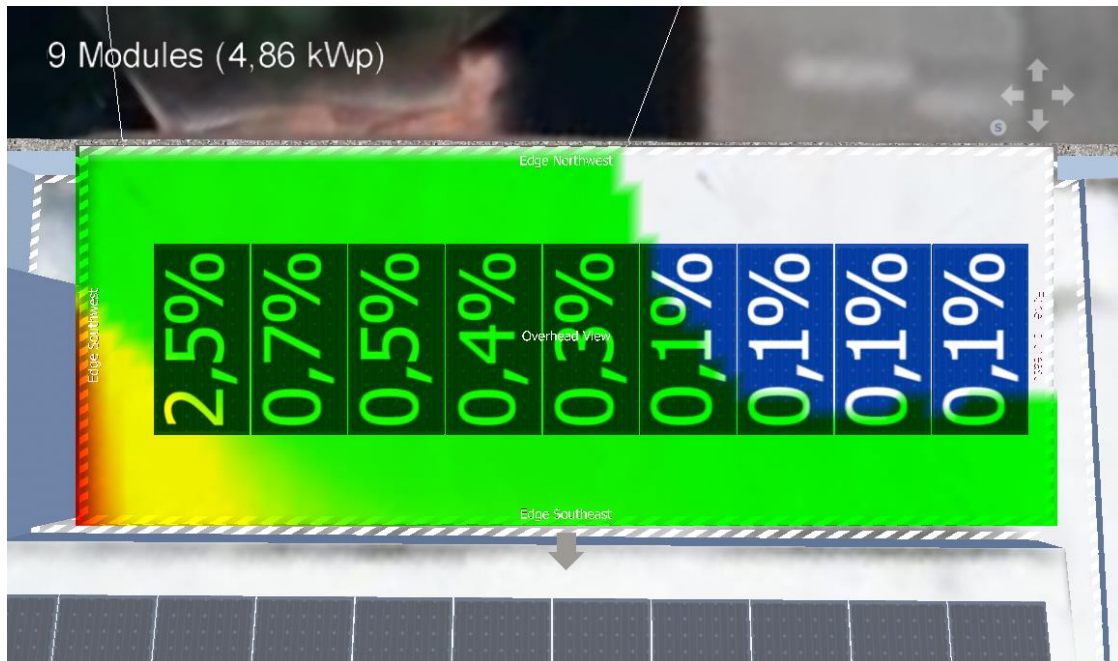
Como precisamos de menos de 103 painéis para o SFV, o modelo confeccionado no PV*SOL foi utilizado novamente para definir quais os locais que serão utilizados para o posicionamento dos módulos. Para isso a função de simulação de sombreamento do *software* foi necessária; essa ferramenta simula as perdas por sombreamento, em porcentagem, de cada equipamento ao longo de um ano. Seus resultados podem ser visualizados nas figuras seguintes:

Figura 14 – Sombreamento dos módulos da Face 1.1 do telhado da PIBG



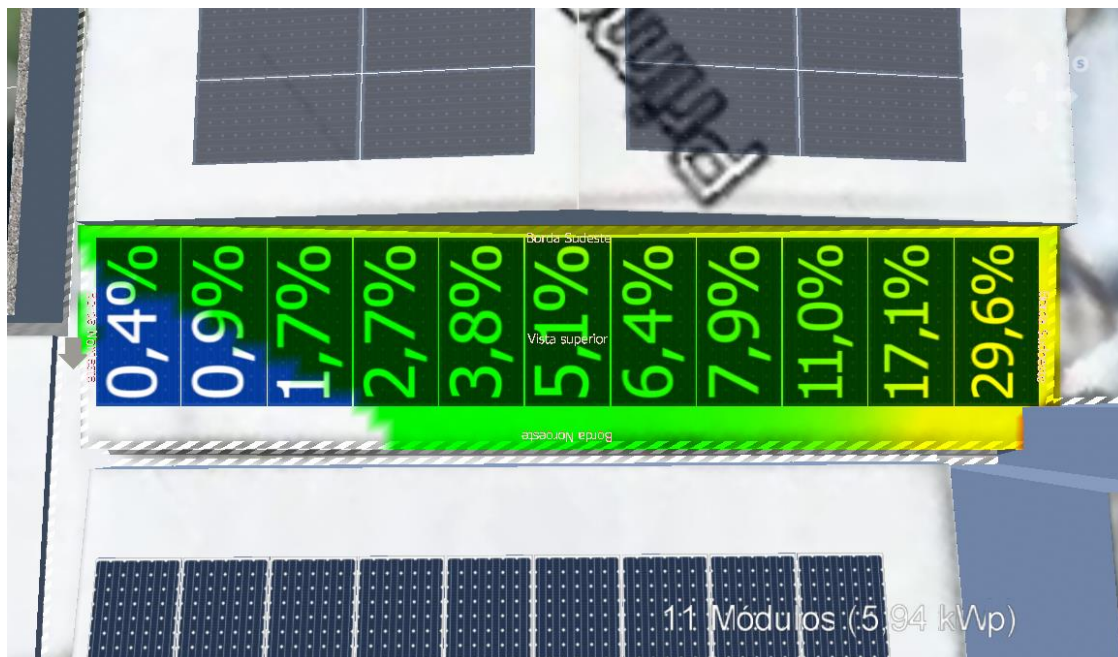
Fonte: Próprio autor.

Figura 15 – Sombreamento dos módulos da Face 1.2 do telhado da PIBG



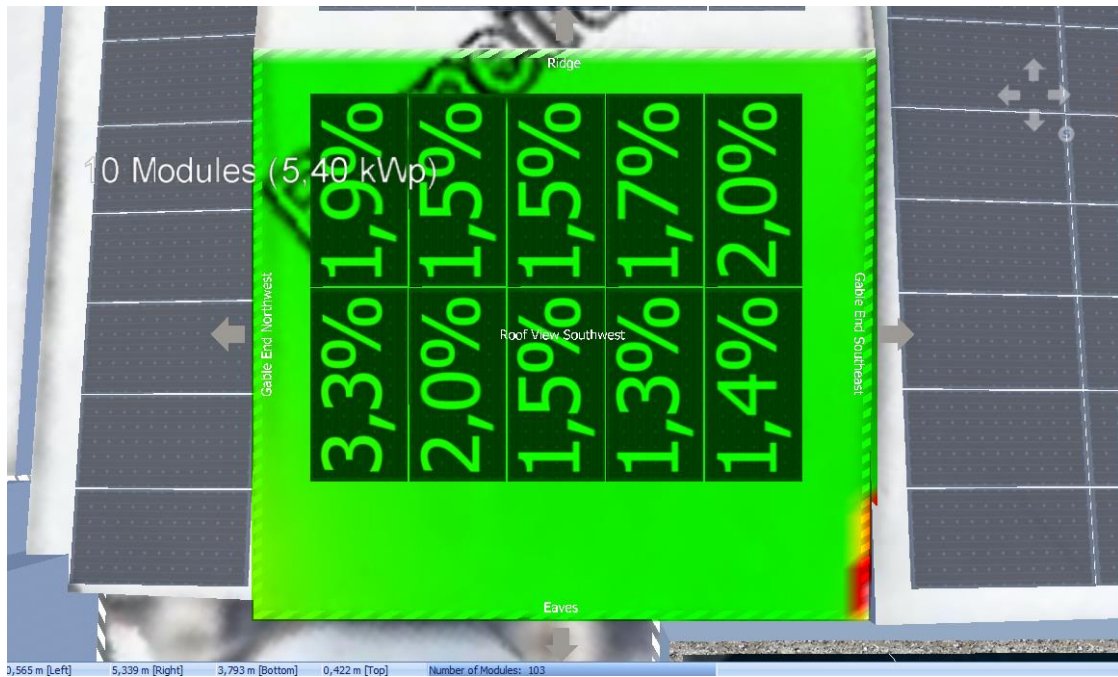
Fonte: Próprio autor.

Figura 16 – Sombreamento dos módulos da Face 1.3 do telhado da PIBG



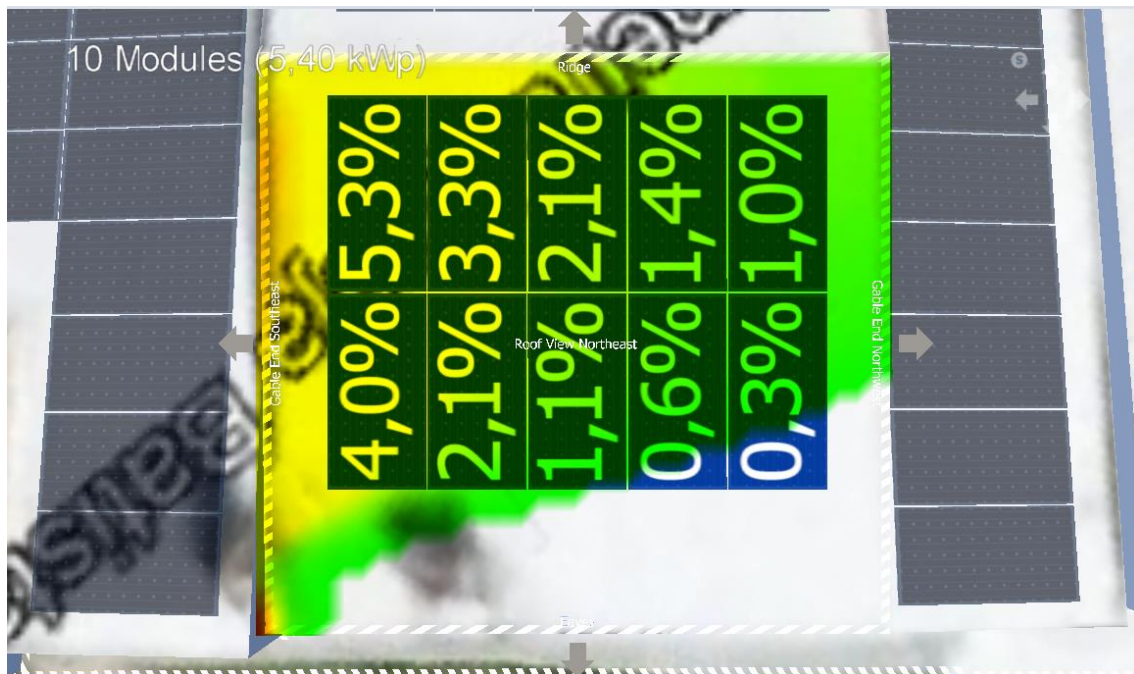
Fonte: Próprio autor.

Figura 17 – Sombreamento dos módulos da Face 1.4 do telhado da PIBG



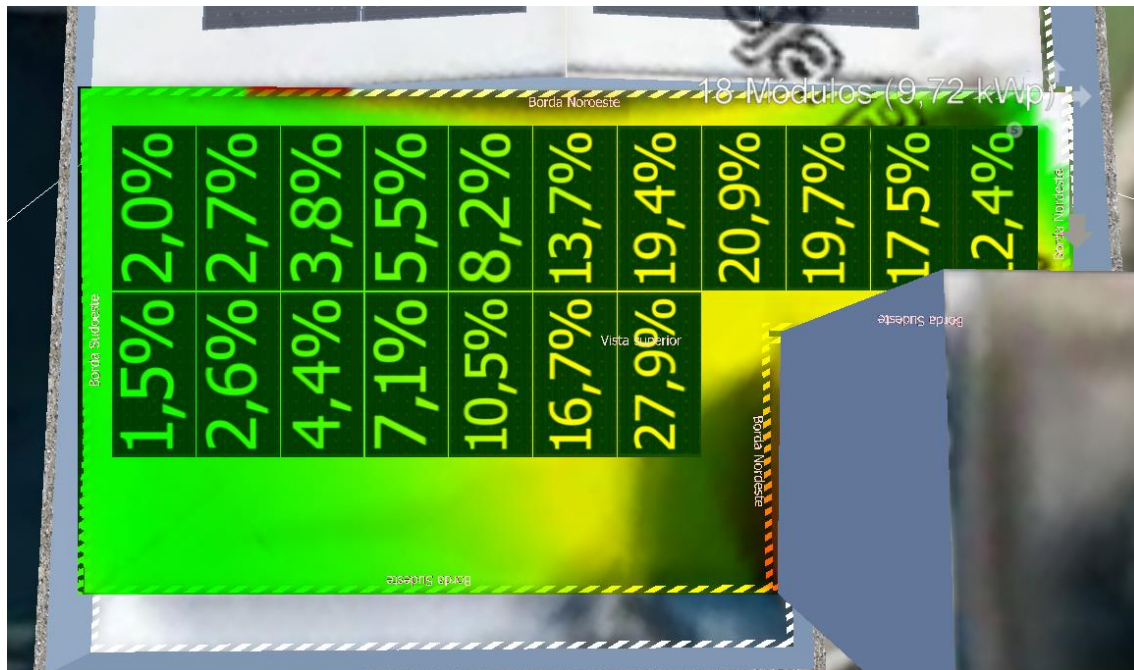
Fonte: Próprio autor.

Figura 18 – Sombreamento dos módulos da Face 1.5 do telhado da PIBG



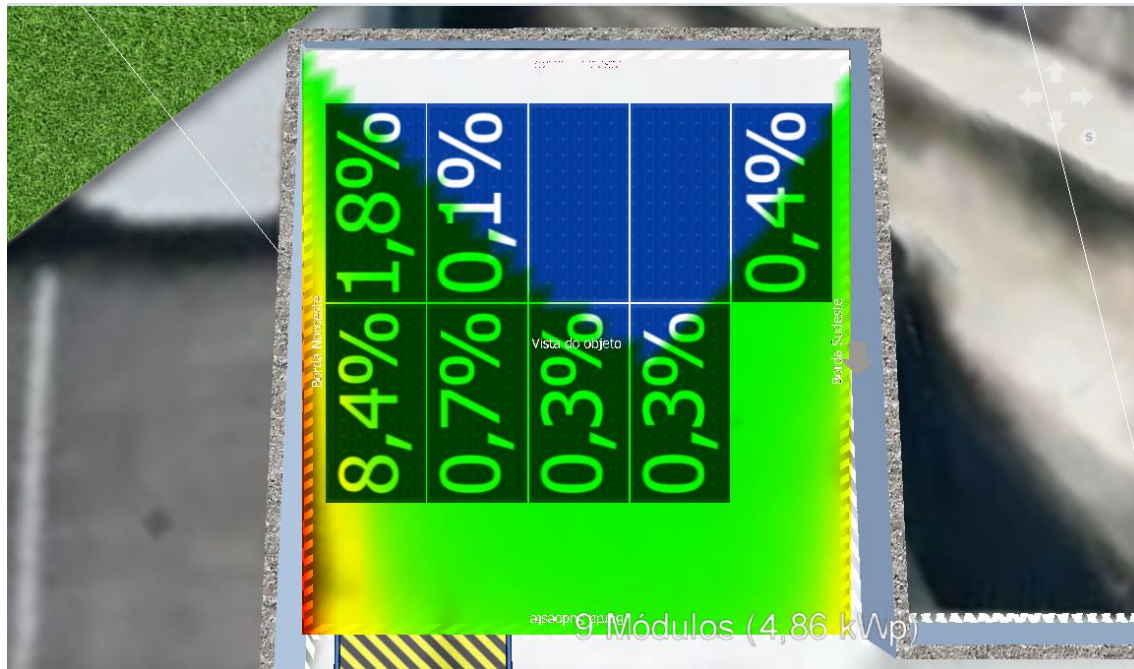
Fonte: Próprio autor.

Figura 19 – Sombreamento dos módulos da Face 1.6 do telhado da PIBG



Fonte: Próprio autor.

Figura 20 – Sombreamento dos módulos da Face 1.7 do telhado da PIBG



Fonte: Próprio autor.

Dadas as simulações acima foram escolhidos os módulos com menor índice de sombreamento difuso. O sombreamento difuso é uma variável do PV*SOL que soma as perdas ocasionadas

devido ao sombreamento direto nos arranjos, a inclinação dos equipamentos e a orientação dos módulos. Idealmente os conjuntos fotovoltaicos devem ter aproximadamente a mesma inclinação da latitude da UC e com a orientação azimutal apontada para o norte geográfico, mas como isso nem sempre é possível o programa simula essas perdas que são contabilizadas na variável citada.

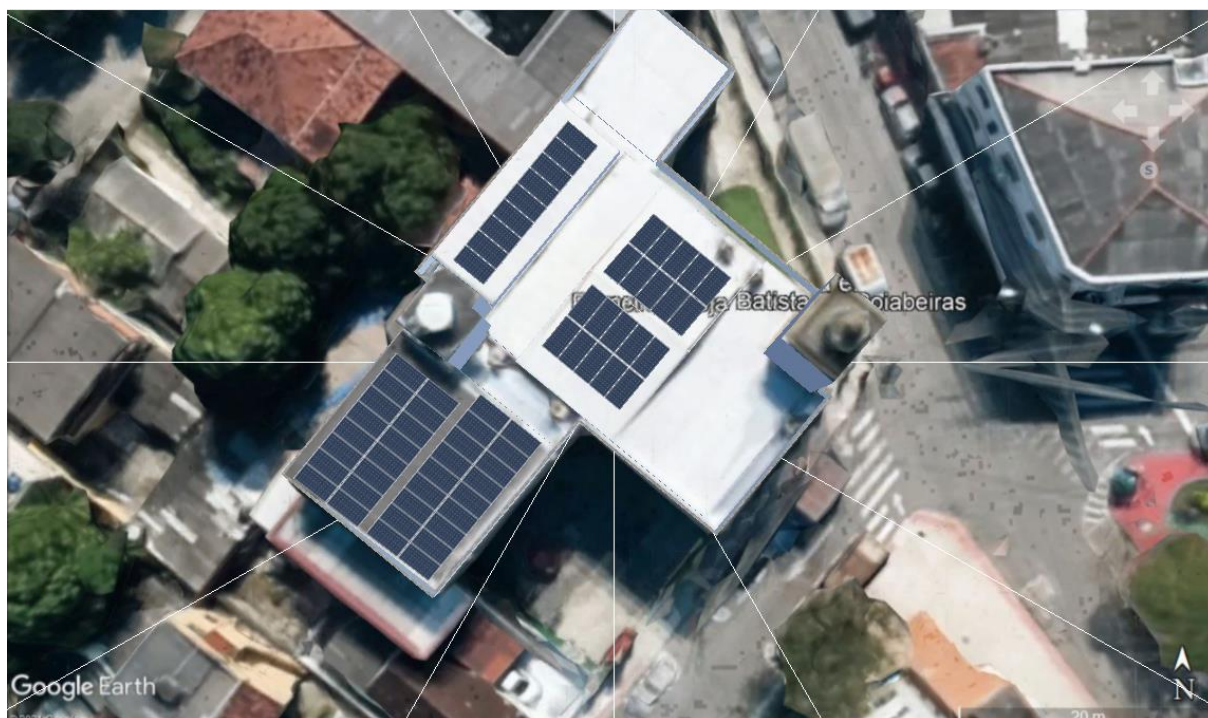
No *software* serão adicionados módulos ao SFV até chegarmos a uma geração suficiente para suprir a demanda anual da PIBG. Lembrando que o valor utilizado na simulação foi corrigido de acordo com a depreciação linear do módulo LR5-72HPH-540M. O resultado da simulação, assim como a comparação de perdas com o SFV completo, pode ser observado na Tabela 3 e na Figura 21.

Tabela 3 – Comparação entre o SFV otimizado e o com máxima disposição de módulos

Face do Telhado	Projeto com Máxima Capacidade de Módulos		Projeto Otimizado	
	Quantidade de Módulos	Perdas por Sombreamento Difuso	Quantidade de Módulos	Perdas por Sombreamento Difuso
Face 1.1	36	13,40%	34	12,34%
Face 1.2	9	12,21%	9	12,21%
Face 1.3	11	19,04%	0	-
Face 1.4	10	8,79%	10	8,79%
Face 1.5	10	9,28%	10	9,28%
Face 1.6	18	17,22%	0	-
Face 1.7	9	14,14%	0	-

Fonte: Próprio autor.

Figura 21 – Simulação do SFV Modelo A



Fonte: Próprio autor.

Vale destacar que a quantidade de módulos necessários para o projeto, segundo o PV*SOL, é de 63 módulos, ou seja, o software indicou que o SFC simulado possui uma TD melhor do que os 70% estimados que indicavam a necessidade de 67 módulos.

6.2 Definição dos Inversores

Como no subcapítulo anterior, foram avaliados positivamente equipamentos com disponibilidade em fornecedores locais. Além disso também foram observados outros critérios na escolha do inversor, principalmente a presença de *stringbox* integradas e um elevado número de MPPT's para a conexão de arranjos com diferentes inclinações. Nesse caso os inversores foram definidos como sendo da fabricante Growatt, mais especificamente os da linha MID 15-20KTL3-XL. O quadro abaixo mostra os dados técnicos de entrada e saída dos equipamentos.

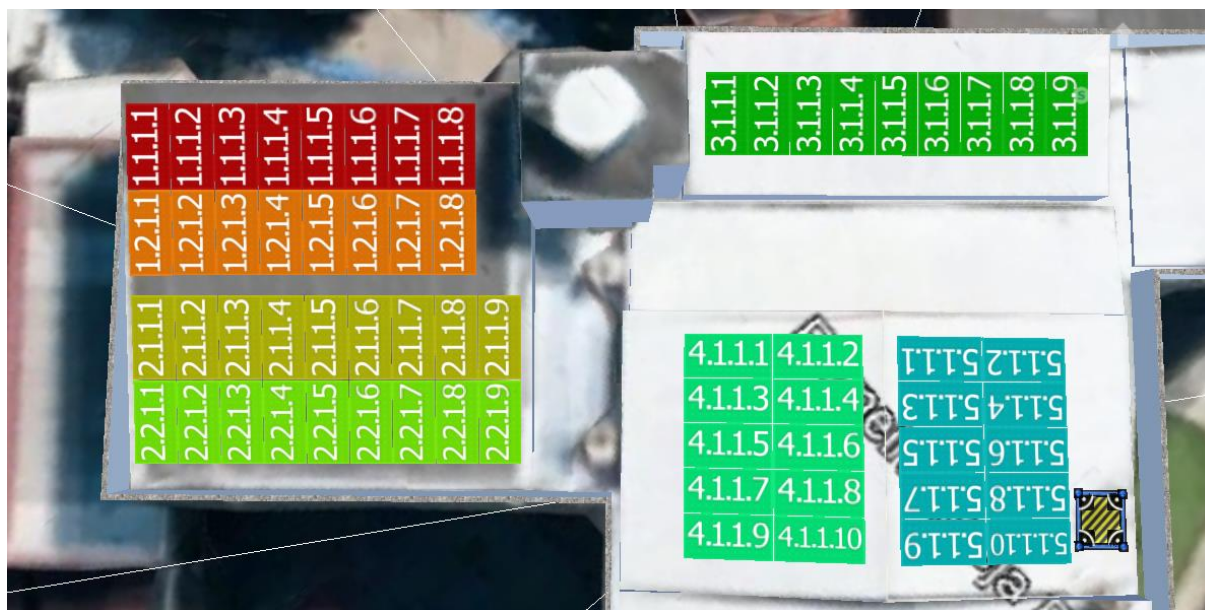
Quadro 7 – Ficha de Dados da Linha MID 15-20KTL3-XL da Growatt

Ficha de dados	MID 15KTL3-XL	MID 20KTL3-XL
Dados de entrada		
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para o módulo STC)	22500W	30000W
Máxima tensão CC		1100V
Tensão de partida		250V
Tensão nominal		360V
Faixa de tensão MPPT		200-850V
Número de MPP trackers		4
Número de Strings por MPP tracker		2/2/2/2
Máxima corrente de entrada por MPP tracker		26A/26A/26A/26A
Máxima corrente de curto-circuito por MPP tracker		32A/32A/32A/32A
Saída		
Máxima potência nominal CA	15000W	20000W
Tensão nominal CA		127V/220V(101.6-139.7V)
Frequência da rede CA		50/60 Hz,46–54/56-64 Hz
Máxima corrente de saída	43.7A	58.3A
Fator ajustável de potência		0.8leading...0.8lagging
THDI		< 3%
Tipo de conexão da rede CA		3W+N+PE

Fonte: Folha de dados da linha MID 15-20KTL3-XL da Growatt.

Indicado os inversores disponíveis para análise, a próxima etapa consiste em dividir os módulos em *strings* conectando os painéis com a mesma inclinação e orientação no mesmo MTTP para evitar perdas por *mismatch*. Para isso foram separados em arranjos os painéis no *software* de simulação, como indicado na Figura 22.

Foram levantados também os parâmetros de cada arranjo necessários para a escolha do inversor de cada conjunto de módulos, respeitando as características térmicas do fabricante dos módulos e a temperatura máxima e mínima da região que será instalado o sistema fotovoltaico, sendo que essa variação foi determinada automaticamente pelo *software* PV*SOL. Os parâmetros e seus respectivos valores calculados se encontram na Tabela 4.

Figura 22 – Divisão dos módulos em *strings*

Fonte: Próprio autor.

Tabela 4 – Características elétricas de cada arranjo fotovoltaico

Face do Telhado	String	Quantidade de Módulos em Série	Voc [V] 15 C°, 1000 W/m ²	Vmp [V] 15 C°, 1000 W/m ²	Vmp [V] 70 C°, 1000 W/m ²	Isc [A] 70 C°, 1000 W/m ²
Face 1.1	String 1.1.1	16	813,36	684,40	585,43	14,15
	String 1.1.2	18	915,06	769,94	658,61	14,15
Face 1.2	String 1.2.1	9	457,53	384,97	329,31	14,15
Face 1.4	String 1.4.1	10	508,37	427,75	365,90	14,15
Face 1.5	String 1.5.1	10	508,37	427,75	365,90	14,15

Fonte: Próprio autor.

Dadas as características elétricas de cada *string* foram escolhidos dois inversores MID 15TL3-XL de 15 kW para o projeto. Como pode ser observado no Quadro 7, a corrente máxima admitida em cada entrada do inversor (I_{max}) é de 30 A, enquanto a faixa de tensão de cada MTPP varia de 200 V a 800 V ($V_{mpttmin}$ e $V_{mpttmax}$), com uma tensão máxima admitida de 1100V (V_{imax}).

A divisão de cada conjunto de *strings* por MTPP é descrita na Tabela 5, sendo que os parâmetros de cada arranjo se adequam aos limites do seu respectivo inversor, ou seja, não possuem valores que podem comprometer a integridade do inversor.

Tabela 5 – Características elétricas de cada MTTP do SFV Modelo A

Inversor	MPPT	String	Voc [V] 15 C°, 1000 W/m²	Vmp [V] 15 C°, 1000 W/m²	Vmp [V] 70 C°, 1000 W/m²	Isc [A] 70 C°, 1000 W/m²
Inversor 1 - MID 15TL3-XL	1	String 1.1.1	406,68	363,59	311,01	14,15
	2	String 1.1.2	406,68	363,59	311,01	14,15
	3	String 1.2.1	457,53	384,97	329,31	14,15
	4	String 1.2.2	457,53	384,97	329,31	14,15
Inversor 2 - MID 15TL3-XL	1	String 1.3.1	457,53	384,97	329,31	14,15
	2	-	-	-	-	-
	3	String 1.4.1	508,37	427,75	365,90	14,15
	4	String 1.5.1	508,37	427,75	365,90	14,15

Fonte: Próprio autor.

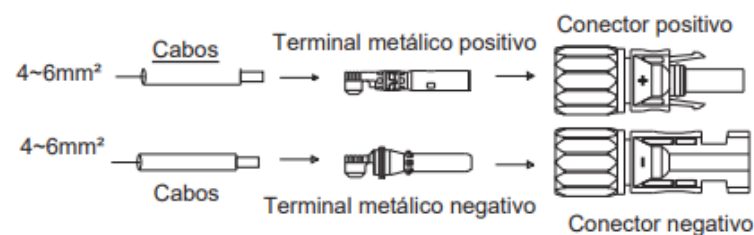
Ambos os equipamentos possuem um *oversizing* superior a 100%, como pode ser observado nas Equações (38) e (39) que indicam os FDIs do Inversor 1 e Inversor 2 respectivamente. O resultado fica aquém do indicado pelo fabricante, que recomenda um fator de dimensionamento ideal em 130% do valor nominal, mesmo assim os FDIs do SFV continuam satisfatórios para o prosseguimento do projeto.

$$FDI_1 = \frac{P_{inversor1}}{P_{fv1}} = \frac{18,36}{15} = 122,40\% \quad (36)$$

$$FDI_2 = \frac{P_{inversor2}}{P_{fv1}} = \frac{15,66}{15} = 104,4\% \quad (37)$$

Outro ponto a ser observado é que as conexões dos arranjos nos inversores são feitas através de conectores do tipo MC4 com um *range* de 4mm² a 6mm², como indicado na Figura 23.

Figura 23 – Conexão nos terminais do inversor



Fonte: Manual de instalação e operação da linha MID 15-20KTL3-XL da Growatt.

6.3 Dimensionamento das Proteções CC e CA

De acordo com as normas NBR5410, 5419, 16612 e 1660 o SFV deve possuir proteção contra sobretensão, contra sobrecorrente, contra choque elétrico do usuário e capacidade de seccionamento dos seus circuitos.

O MID 15TL3-XL fornece uma série de proteções, como mostrado no Quadro 8, inclusive a proteção contra surtos CC e CA integrados ao equipamento, eliminando assim a necessidade de instalação de alguns itens no SFV, como a *string box* externa ao inversor e o DPS no quadro de distribuição (QD) externo do edifício. Logo, o pacote de proteções integradas do inversor atende as normas vigentes necessitando apenas da instalação de dois disjuntores tripolares no QD para seccionamento do sistema.

Quadro 8 – Dispositivos de Proteção da Linha MID 15-20KTL3-XL da Growatt.

Dispositivos de proteção	
Proteção de polaridade reversa CC	Sim
Interruptor CC	Sim
Proteção CA/CC de surtos	Tipoll / Tipoll
Monitoramento de resistência de isolamento	Sim
Proteção de curto circuito CA	Sim
Monitoramento de falha do terra	Sim
Monitoramento da rede	Sim
Proteção anti-ilhamento	Sim
Unidade de monitoramento da corrente residual	Sim
Monitoramento de falha da string	Sim

Fonte: Folha de dados da linha MID 15-20KTL3-XL da Growatt.

Para o dimensionamento dos disjuntores foi utilizado inicialmente o critério de sobrecarga conforme NBR 5410:2004, como demonstrado na Tabela 6. Vale destacar que os fios protegidos pelos disjuntores CA são de cobre e com isolamento de PVC.

Tabela 6 – Dimensionamento de proteção através do critério de sobrecarga

Circuito	P [kW]	VI [V]	Ib [A]	Ib' [A]	Iz [A]	In [A]	Nº de Polos
Inversor 1 - MID 15TL3-XL	15	220	39,36	39,36	68	40	3
Inversor 2 - MID 15TL3-XL	15	220	39,36	39,36	68	40	3

Fonte: Próprio autor.

Além do critério de sobrecarga também é necessário atender ao critério curto-circuito assim como manter a organização do QGBT. E para essa finalidade foi utilizado um equipamento de mesma marca que os encontrados nos quadros elétricos da igreja, o disjuntor SDD63C40 da marca Steck de 40 A, tripolar, de encaixe perfil DIN 35mm e curva de disparo C; o equipamento em questão suporta uma corrente de curto circuito de até 3 kA.

6.4 Dimensionamento dos Condutores CC

Para o dimensionamento dos condutores CC serão considerados os critérios de condução de corrente, de mínima capacidade de corrente dos circuitos e a queda de tensão, sendo este último critério limitado a valores iguais ou inferiores a 1,5% da tensão máxima de cada arranjo. Vale destacar também que todos os parâmetros foram calculados conforme as normas vigentes. Como parte dos condutores dos arranjos fotovoltaicos estão expostos à radiação UV, os critérios de capacidade de condução e de corrente mínima foram calculados conforme a Tabela 2 do anexo C da NBR 16612:2020, mais especificamente foi considerada a capacidade de condução em temperatura ambiente de 30 °C e temperatura do condutor em regime permanente de 90 °C, vale destacar também que a instalação do sistema foi considerada ao ar livre e com cabos unipolares encostados um ao outro. Em suma para o dimensionamento dos condutores foram utilizadas as Tabelas 2 do anexo C da NBR 16612:2020, além das Tabelas 3 e 5 da NBR5410:2004, o resultado pode ser observado na Tabela 7

Tabela 7 – Dimensionamento dos condutores CC do SFV Modelo A

Circuito	Ib [A]	Icmin [A]	FCT	FCA	Ib' [A]	Iz [A]	Seção do Condutor (mm ²)
Inversor 1: MPPT 1 – String 1.1.1	13,85	20,78	1	0,65	21,31	28	4
Inversor 1: MPPT 2 – String 1.1.2	13,85	20,78	1	0,65	21,31	28	4
Inversor 1: MPPT 3 – String 1.2.1	13,85	20,78	1	0,65	21,31	28	4
Inversor 1: MPPT 4 – String 1.2.2	13,85	20,78	1	0,65	21,31	28	4
Inversor 2: MPPT 1 – String 1.3.1	13,85	20,78	1	0,7	19,79	28	4
Inversor 2: MPPT 3 – String 1.4.1	13,85	20,78	1	0,7	19,79	28	4
Inversor 1: MPPT 4 – String 1.5.1	13,85	20,78	1	0,7	19,79	28	4

Fonte: Próprio autor.

Para atender ao critério de queda de tensão, como citado em parágrafos anteriores, foi limitado nesse projeto em 1,5% a queda percentual em cada *string*, sendo que a NBR 16690 recomenda um valor inferior a 3% em cada circuito, ou seja, os parâmetros do sistema atendem com folga as recomendações da norma vigente. Para a realização dos cálculos, foi utilizado o *software* PV*SOL novamente, os resultados das simulações se encontram nas figuras abaixo.

Figura 24 – Dimensionamento dos condutores CC inversor 1

Cabos dos strings (Seguidor PMP 1)				
Cabo do string (1x Ida e volta)	84 m	4 mm ²	Cobre	1,43 % (61,8 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 2)				
Cabo do string (1x Ida e volta)	88 m	4 mm ²	Cobre	1,5 % (64,8 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 3)				
Cabo do string (1x Ida e volta)	92 m	4 mm ²	Cobre	1,39 % (67,7 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 4)				
Cabo do string (1x Ida e volta)	96 m	4 mm ²	Cobre	1,45 % (70,7 W)

Fonte: Próprio autor.

Figura 25 – Dimensionamento dos condutores CC inversor 2

Cabos dos strings (Seguidor PMP 1)				
Cabo do string (1x Ida e volta)	49 m	4 mm ²	Cobre	0,74 % (36,1 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 3)				
Cabo do string (1x Ida e volta)	65 m	4 mm ²	Cobre	0,89 % (47,8 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 4)				
Cabo do string (1x Ida e volta)	78 m	4 mm ²	Cobre	1,06 % (57,4 W)

Fonte: Próprio autor.

Outro ponto que precisa ser observado é o *range* de entrada dos conectores do tipo MC4 dos inversores MID 15TL3-XL, que vão de 4mm² a 6mm². Por essa razão os cabos dos condutores CC do SFV selecionados serão aqueles com a maior a seção, como observado na Tabela 8

Tabela 8 – Seção dos condutores CC do SFV Modelo A.

Circuito	Seção do Condutor (mm ²)
Inversor 1: MPPT 1 – String 1.1.1	4
Inversor 1: MPPT 2 – String 1.1.2	4
Inversor 1: MPPT 3 – String 1.2.1	4
Inversor 1: MPPT 4 – String 1.2.2	4
Inversor 2: MPPT 1 – String 1.3.1	4
Inversor 2: MPPT 3 – String 1.4.1	4
Inversor 1: MPPT 4 – String 1.5.1	4

Fonte: Próprio autor.

6.5 Dimensionamento dos Condutores CA

No dimensionamento dos condutores CA para o critério da capacidade de condução de corrente foram consideradas as tabelas 36, 40 e 42 da NBR 5410:2004, os resultados dos cálculos se encontram na Tabela 9. Quanto ao critério da queda de tensão, assim como no dimensionamento CC, foi utilizado o valor limite de 1,5% de queda percentual, sendo que a NBR 5410 limita esse valor a 3%, os valores foram calculados utilizando a Equação (22) para circuitos trifásicos, os resultados dos cálculos se encontram na Tabela 10.

Tabela 9 – Dimensionamento dos condutores através do critério de condução de corrente.

Circuito	P [kW]	I _b [A]	FCT	FCA	I _{b'} [A]	I _z [A]	Seção do Condutor (mm ²)
Inversor 1 – QGBT	15	39,36	0,7	1	56,23	68	16
Inversor 2 – QGBT	15	39,36	0,7	1	56,23	68	16

Fonte: Próprio autor.

Tabela 10 – Dimensionamento dos condutores através do critério de queda de tensão.

Circuito	P [kW]	V _I [V]	I _b [A]	L [m]	ΔV [%]	Seção do Condutor (mm ²)
Inversor 1 – QGBT	20	220	52,49	3	3	1,5
Inversor 2 – QGBT	20	220	52,49	4	3	1,5

Fonte: Próprio autor.

Sendo assim os cabos dos condutores CC do SFV serão aqueles com a maior a seção calculada, nesse caso específico, o critério de condução de corrente determinou que o condutor deve ter 16 mm² como pode ser observado na tabela abaixo.

Tabela 11 – Seção dos condutores CA do Modelo A.

Circuito	Seção do Condutor (mm²)
Inversor 1 – QGBT	16
Inversor 2 – QGBT	16

Fonte: Próprio autor.

6.6 Indicadores Técnicos

Ao final do dimensionamento do Modelo A, alguns parâmetros importantes do SFV foram definidos, como a área total ocupada pelos módulos, a potência instalada e a energia gerada anualmente pela planta. Estes valores serão utilizados para calcular três indicadores técnicos que serão úteis nos capítulos posteriores.

O primeiro indicador é a TD do sistema como um todo, que a princípio foi estimada em 70% e indicou o uso de 67 módulos. Porém, por simulações computacionais, esse número caiu para 63 o que indica que a TD simulada é maior do que os 70% estimados. Nesse caso, para encontrar a taxa utilizada no *software*, foram utilizadas a Equação (2) e Equação (3), onde o resultado encontrado foi de que a TD do SFV Modelo A é de 73,49%.

O Modelo A possui 63 módulos e ocupa uma área total de 161,03 m², o que significa que o SFV gera para cada metro quadrado um total de 276,04 kWh anualmente. Esses valores foram sintetizados no segundo indicador econômico, que vamos chamar de Rendimento Anual por Área, cujo valor é de 276,04 kWh/m².

Já o terceiro é último indicador técnico é chamado no PV*SOL de Rendimento Anual Específico, que indica o quanto que 1 kWp instalado no seu SFV representa, anualmente, na produção de energia elétrica em kWh. Esse valor foi calculado pelo software ao final da simulação do Modelo A e possui o valor de 1.306,21 kWh/kWp, O resumo de todos os indicadores citados anteriormente pode ser observado na Tabela 12.

Tabela 12 –Resumo dos indicadores técnico do SFV Modelo A

Indicador Técnico	Valor
Taxa de Desempenho (TD)	73,49%
Rendimento Anual por Área	276,04 kWh/m ²
Rendimento Anual Específico	1.306,21 kWh/kWp

Fonte: Próprio autor.

7 DIMENSIONAMENTO DO MODELO B

7.1 Definição dos Módulos

Conforme o capítulo anterior, nesse modelo foram utilizados equipamentos conforme disponibilidade de fornecedores próximos. O equipamento utilizado aqui é o vidro fotovoltaico da fabricante Kromatix, o NST-EI-28-4-110MDG de coloração azul e potência de 110 Wp. Podemos observar as características elétricas, mecânicas e térmicas do equipamento no Quadro 9, no Quadro 10 e no Quadro 11 respectivamente.

Quadro 9 – Características Elétricas do Módulo NST-EI-28-4-110MDG

Tipo de Módulo	NST-EI(BI)-28-4-110MDG
Condições de Teste	STC
Potência máxima (Pmax/W)	110,00
Tensão de circuito aberto (Voc/V)	18,60
Corrente de curto-circuito (Isc/A)	7,88
Tensão máxima de energia (Vmp/V)	15,03
Corrente de potência máxima (Imp/A)	7,47
Eficiência do Módulo (%)	13,96

Fonte: Folha de dados do módulo fotovoltaico da série NST-EI-28-4-110MDG.

Nota: Adaptado pelo autor.

Quadro 10 – Características Mecânicas do Módulo NST-EI-28-4-110MDG

Nº de células	28 (7x4)
Caixa de Junção	Classificação IP67, 3 diodos <i>bypass</i>
Cabos de saída	4mm ² , 900mm de comprimento (comprimento pode ser personalizado)
Vidro frontal	6mm em vidro temperado revestido
Peso	19 kg
Dimensões	1200x670x11,5mm

Fonte: Folha de dados do módulo fotovoltaico da série NST-EI-28-4-110MDG.

Nota: Adaptado pelo autor.

Quadro 11 – Características Térmicas em STC do Módulo NST-EI-28-4-110MDG

Coefficiente de Temperatura (Isc)	+ 0,550%/°C
Coefficiente de Temperatura (Voc)	- 0,320%/°C
Coefficiente de Temperatura (Pmax)	- 0,385%/°C

Fonte: Folha de dados do módulo fotovoltaico da série NST-EI-28-4-110MDG.

Nota: Adaptado pelo autor.

Dados as características do NST-EI(BI)-28-4-110MDG, podemos avaliar a quantidade necessária de equipamentos para atender as todas as UCs.

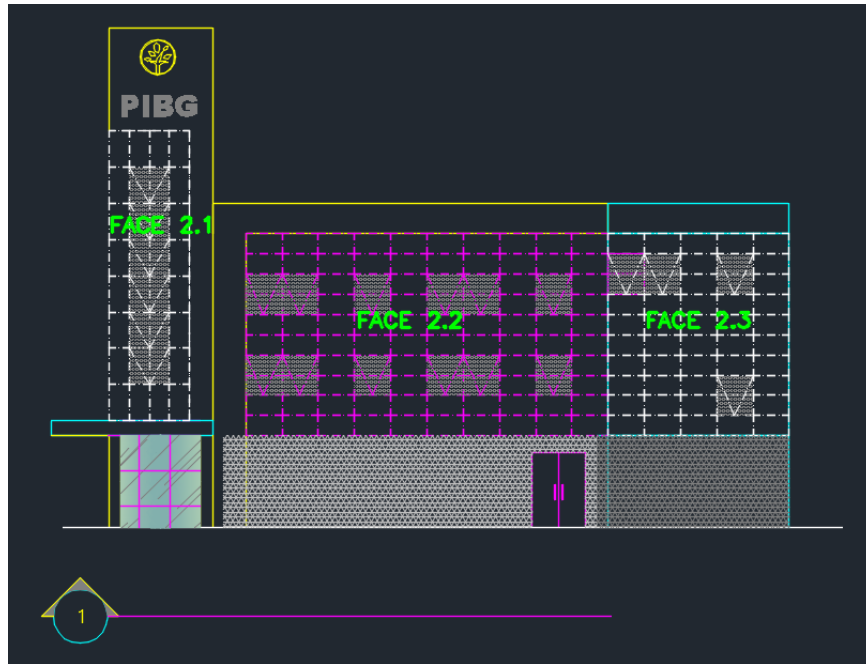
$$N_{\text{modulos3}} = \frac{P_{fv3}}{P_{BIPV}} = \frac{31.374,81}{110} = 285,23 \quad (38)$$

Todavia, conforme o módulo utilizado no modelo anterior o equipamento BIPV também possui uma degradação linear natural. O objetivo é que a quantidade de módulos será estimada para suprir a demanda atual das UCs até o vigésimo ano depois da instalação do sistema, ou seja, o dimensionado do projeto busca atender 100% da demanda até 2042.

$$N_{\text{modulos4}} = \frac{P_{fv4}}{P_{BIPV}} = \frac{31.374,81}{(1 - 12,15\%) \cdot 110} = 325,97 \quad (39)$$

Aproximando o resultado encontrado na Equação 39 temos que o SFV deve ter aproximadamente 326 equipamentos BIPVs, essa quantidade será confirmada ou refutada nas simulações feitas no PV*SOL. O *software* também será utilizado para aferir limitações físicas na PIBG, determinando a máxima quantidade de equipamentos que podem ser alocados em sua fachada.

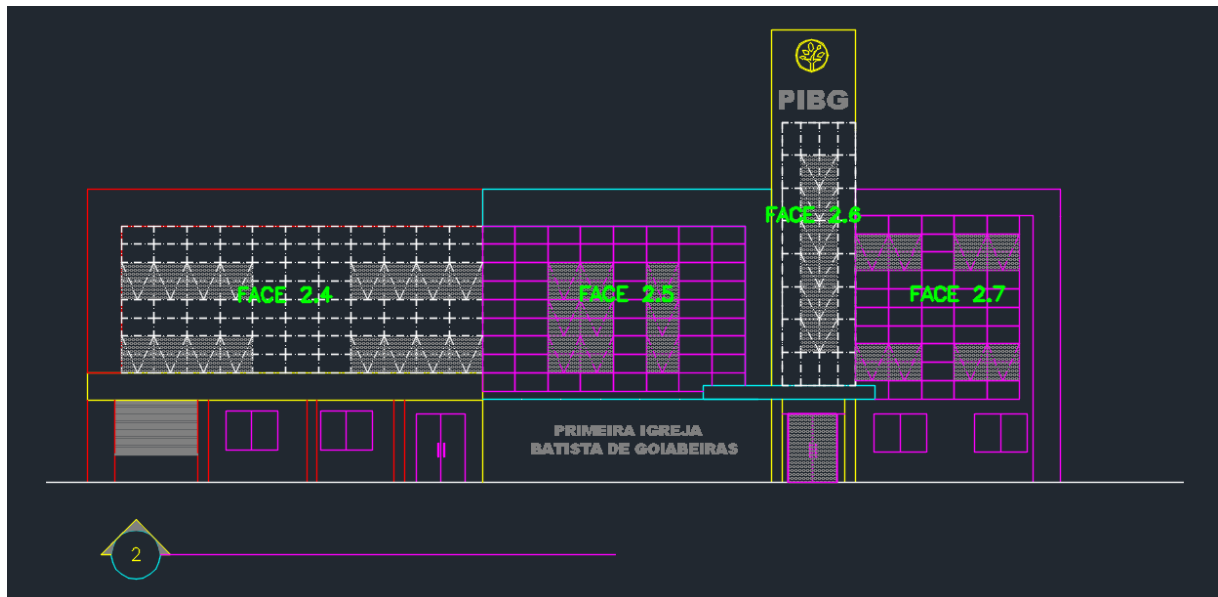
Figura 26 – Face 1 da fachada da PIBG



Fonte: Projeto arquitetônico da PIBG.

Nota: Adaptado pelo autor.

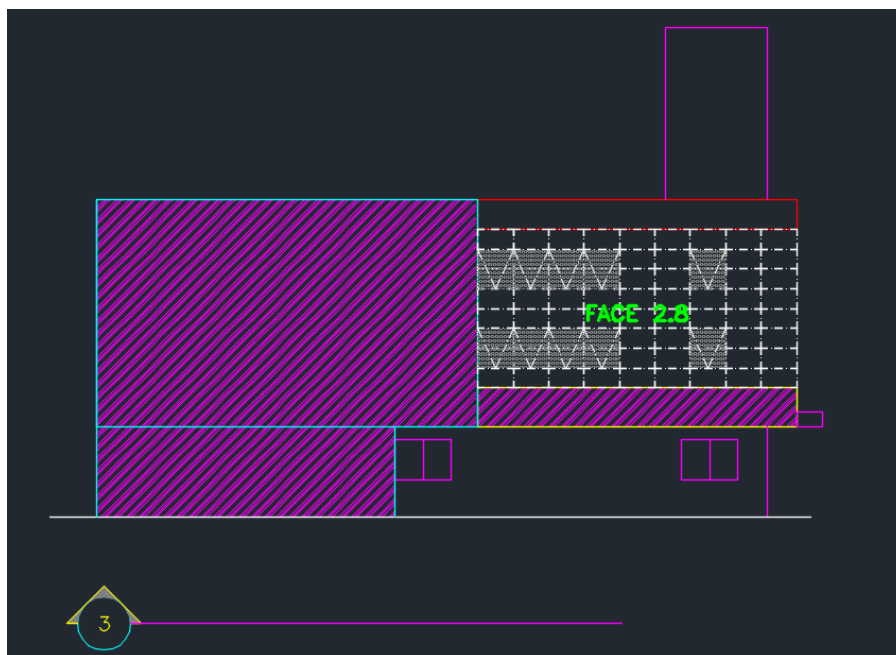
Figura 27 – Face 2 da fachada da PIBG



Fonte: Projeto arquitetônico da PIBG.

Nota: Adaptado pelo autor.

Figura 28 – Face 3 da fachada da PIBG



Fonte: Projeto arquitetônico da PIBG.

Nota: Adaptado pelo autor.

As medidas colhidas na planta foram usadas para a realização de um esboço tridimensional da estrutura da igreja, o resultado pode ser observado na Figura 29. Vale destacar que no modelo computacional foram alocados a quantidade possível de vidros fotovoltaicos em cada face da fachada, onde a máxima disposição em cada face foi contabilizada na Tabela

Figura 29 – Simulação da máxima alocação de vidros fotovoltaicos na fachada da PIBG



Fonte: Próprio autor.

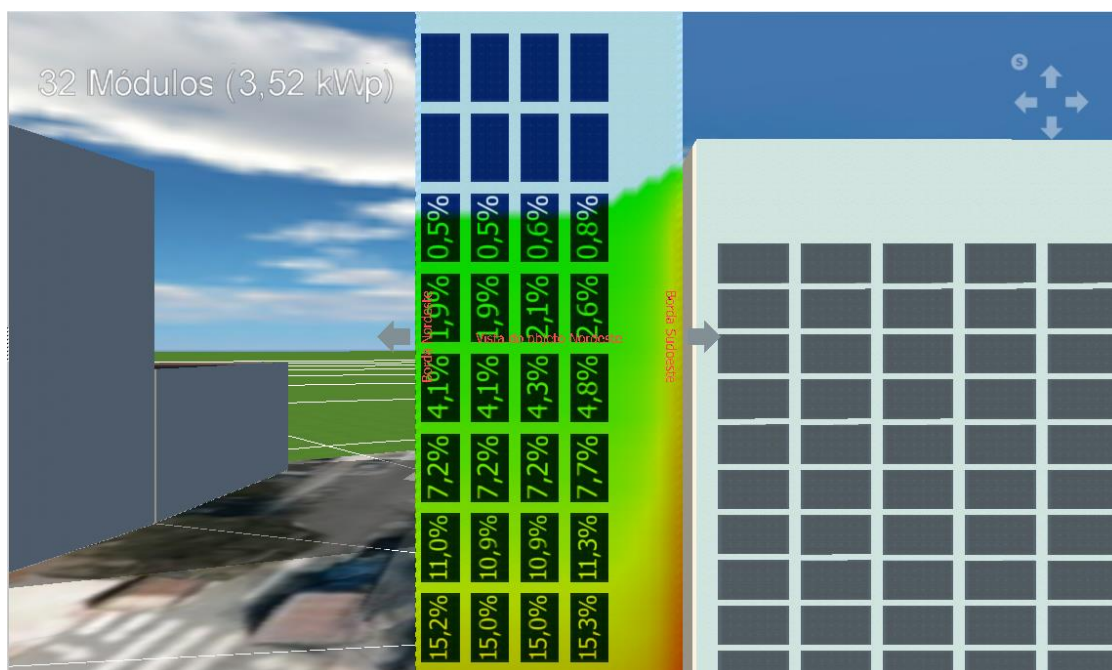
Tabela 13 – Módulos por face do telhado

Face do Telhado	Quantidade de Módulos
Face 2.1	32
Face 2.2	100
Face 2.3	50
Face 2.4	88
Face 2.5	72
Face 2.6	32
Face 2.7	50
Face 2.8	72
Total	496

Fonte: Próprio autor.

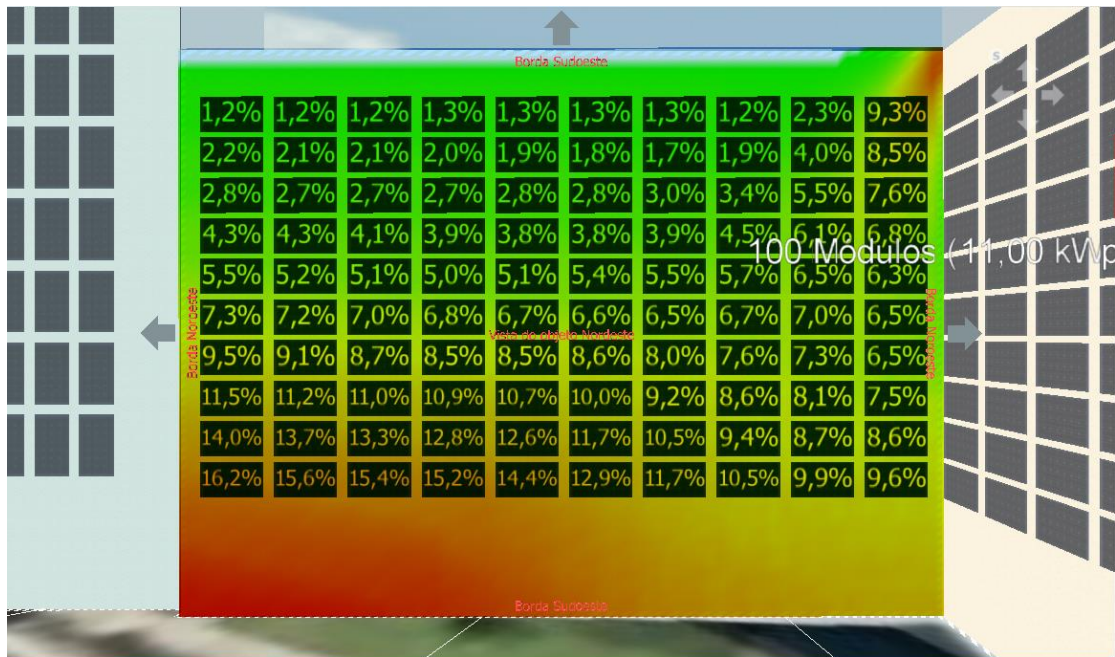
Como são necessários menos que 496 equipamentos nesse projeto, a fachada completa deveria fornecer muito mais energia do que a necessária para abastecer todas as UCs. Porém, como podemos observar nas imagens que seguem, as perdas por sombreamento fazem com que sejam necessárias simulações computacionais para aferir a quantidade real de vidros fotovoltaicos no Modelo B.

Figura 30 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.1 da fachada da PIBG



Fonte: Próprio autor.

Figura 31 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.2 da fachada da PIBG



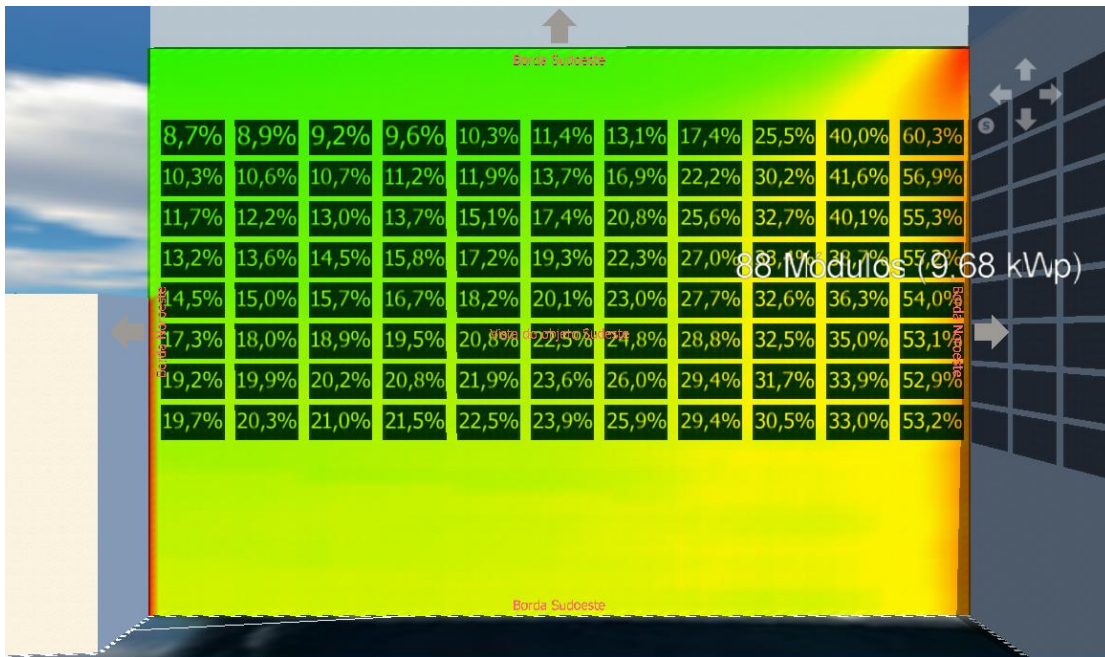
Fonte: Próprio autor.

Figura 32 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.3 da fachada da PIBG



Fonte: Próprio autor.

Figura 33 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.4 da fachada da PIBG



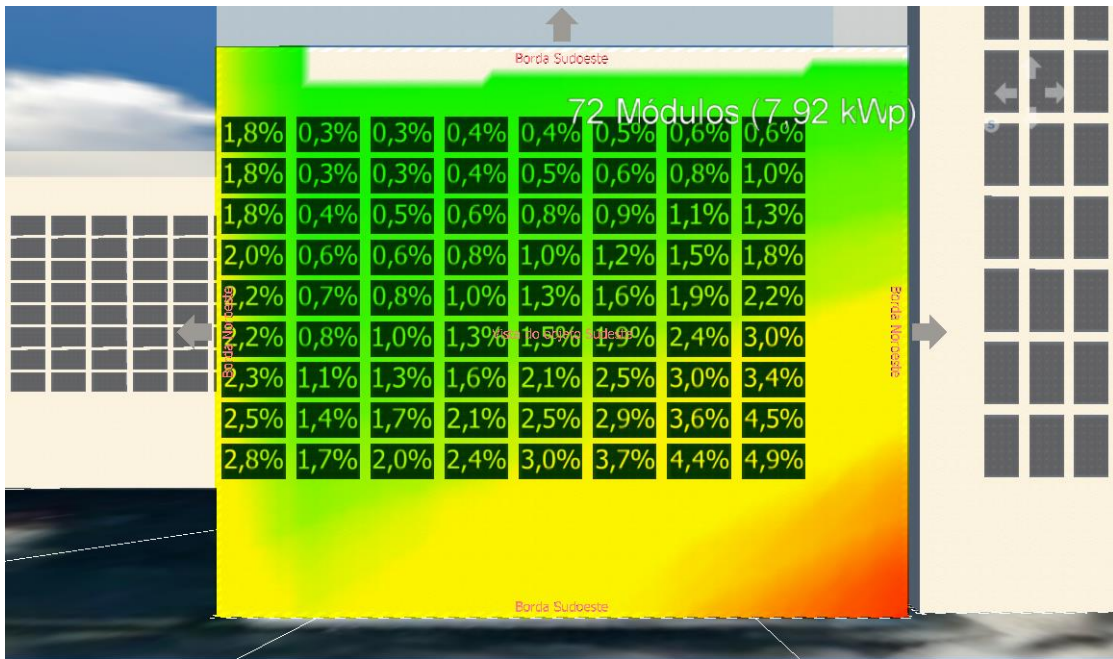
Fonte: Próprio autor.

Figura 34 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.5 da fachada da PIBG



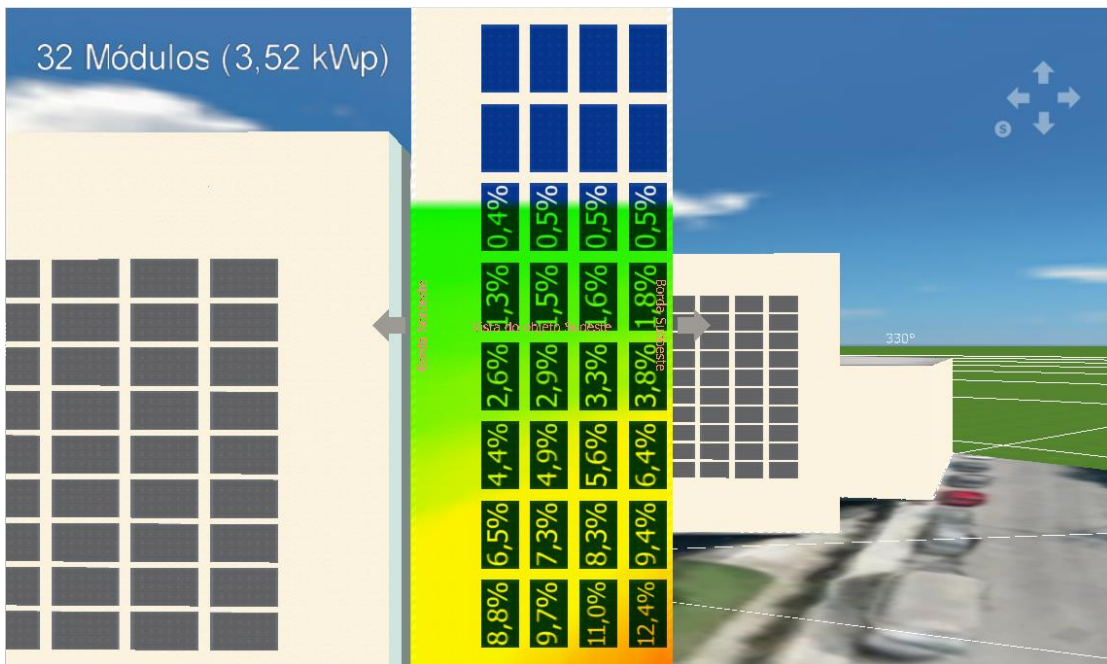
Fonte: Próprio autor.

Figura 35 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.6 da fachada da PIBG



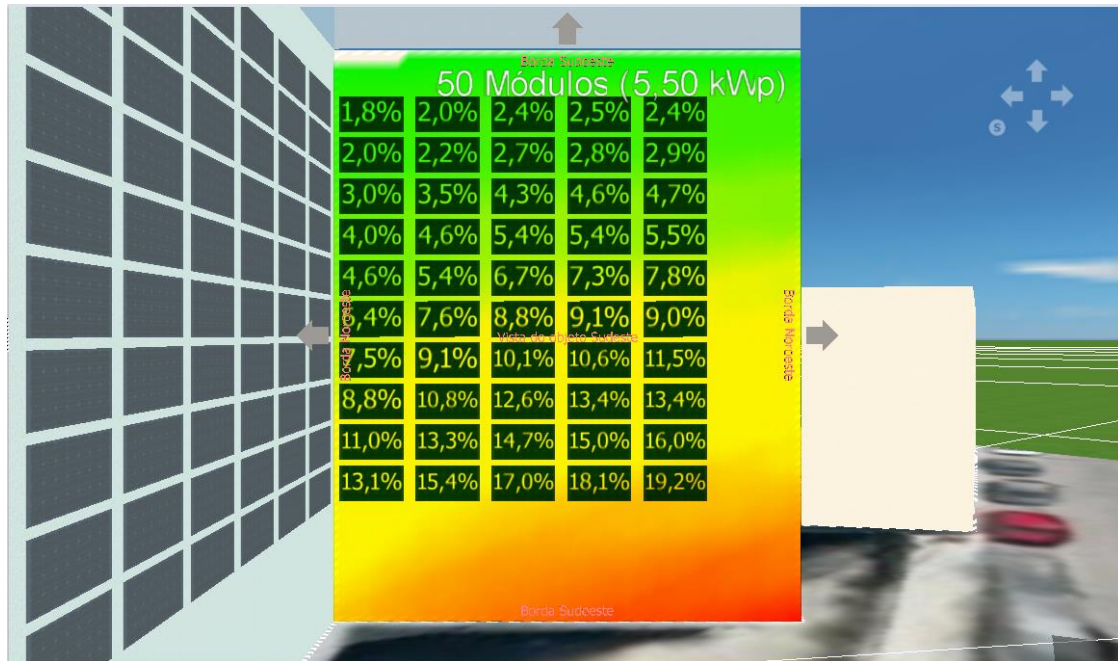
Fonte: Próprio autor.

Figura 36 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.7 da fachada da PIBG



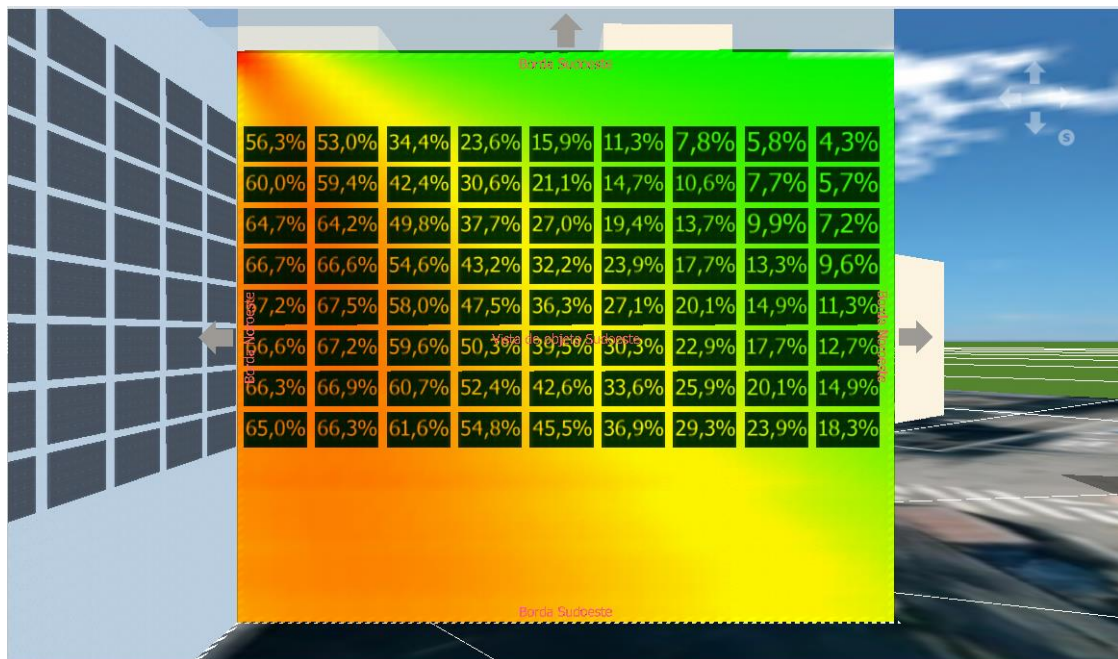
Fonte: Próprio autor.

Figura 37 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.7 da fachada da PIBG



Fonte: Próprio autor.

Figura 38 – Sombreamento dos vidros fotovoltaicos da Face 2.8 da fachada da PIBG



Fonte: Próprio autor.

As perdas dos equipamentos por sombreamento difuso podem ser observadas na Tabela 14, o qual chegou aos valores de somando as perdas ocasionadas devido ao sombreamento direto nos arranjos, a inclinação dos equipamentos e a orientação dos vidros.

Tabela 14 – Perdas por sombreamento difuso em cada face da fachada

Face do Telhado	Quantidade de Módulos	Perdas por Sombreamento Difuso
Face 2.1	32	59,09%
Face 2.2	100	63,42%
Face 2.3	50	60,17%
Face 2.4	88	64,25%
Face 2.5	72	60,17%
Face 2.6	32	60,17%
Face 2.7	50	74,61%
Face 2.8	72	70,57%

Fonte: Próprio autor

Como pode ser observado, existem pontos em que as perdas chegam a quase 75%; além disso a face com a menor perda tem um rendimento de aproximadamente 59%. Esses fatores fazem com que o projeto composto apenas por equipamentos na fachada do prédio não seja viável, pois a geração anual de energia chega a apenas 34,31 kWh/ano, esse valor é 7,9 kWh/ano menor do que a demanda das UCs. Nesse caso, foi necessário a inclusão de mais 14 módulos LR5-72HPH-540M de 540 Wp, totalizando 510 geradores no Modelo B o qual o resultado das simulações pode ser observado na Figura 39.

Figura 39 – Simulação do SFV Modelo B



Fonte: Próprio autor

7.2 Definição dos Inversores

Na escolha dos inversores do Modelo B os critérios observados no modelo A se mantiveram, ou seja, a escolha dos equipamentos teve como principais parâmetros a presença de *stringbox* integradas, disponibilidade em fornecedores locais e um elevado número de MPPTs para a conexão dos arranjos com diferentes inclinações. Assim, foram definidos que os inversores seriam os da linha MID 15-20KTL3-XL e da série MOD 3000-9000TL3-X, os quais a fabricante é Growatt, no Quadro 12 se encontram os dados técnicos de entrada e saída da linha MOD 3000-9000TL3-X.

Quadro 12 – Ficha de Dados da Linha MOD 3000-9000TL3-X da Growatt

Ficha de dados	MOD 3000TL3-X	MOD 4000TL3-X	MOD 5000TL3-X	MOD 6000TL3-X	MOD 7000TL3-X	MOD 8000TL3-X	MOD 9000TL3-X
Dados de entrada							
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para módulo STC)	4500W	6000W	7500W	9000W	10500W	12000W	13500W
Máxima tensão CC	1100V						
Tensão de partida	200V						
Faixa de tensão MPPT/ Tensão nominal	580V						
Faixa de tensão MPPT	140V-1000V						
Número de MPP trackers	2						
Número de Strings por MPP tracker	1						
Máxima corrente de entrada por MPP tracker	13A						
Máxima corrente de curto-circuito por MPP tracker	16A						
Saída							
Máxima potência nominal CA	3000W	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W	9000W
Máxima potência aparente CA	3300VA	4400VA	5500VA	6600VA	7700VA	8800VA	9900VA
Tensão nominal CA	220V/380V, 230V/400V (340-440V)						
Frequência da rede CA	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)						
Máxima corrente de saída	5.0A	6.7A	8.3A	10.0A	11.7A	13.3A	15.0A
Fator ajustável de potência	0.8f-0.8c						
THDI	<3%						
Tipo de conexão da rede CA	3W+N+PE						

Fonte: Folha de dados da linha MOD 3000-9000TL3-X da Growatt.

Definidos o espaço amostral o qual os inversores devem ser escolhidos, o próximo passo é dividir os geradores fotovoltaicos em string conectando os equipamentos com a mesma inclinação e orientação, para assim evitar perdas por *mismatch*. Os resultados dessa segmentação estão ilustrados na Tabela 15.

Tabela 15 – Características elétricas de cada arranjo fotovoltaico do SFV Modelo B

Face do Telhado	String	Quantidade de Módulos em Série	Voc [V] 15 C°, 1000 W/m ²	Vmp [V] 15 C°, 1000 W/m ²	Vmp [V] 70 C°, 1000 W/m ²	Isc [A] 70 C°, 1000 W/m ²
Face 1.1	String 1.1.1	7	355,86	299,42	304,40	13,92
	String 1.1.2	7	355,86	299,42	304,40	13,92
Face 2.1	String 2.1.1	32	614,25	496,35	509,49	7,92
Face 2.2	String 2.2.1	25	479,88	387,77	398,04	7,92
	String 2.2.2	25	479,88	387,77	398,04	7,92
	String 2.2.3	25	479,88	387,77	398,04	7,92
	String 2.2.3	25	479,88	387,77	398,04	7,92
Face 2.3	String 2.3.1	25	479,88	387,77	398,04	7,92
	String 2.3.2	25	479,88	387,77	398,04	7,92
Face 2.4	String 2.4.1	22	422,29	341,24	350,28	7,92
	String 2.4.2	22	422,29	341,24	350,28	7,92
	String 2.4.3	22	422,29	341,24	350,28	7,92
	String 2.4.4	22	422,29	341,24	350,28	7,92
Face 2.5	String 2.5.1	36	691,03	558,39	573,18	7,92
	String 2.5.2	36	691,03	558,39	573,18	7,92
Face 2.6	String 2.6.1	32	614,25	496,35	509,49	7,92
Face 2.7	String 2.7.1	25	479,88	387,77	398,04	7,92
	String 2.7.2	25	479,88	387,77	398,04	7,92
Face 2.8	String 2.8.1	36	691,03	558,39	573,18	7,92
	String 2.8.2	36	691,03	558,39	573,18	7,92

Fonte: Próprio autor.

Dadas as peculiaridades de cada *string* foram escolhidos dois inversores MID 20TL3-XL de 20 kW e dois inversores MOD 8000TL3-X de 8 kW para o projeto. As divisões foram feitas respeitando os parâmetros construtivos de cada equipamento, além dos limites de tensão e corrente estabelecidos pelo fabricante em cada MPPT, sendo que divisão de cada conjunto de *strings* por MTTP é descrita na Tabela 16.

Tabela 16 – Características elétricas de cada MTTP do SFV Modelo B

Inversor	MPPT	String	Voc [V] 15 C°, 1000 W/m²	Vmp [V] 15 C°, 1000 W/m²	Vmp [V] 70 C°, 1000 W/m²	Isc [A] 70 C°, 1000 W/m²
Inversor 1 – MOD 8000TL3-X	1	String 1.1.1	355,86	299,42	304,40	13,92
	2	String 1.1.2	355,86	299,42	304,40	13,92
Inversor 2 – MOD 8000TL3-X	1	String 2.1.1	614,25	496,35	509,49	7,92
	2	String 2.6.1	614,25	496,35	509,49	7,92
Inversor 3 – MID 20TL3-XL	1	String 2.2.1	614,25	496,35	509,49	15,84
		String 2.2.2				
	2	String 2.2.3	614,25	496,35	509,49	15,84
		String 2.2.4				
	3	String 2.7.1	614,25	496,35	509,49	15,84
		String 2.7.2				
	4	String 2.3.1	614,25	496,35	509,49	15,84
		String 2.3.2				
Inversor 4 – MID 20TL3-XL	1	String 2.4.1	422,29	341,24	350,28	15,84
		String 2.4.2				
	2	String 2.4.3	422,29	341,24	350,28	15,84
		String 2.4.4				
	3	String 2.8.1	691,03	558,39	573,18	15,84
		String 2.8.2				
	4	String 2.5.1	691,03	558,39	573,18	15,84
		String 2.5.2				

Fonte: Próprio autor.

Além disso, cada inversor possui um FDI distinto, que deveria possuir um valor próximo a 130%, fato esse que não pode ocorrer devido as limitações no lado CC de cada equipamento.

$$FDI_1 = \frac{P_{inversor1}}{P_{fv1}} = \frac{7,56}{8} = 94,5\% \quad (40)$$

$$FDI_2 = \frac{P_{inversor2}}{P_{fv2}} = \frac{7,04}{8} = 88\% \quad (41)$$

$$FDI_3 = \frac{P_{inversor3}}{P_{fv3}} = \frac{25,52}{20} = 127,6\% \quad (42)$$

$$FDI_4 = \frac{P_{inversor4}}{P_{fv4}} = \frac{22}{20} = 110\% \quad (43)$$

Assim como os inversores da linha MID 15-20KTL3-XL os equipamentos da série MOD 3000-9000TL3-X da Growatt possuem as conexões dos arranjos nos inversores feitas através de conectores do tipo MC4 com um *range* de 4mm² a 6mm², como indicado em seu manual de instalação e operação.

7.3 Dimensionamento das Proteções CC e CA

As proteções dos inversores devem seguir estritamente a orientação das normas vigentes, neste caso específico as normas NBR5410, 5419, 16612 e 1660. Na seção 6.3 foi verificado que os equipamentos da série MID 15-20TL3-XL possuem uma série de proteções, como proteção contra sobretensão, contra sobrecorrente, contra choque elétrico e capacidade de seccionamento dos seus circuitos, além disso, também possuem proteção contra surtos CC e CA integrados ao equipamento. E, como é nos inversores MID 20TL3-XL, assim também é no MOD 8000TL3-X que possui uma série de proteções, descritas no Quadro 13, que atendem aos pré-requisitos exigidos por norma, com exceção dos disjuntores no lado de CA que devem ser instalados no QGBT da igreja.

Quadro 13 – Dispositivos de proteção da linha MOD 3000-9000TL3-X da Growatt

Proteções	
Proteção de polaridade reversa CC	Sim
Interruptor CC	Sim
Proteção CA/CC de surtos	Type II / Type II
Monitoramento de resistência de isolamento	Sim
Proteção de curto circuito CA	Sim
Monitoramento de falha do terra	Sim
Monitoramento da rede	Sim
Proteção anti-lichamento	Sim
Unidade de monitoramento da corrente residual	Sim
Monitoramento de falha da string	Sim
Proteção AFCI	OPC

Fonte: Folha de dados da linha MOD 3000-9000TL3-X da Growatt.

O dimensionamento dos disjuntores responsáveis pelo seccionamento e proteção dos circuitos no QGBT foi realizado utilizando o critério de sobrecarga conforme NBR 5410:2004, sendo que seus valores podem ser observados na Tabela 17. Outro ponto a se destacar é que, para manter a organização do QGBT e atender ao critério de curto-circuito, foram escolhidos quatro disjuntores, dois SDD63C63 de 63 A e dois SDD63C25 de 25 A, ambos da Steck.

Tabela 17 – Dimensionamento de proteção do SFV Modelo B

Circuito	P [kW]	VI [V]	Ib [A]	Ib' [A]	Iz [A]	In [A]	Nº de Polos
Inversor 1 - MID 20TL3-XL	20	220	52,49	52,49	68	63	3
Inversor 2 - MID 20TL3-XL	20	220	52,49	52,49	68	63	3
Inversor 1 - MOD 8000TL3-X	8	220	20,99	20,99	28	25	3
Inversor 1 - MOD 8000TL3-X	8	220	20,99	20,99	28	25	3

Fonte: Próprio autor.

7.4 Dimensionamento dos Condutores CC

No dimensionamento de condutores no lado CC os critérios utilizados serão os de queda de tensão, de condução de corrente e de mínima capacidade. O primeiro critério foi simulado no PV*SOL com sua queda de tensão limitada a 1,5%, os valores encontrados se encontram na Figura 44, Figura 45, Figura 46 e Figura 47. Quanto aos dois últimos, estes foram calculados e seus resultados estão expostos na Tabela 18. Também vale destacar que, como citado na seção 7.2, ambos os inversores possuem um *range* de entrada dos conectores do tipo MC4 que varia de 4mm² a 6mm². Vale frisar que os diâmetros dos condutores se encontram na Tabela 19 e serão escolhidos aqueles com a maior espessura.

Figura 40 – Dimensionamento dos condutores CC do inversor 1

String	Comprimento [m]	Seção [mm ²]	Material	Perda [%]	Potência [W]
Cabos dos strings (Seguidor PMP 1)	92	6	Cobre	1,19 %	45,1
Cabos dos strings (Seguidor PMP 2)	96	6	Cobre	1,25 %	47,1

Fonte: Próprio autor.

Figura 41 – Dimensionamento dos condutores CC do inversor 2

Cabos dos strings (Seguidor PMP 1)					
Cabo do string (1x Ida e volta)	<input type="text" value="85"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	0,59 % (20,8 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 2)					
Cabo do string (1x Ida e volta)	<input type="text" value="79"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	0,55 % (19,3 W)

Fonte: Próprio autor.

Figura 42 – Dimensionamento dos condutores CC do inversor 3

Cabos dos strings (Seguidor PMP 1)					
Cabo do string (2x Ida e volta)	<input type="text" value="307"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	1,36 % (74,9 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 2)					
Cabo do string (2x Ida e volta)	<input type="text" value="278"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	1,23 % (67,9 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 3)					
Cabo do string (2x Ida e volta)	<input type="text" value="245"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	1,09 % (59,8 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 4)					
Cabo do string (2x Ida e volta)	<input type="text" value="204"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	0,91 % (49,8 W)

Fonte: Próprio autor.

Figura 43 – Dimensionamento dos condutores CC do inversor 4

Cabos dos strings (Seguidor PMP 1)					
Cabo do string (2x Ida e volta)	<input type="text" value="142"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	0,44 % (34,7 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 2)					
Cabo do string (2x Ida e volta)	<input type="text" value="123"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	0,38 % (30 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 3)					
Cabo do string (2x Ida e volta)	<input type="text" value="104"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	0,52 % (25,4 W)
Cabos dos strings (Seguidor PMP 4)					
Cabo do string (2x Ida e volta)	<input type="text" value="61"/>	m	<input type="text" value="4 mm<sup>2</sup>"/>	Cobre	0,31 % (14,9 W)

Fonte: Próprio autor.

Tabela 18 – Dimensionamento dos condutores CC do SFV Modelo B

Circuito	I _b [A]	I _{cmin} [A]	FCT	FCA	I _{b'} [A]	I _z [A]	Seção do Condutor (mm ²)
Inversor 1: MPPT 1	13,85	20,78	1	0,8	17,31	23	1,5
Inversor 1: MPPT 2	13,85	20,78	1	0,8	17,31	23	1,5
Inversor 2: MPPT 1	7,88	11,82	1	0,8	9,85	23	1,5
Inversor 2: MPPT 2	7,88	11,82	1	0,8	9,85	23	1,5
Inversor 3: MPPT 1	7,88	20,18	1	0,65	12,12	23	1,5
Inversor 3: MPPT 2	7,88	20,18	1	0,65	12,12	23	1,5
Inversor 3: MPPT 3	7,88	20,18	1	0,65	12,12	23	1,5
Inversor 3: MPPT 4	7,88	20,18	1	0,65	12,12	23	1,5
Inversor 4: MPPT 1	7,88	20,18	1	0,65	12,12	23	1,5
Inversor 4: MPPT 2	7,88	20,18	1	0,65	12,12	23	1,5
Inversor 4: MPPT 3	7,88	20,18	1	0,65	12,12	23	1,5
Inversor 4: MPPT 4	7,88	20,18	1	0,65	12,12	23	1,5

Fonte: Próprio autor.

Tabela 19 – Seção dos condutores CC do Modelo B

Inversor	MPPT	String	Seção do Condutor (mm ²)
Inversor 1 – MOD 8000TL3-X	1	String 1.1.1	6
	2	String 1.1.2	6
Inversor 2 – MOD 8000TL3-X	1	String 2.1.1	4
	2	String 2.6.1	4
Inversor 3 – MID 20TL3-XL	1	String 2.2.1	4
		String 2.2.2	
	2	String 2.2.3	4
		String 2.2.4	
	3	String 2.7.1	4
		String 2.7.2	
	4	String 2.3.1	4
		String 2.3.2	
Inversor 4 – MID 20TL3-XL	1	String 2.4.1	4
		String 2.4.2	
	2	String 2.4.3	4
		String 2.4.4	
	3	String 2.8.1	4
		String 2.8.2	
	4	String 2.5.1	4

Fonte: Próprio autor.

7.5 Dimensionamento dos Condutores CA

O mesmo padrão seguido no dimensionamento dos condutores CC também será utilizado para dimensionar os condutores CA, onde os condutores do SFV serão aqueles com a maior a seção calculada. Uma diferença nesta seção é que serão considerados para calcular o critério da capacidade de condução de corrente as tabelas 36, 40 e 42 da NBR 5410:2004, sendo que os resultados dos cálculos se encontram na Tabela 20. Quanto ao critério da queda de tensão, assim como no dimensionamento CC, foi utilizado o valor limite de 1,5% de queda percentual, os valores encontrados podem ser visualizados na Tabela 21. O diâmetro final dos condutores CA estão definidos na tabela Tabela 22.

Tabela 20 – Dimensionamento dos condutores através do critério de condução de corrente

Circuito	P [kW]	I _b [A]	FCT	FCA	I _{b'} [A]	I _z [A]	Seção do Condutor (mm ²)
Inversor 1 – QGBT	8	20,99	1	0,7	29,99	37	4
Inversor 2 – QGBT	8	20,99	1	0,7	29,99	37	4
Inversor 3 – QGBT	20	52,49	1	0,7	74,99	88	16
Inversor 4 – QGBT	20	52,49	1	0,7	72,99	88	16

Fonte: Próprio autor.

Tabela 21 – Dimensionamento dos condutores através do critério de queda de tensão

Circuito	P [kW]	V _I [V]	I _b [A]	L [m]	ΔV [%]	Seção do Condutor (mm ²)
Inversor 1 – QGBT	8	220	20,99	3	3	1,5
Inversor 2 – QGBT	8	220	20,99	4,5	3	1,5
Inversor 3 – QGBT	20	220	52,49	6	3	1,5
Inversor 4 – QGBT	20	220	52,49	7,5	3	1,5

Fonte: Próprio autor.

Tabela 22 – Seção dos condutores CA do Modelo B

Circuito	Seção do Condutor (mm ²)
Inversor 1 – QGBT	4
Inversor 2 – QGBT	4
Inversor 3 – QGBT	16
Inversor 4 – QGBT	16

Fonte: Próprio autor.

7.6 Indicadores Técnicos

Assim como no Modelo A, alguns parâmetros importantes do SFV Modelo B foram definidos ao final do seu dimensionamento; e com isso indicadores técnicos podem ser estimados para serem utilizados em comparações entre diferentes modelos de SFVs. Os indicadores avaliados foram a TD do sistema, o Rendimento Anual por Área e o Rendimento Anual Específico.

A TD desse modelo foi estimada inicialmente em 70% e indicou o uso de apenas 326 equipamentos, isso se mostrou como um superdimensionamento pois tais valores não foram confirmados nas simulações do PV*SOL; o *software* indicou a necessidade de 396 vidros de 110 Wp e 14 módulos de 540 Wp. Por essa razão a TD do SFV Modelo B encontrado nas simulações foi de aproximadamente 40,24%.

O Modelo B possui 510 equipamentos, 14 módulos e 496 vidros fotovoltaicos, ocupando uma área total de 449,587 m². Calculando o Rendimento Anual por Área do SFV Modelo B encontra-se o valor é de 939,07 kWh/m².

O último indicador é o Rendimento Anual Específico, que especifica o quanto 1 kWp instalado representa na geração anual de energia elétrica do seu SFV. Tal indicador foi simulado no PV*SOL que chegou a um valor de 716,55 kWh/kWp. Pode-se observar, de maneira resumida, todos os indicadores técnicos citados anteriormente na Tabela 24.

Tabela 23 –Resumo dos indicadores técnico do SFV Modelo B

Indicador Técnico	Valor
Taxa de Desempenho (TD)	40,24%
Rendimento Anual por Área	939,07 kWh/m ²
Rendimento Anual Específico	716,55 kWh/kWp

Fonte: Próprio autor.

8 ANÁLISE FINANCEIRA

8.1 Projeto Modelo A

Conforme especificado desde o início do projeto, o dimensionamento do sistema foi feito pensando na disponibilidade de fornecedores locais. A Tabela 24 descreve todos os componentes necessários para a elaboração do Modelo A, conforme disponibilidade de material e a descrição do fornecedor sobre o produto.

Tabela 24 – Lista de Materiais Modelo A

Descrição	Unidade de Medida	Quantidade	Valor Total
Longi LR5-72HPH 540Wp	und.	63	R\$ 68.797,96
Growatt MID 15KTL3-XL 220V - 4MPPT	und.	2	R\$ 30.578,00
Conector PV-LR5 Longi	und.	26	R\$ 135,82
Cabo Solar 4mm ² Preto Com Proteção UV	m	276	R\$ 1.293,61
Cabo Solar 4mm ² Vermelho Com Proteção UV	m	276	R\$ 1.293,61
Cabo 16mm ² Preto	m	21	R\$ 272,79
Cabo 16mm ² Azul Claro	m	7	R\$ 90,93
Steck SDD63C40 DIN Tripolar 40a	und.	2	R\$ 113,80
Perfil Suporte Smart 4,2m	und.	37	R\$ 5.280,50
Kit Prisioneiro 304 M10x300	und.	106	
Grampo Intermediário Smart	und.	112	
Grampo Terminal Smart	und.	32	
Junção U Do Perfil	und.	36	

Fonte: Próprio autor.

Logo, o valor de R\$ 107.857,02 é referente ao somatório de todos os materiais necessários para a implantação do Modelo A. Porém, vale ressaltar que, além dos custos dos insumos do projeto, também é necessário precificar o valor da mão de obra de instalação dos módulos, da infraestrutura e do cabeamento de todo o SFV. Fazendo uma pesquisa de mercado foi verificado que o valor médio de instalação é de aproximadamente R\$ 80,00 por módulo, o que corresponde a um custo total de R\$ 5.040,00.

Somando os valores dos equipamentos e mão de obra têm-se que o orçamento do Modelo A é de R\$ 112.891,02. Sendo que, para a análise financeira do SFV Modelo A, foi utilizado o

software PV*SOL, o qual será utilizado para calcular todos os parâmetros financeiros citados na seção 4.8. Os resultados das simulações se encontram na Tabela 29.

Tabela 25 – Indicadores Econômicos Modelo A

Parâmetros Econômicos	Valores
VPL	R\$ 2.238.539,71
<i>Payback</i> Simples	4,6 Anos
<i>Payback</i> Descontado	3,9 Anos
TIR Nominal	31,39%
TIR Real	18,98%
LCOE	R\$ 0,1012/ kWh

Fonte: Próprio autor.

Vale destacar que para o cálculo do *Payback* Descontado e do TIR Real, que foram demonstrados na seção 4.8, foram considerados no cálculo uma TMA de 12,41%, que corresponde ao valor do Tesouro Prefixado 2025 no dia 5 de fevereiro de 2022 segundo o *website* do Tesouro Direto, além de uma inflação de 10,38% que corresponde ao IPCA acumulado dos últimos 12 meses, que também foi pesquisado na mesma data do Tesouro Prefixado, porém no site oficial do IBGE.

8.2 Impactos da Nova Legislação no Projeto Modelo A

Essa seção é destinada para averiguar o impacto do Marco Legal de Geração distribuída nos indicadores econômicos do Projeto Modelo A. Para isso foi considerado que o processo de instalação da microgeração fotovoltaico fosse feito fora do período de carência estipulado pelo Governo Federal, ou seja, a partir do dia 6 de janeiro de 2023. Nesse contexto a igreja deixaria de compensar totalmente a TUSD Fio B com a produção de energia do seu SFV, sofrendo aumentos de forma gradativa até que em 2029 o valor total da tarifa seja descontado dos valores compensados. Essa evolução pode ser observada na Figura 44 que mostra detalhadamente como serão feitos os aumentos gradativos da participação do pagamento da TUSD Fio B por parte dos clientes.

Figura 44 – Incremento gradual das taxas de fio B segundo o MLGD

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Website Greener Solar

Para verificar o valor da TUSD Fio B aplicado pela EDP ES, foi utilizado uma fatura de energia referente ao mês de janeiro de 2022. Nela podemos ver claramente a porcentagem que representa cada um dos valores que compõe a fatura de energia, sendo que todos esses resultados colhidos podem ser observados no Quadro 14.

Quadro 14 – Detalhes do Valor da Fatura de Energia

Detalhes do Valor Faturado	Valores	Percentual
Energia Elétrica	R\$ 1.602,52	35,42%
Distribuição	R\$ 867,05	19,16%
Transmissão	R\$ 233,30	5,16%
Encargos Setoriais	R\$ 435,84	9,63%
Impostos/ Tributos	R\$ 1.385,57	30,63%
Total	R\$ 4.524,28	100,00%

Fonte: Fatura da EDP.

Nota: Adaptado pelo autor.

Como o Fio B é a caracterizado pelos custos vinculados a utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local até as residências, comércio e indústrias, pode-se inferir que o valor dessa tarifa corresponde a 13,30% do valor do kWh praticado pela EDP-ES. Logo, para estimar o impacto causado pelo MLGD nos indicadores econômicos dos SFVs, serão avaliados separadamente os valores de cada ano, aumentando gradativamente a participação da PIBG nesse pagamento até que todos os 13,30% sejam totalmente cobrados em 2029. Outro ponto que vale ser destacado é que todas as UCs possuem valor mínimo faturável e, portanto, serão desconsiderados nos cálculos as taxas de disponibilidade de cada uma delas. A partir dos pontos citados, estimativas do provável fluxo de caixa do sistema foram feitas no *software* PV*SOL e o seus resultados se encontram na Tabela 26.

Tabela 26 – Fluxo de caixa do SFV Modelo A sujeito ao MLGD

Ano	Investimento	Economia de Energia	Fluxo de Caixa Anual	Fluxo de Caixa Acumulado
2022	-R\$ 112.419,50	R\$ 22.814,46	-R\$ 89.605,04	-R\$ 89.605,04
2023	R\$ -	R\$ 26.378,89	R\$ 26.378,89	-R\$ 63.226,15
2024	R\$ -	R\$ 28.344,43	R\$ 28.344,43	-R\$ 34.881,72
2025	R\$ -	R\$ 30.441,60	R\$ 30.441,60	-R\$ 4.440,12
2026	R\$ -	R\$ 32.677,32	R\$ 32.677,32	R\$ 28.237,20
2027	R\$ -	R\$ 35.058,71	R\$ 35.058,71	R\$ 63.295,91
2028	R\$ -	R\$ 37.883,43	R\$ 37.883,43	R\$ 101.179,34
2029	R\$ -	R\$ 41.562,09	R\$ 41.562,09	R\$ 142.741,43
2030	R\$ -	R\$ 45.596,16	R\$ 45.596,16	R\$ 188.337,59
2031	R\$ -	R\$ 50.019,80	R\$ 50.019,80	R\$ 238.357,39
2032	R\$ -	R\$ 54.870,37	R\$ 54.870,37	R\$ 293.227,76
2033	R\$ -	R\$ 60.188,84	R\$ 60.188,84	R\$ 353.416,60
2034	R\$ -	R\$ 66.020,08	R\$ 66.020,08	R\$ 419.436,68
2035	R\$ -	R\$ 72.413,22	R\$ 72.413,22	R\$ 491.849,90
2036	R\$ -	R\$ 79.422,06	R\$ 79.422,06	R\$ 571.271,96
2037	R\$ -	R\$ 87.105,52	R\$ 87.105,52	R\$ 658.377,48
2038	R\$ -	R\$ 95.528,10	R\$ 95.528,10	R\$ 753.905,58
2039	R\$ -	R\$ 104.760,47	R\$ 104.760,47	R\$ 858.666,05
2040	R\$ -	R\$ 114.879,91	R\$ 114.879,91	R\$ 973.545,96
2041	R\$ -	R\$ 125.971,11	R\$ 125.971,11	R\$ 1.099.517,07
2042	R\$ -	R\$ 138.126,73	R\$ 138.126,73	R\$ 1.237.643,80
2043	R\$ -	R\$ 151.448,23	R\$ 151.448,23	R\$ 1.389.092,03
2044	R\$ -	R\$ 166.046,63	R\$ 166.046,63	R\$ 1.555.138,66
2045	R\$ -	R\$ 182.043,44	R\$ 182.043,44	R\$ 1.737.182,10
2046	R\$ -	R\$ 199.571,59	R\$ 199.571,59	R\$ 1.936.753,69

Fonte: Próprio autor.

Os impactos causados em homologar um SFV de microgeração em um ambiente sujeito ao MLGD se encontram na Tabela 27, onde a última coluna representa o aumento em porcentagem dos indicadores econômicos do Modelo A. Vale destacar que um incremento na porcentagem dos indicadores VPL, TIR nominal e TIR real é positivo, ao contrário do *payback* simples, *payback* descontado e do LCOE que quando são incrementados percentualmente é considerado que houve uma piora nos indicadores. Além disso, na tabela Tabela 27, para melhor exemplificar os impactos do MLGD, os valores da última coluna serão representados com a cor verde em caso de melhora do indicador e vermelho no caso de uma piora.

Tabela 27 – 8.2 Impactos da Nova Legislação no Projeto Modelo A

Parâmetros Econômicos	Valores Regime Atual	Valores MLGD	Aumento Percentual
VPL	R\$ 2.238.539,71	R\$ 1.936.753,69	-13,48%
<i>Payback</i> Simples	4,6 anos	5 anos	8,70%
<i>Payback</i> Descontado	3,9 anos	4,2 anos	7,69%
TIR Nominal	31,39%	28,35%	-3,04%
TIR Real	18,98%	15,94%	-3,04%
LCOE	R\$ 0,1012/ kWh	R\$ 0,1012/ kWh	-

Fonte: Próprio autor.

8.3 Projeto Modelo B

A Tabela 28 é uma lista de materiais necessária para a elaboração do Modelo B, conforme disponibilidade de material e a descrição do fornecedor sobre o produto, assim como o modelo A. Porém, diferente da seção anterior, alguns produtos possuem algumas particularidades, como o módulo NST-EI-28-4-110MDG de 110 Wp que possui incluso no seu valor total, os custos da sua instalação, mão de obra e estruturas de fixação e de conexão. Logo, os itens de conexão entre os módulos (conectores MC4) e estruturas metálicas de fixação na fachada não estão descritos na lista de materiais, pois estão inclusos no valor final do primeiro item da Tabela 28.

Essa precificação dos módulos com a mão de obra inclusa é feita por meio do metro quadrado da fachada. Como ela possui aproximadamente 398,78 m² e o valor da fachada fotovoltaica, segundo o seu fornecedor, é de R\$ 2.600,00 por metro quadrado (aproximadamente 73% mais caro que a fachada de vidro tradicional) temos que o custo da implementação dessa parte do projeto é de R\$ 1.036.838,40. O valor final do orçamento é de R\$ 1.117.310,24, contabilizando todos os materiais e mão de obra necessárias.

Tabela 28 – Lista de Materiais Modelo B.

Descrição	Unidade de Medida	Quantidade	Valor
Kromatix LR5-72HPH 110Wp	und.	496	R\$ 1.036.838,40
Longi LR5-72HPH 540Wp	und.	14	R\$ 15.288,44
Growatt MID 15KTL3-XL 220V - 4MPPT	und.	2	R\$ 30.578,00
Growatt MOD 8000KTL3-X 220V - 2MPPT	und.	2	R\$ 13.158,00
Conector PV-LR5 Longi	und.	26	R\$ 135,82
Cabo Solar 4mm ² Preto Com Proteção UV	m	276	R\$ 7.630,42
Cabo Solar 4mm ² Vermelho Com Proteção UV	m	276	R\$ 7.630,42
Cabo Solar 6mm ² Preto Com Proteção UV	m	276	R\$ 1.321,73
Cabo Solar 6mm ² Vermelho Com Proteção UV	m	276	R\$ 1.321,73
Cabo 10mm ² Preto	m	21	R\$ 954,77
Cabo 10mm ² Azul Claro	m	7	R\$ 318,26
Cabo 16mm ² Preto	m	21	R\$ 561,17
Cabo 16mm ² Azul Claro	m	7	R\$ 187,06
Steck SDD63C40 DIN Tripolar 25a	und.	2	R\$ 62,18
Steck SDD63C40 DIN Tripolar 63a	und.	2	R\$ 150,40
Perfil Suporte Smart 4,2m	und.	8	R\$ 1.173,44
Kit Prisioneiro 304 M10x300	und.	24	
Grampo Intermediário Smart	und.	25	
Grampo Terminal Smart	und.	7	
Junção U Do Perfil	und.	8	

Fonte: Próprio autor.

O levantamento dos seus indicadores econômicos se encontra na Tabela 29, onde, assim como no SFV Modelo A, foram utilizados no cálculo uma TMA de 12,41%, e uma inflação de 10,38%.

Tabela 29 – Indicadores Econômicos Modelo B

Parâmetros Econômicos	Valores
VPL	R\$ 1.411.972,41
<i>Payback</i> Simples	46 anos
<i>Payback</i> Descontado	17,8 anos
TIR Nominal	4,93%
TIR Real	-7,48%
LCOE	R\$ 1,0040/ kWh

Fonte: Próprio autor.

8.4 Impactos da Nova Legislação no Projeto Modelo B

Assim como o Modelo A, o SFV Modelo B também foi afetado pelo MLGD e possui piores nos seus indicadores econômicos devido a cobrança gradual de participação no TUSD Fio B, conforme podemos observar no fluxo de caixa representado na Tabela 30.

Tabela 30 – Fluxo de caixa do SFV Modelo B sujeito ao MLGD

Ano	Investimento	Economia de Energia	Fluxo de Caixa Anual	Fluxo de Caixa Acumulado
2022	-R\$ 1.117.310,24	R\$ 23.264,88	-R\$ 1.094.045,36	-R\$ 1.094.045,36
2023	R\$ -	R\$ 27.310,24	R\$ 27.310,24	-R\$ 1.066.735,12
2024	R\$ -	R\$ 29.518,63	R\$ 29.518,63	-R\$ 1.037.216,49
2025	R\$ -	R\$ 31.891,28	R\$ 31.891,28	-R\$ 1.005.325,21
2026	R\$ -	R\$ 34.438,40	R\$ 34.438,40	-R\$ 970.886,81
2027	R\$ -	R\$ 37.170,73	R\$ 37.170,73	-R\$ 933.716,08
2028	R\$ -	R\$ 40.409,16	R\$ 40.409,16	-R\$ 893.306,92
2029	R\$ -	R\$ 44.603,64	R\$ 44.603,64	-R\$ 848.703,28
2030	R\$ -	R\$ 49.233,49	R\$ 49.233,49	-R\$ 799.469,79
2031	R\$ -	R\$ 54.343,94	R\$ 54.343,94	-R\$ 745.125,85
2032	R\$ -	R\$ 59.984,82	R\$ 59.984,82	-R\$ 685.141,03
2033	R\$ -	R\$ 66.211,24	R\$ 66.211,24	-R\$ 618.929,79
2034	R\$ -	R\$ 73.083,98	R\$ 73.083,98	-R\$ 545.845,81
2035	R\$ -	R\$ 80.670,09	R\$ 80.670,09	-R\$ 465.175,72
2036	R\$ -	R\$ 89.043,66	R\$ 89.043,66	-R\$ 376.132,06
2037	R\$ -	R\$ 98.286,38	R\$ 98.286,38	-R\$ 277.845,68
2038	R\$ -	R\$ 108.488,51	R\$ 108.488,51	-R\$ 169.357,17
2039	R\$ -	R\$ 119.749,61	R\$ 119.749,61	-R\$ 49.607,56
2040	R\$ -	R\$ 132.179,62	R\$ 132.179,62	R\$ 82.572,06
2041	R\$ -	R\$ 145.899,89	R\$ 145.899,89	R\$ 228.471,95
2042	R\$ -	R\$ 161.044,28	R\$ 161.044,28	R\$ 389.516,23
2043	R\$ -	R\$ 177.760,67	R\$ 177.760,67	R\$ 567.276,90
2044	R\$ -	R\$ 196.212,24	R\$ 196.212,24	R\$ 763.489,14
2045	R\$ -	R\$ 216.579,06	R\$ 216.579,06	R\$ 980.068,20
2046	R\$ -	R\$ 239.059,98	R\$ 239.059,98	R\$ 1.219.128,18

Fonte: Próprio autor.

A deterioração dos indicadores econômicos, para sistemas homologados após o dia 6 de janeiro de 2023, está representada na Tabela 31. Os valores referentes a última coluna são

representações do aumento ou decréscimo percentual de cada indicador, sendo que os escritos na cor vermelha apresentam um quadro de piora.

Tabela 31 – Impactos da Nova Legislação no Projeto Modelo B

Parâmetros Econômicos	Valores	Valores Atualizados	Aumento Percentual
VPL	R\$ 1.411.972,41	R\$ 1.219.128,18	15,82%
<i>Payback</i> Simples	46 anos	49,1 anos	-6,31%
<i>Payback</i> Descontado	17,8 anos	18,3 anos	-2,73%
TIR Nominal	4,93%	4,50%	-0,43%
TIR Real	-7,48%	-7,91%	-0,43%
LCOE	R\$ 1,0040/ kWh	R\$ 0,1004/ kWh	-

Fonte: Próprio autor.

9 COMPARAÇÃO DOS MODELOS, PROJETO E HOMOLOGAÇÃO

9.1 Comparação dos Modelos

Na comparação dos SFVs o primeiro ponto observado foi de que ambos os modelos possuem melhores indicadores financeiros quando sujeitos a antiga regulação, ou seja, foram considerados apenas os valores fora da competência do MLGD. A primeira análise feita foi com relação aos indicadores técnicos dos modelos, no qual o projeto Modelo A ganha em todos os quesitos do Modelo B, conforme demonstrado na Tabela 33. Além disso, para facilitar o entendimento, foi adicionada uma nova coluna ao final da tabela apontando qual modelo possui o indicador mais atrativo.

Tabela 32 – Comparação dos Indicadores Técnicos dos SFVs Modelo A e Modelo B

Parâmetros Econômicos	Valores (Modelo A)	Valores (Modelo B)	Melhor Indicador
Taxa de Desempenho (TD)	73,49%	40,24%	Modelo A
Rendimento Anual por Área	276,04 kWh/m ²	939,07 kWh/m ²	Modelo A
Rendimento Anual Específico	1.306,21 kWh/kWp	716,55 kWh/kWp	Modelo A

Fonte: Próprio autor.

Na comparação dos indicadores econômicos dos SFVs, assim como nos indicadores técnicos, os números do Modelo A também são melhores em todos os aspectos analisados, conforme pode ser observado na Tabela 33. Destacando-se principalmente a discrepância entre o *payback* simples e descontado dos modelos, que apresentam uma diferença percentual aproximada de, respectivamente, 900% e 356,41%.

Tabela 33 – Comparação dos Indicadores Econômicos dos SFVs Modelo A e Modelo B

Parâmetros Econômicos	Valores (Modelo A)	Valores (Modelo B)	Melhor Indicador
VPL	R\$ 2.238.539,71	R\$ 1.411.972,41	Modelo A
<i>Payback</i> Simples	4,6 Anos	46 anos	Modelo A
<i>Payback</i> Descontado	3,9 Anos	17,8 anos	Modelo A
TIR Nominal	31,39%	4,93%	Modelo A
TIR Real	18,98%	-7,48%	Modelo A
LCOE	R\$ 0,1012/ kWh	R\$ 1,0040/ kWh	Modelo A

Fonte: Próprio autor.

Logo, pode-se estabelecer que, o Projeto Modelo A é o mais indicado tecnicamente e economicamente para atender a demanda das UCs vinculadas a PIBG. Sendo que esta decisão foi estruturada por análises feitas ao longo de todos os capítulos e seções presentes ao longo desse projeto de graduação. Diante desse cenário o Projeto Modelo A foi o escolhido para dar prosseguimento na elaboração do projeto básico e homologação junto a EDP ES.

9.2 Projeto Básico e Homologação

O SFV Modelo A foi confeccionado no *software* AutoCAD, conforme os parâmetros calculados durante as seções deste trabalho e de acordo com as especificações da EDP ES. Tudo isto para que, posteriormente, seja feita uma solicitação de acesso por parte dos administradores da igreja, o resultado do Projeto Básico pode ser visualizado no Apêndice C.

Por fim a última etapa consiste na homologação junto a distribuidora local do projeto de microgeração distribuída, nesse caso a EDP ES. Esta solicitação pode ser feita *online* no site da empresa mediante a entrega do projeto básico, memorial descritivo, certificado do inversor e alguns documentos necessários para a aprovação do sistema.

O projeto básico deve conter o diagrama unifilar da instalação e, conforme dito na seção 9.1, se encontra no Apêndice C, e deve vir acompanhado do seu memorial técnico descritivo, além da sua documentação técnica (ART) de projeto e execução. O certificado do inversor é fornecido pela empresa a qual foi feita a sua compra. Quanto aos documentos necessários, todos se encontram nos anexos desse trabalho com exceção da procuração que é necessária para que o projetista represente a igreja perante a EDP ES no processo de homologação. Os outros documentos são o Formulário de Solicitação de Acesso EDP ES, que se encontra no Anexo E, os Dados para Registro da Central Geradora, que se encontra no Anexo F e o Formulário para Cadastro das UCs, que se encontra no Anexo G. Feito todos os trâmites necessários, além da entrega de todos os documentos, o prazo para homologação de um projeto de microgeração é de 15 dias.

10 CONCLUSÃO

Com o avanço da tecnologia e o aumento no consumo de energia elétrica torna-se cada vez mais necessário a diversificação da matriz elétrica, visando fontes de energia que atuem de forma renovável e sustentável. Neste cenário a energia solar fotovoltaica se destaca devido ao alto potencial solarimétrico brasileiro aliado aos constantes reajustes tarifários ocorridos devido a crises hídricas que sazonalmente assolam o país. Neste sentido, este trabalho comparou a viabilidade técnica e econômica da implantação de dois sistemas fotovoltaicos distintos na estrutura da PIBG para compensar três UCs.

O SFV Modelo A, constituído por um sistema convencional composto por 63 módulos monocristalinos instalados na cobertura da estrutura, e o SFV B composto por uma nova tecnologia de fachada fotovoltaica, ou BIPV, e de módulos convencionais formando um modelo híbrido com 496 vidros e 14 módulos fotovoltaicos. Analisando os indicadores técnico-econômicos de ambos os modelos foi possível concluir que sistemas convencionais possuem um rendimento superior aos sistemas BIPV em todos os aspectos e, portanto, precisam de um investimento menor para atender a uma mesma demanda. A discrepância de preços é tão grande que o modelo convencional analisado foi precificado no valor que corresponde a 10,06% da quantia do projeto BIPV. Ou seja, concluiu-se então que a utilização de projetos convencionais, nesse caso o Projeto Modelo A, são os mais indicados técnico e economicamente.

Além disso, através da análise da Lei 14300, aprovada em janeiro de 2022, foi possível realizar a comparação entre um sistema homologado conforme a legislação atual e um sistema homologado após o período de carência da nova lei. Desta análise convencionou-se que a instalação do sistema antes do final do período de carência da lei, é muito mais atrativa economicamente devido aos custos que aumentariam com a não compensação da TUSD Fio B.

Assim, foi possível concluir que o sistema proposto pelo Projeto Modelo A é o recomendado para a unidade consumidora avaliada, sendo que a e sua homologação deve ocorrer dentro do prazo de carência da Lei 14300 que vai até o dia 07 de janeiro de 2022.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6023**: Informação e documentação – referências – elaboração. Rio de Janeiro: ABNT, 2018.

_____. **NBR 6024**: Informação e documentação – numeração progressiva das seções de um documento escrito – apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2012a.

_____. **NBR 6027**: Informação e documentação – sumário – apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2012b.

_____. **NBR 6028**: Informação e documentação – resumo – apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2003.

_____. **NBR 10520**: Informação e documentação – citações em documentos – apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2002.

_____. **NBR 15287**: Informação e documentação – projeto de pesquisa – apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2011.

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS; FUPAI/EFFICIENTIA. **Gestão Energética**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2005.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional – Ano Base 2011**: Resultados preliminares. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

FUNDAÇÃO INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Centro de Documentação e Disseminação de Informações. **Normas de apresentação tabular**. 3. ed. Rio de Janeiro: IBGE, 1993.

LIMA, L. E. M.; AMARAL, P. F. S.; FILHO, A. B. Controle da estabilidade de equilíbrio para um robô quadrupede com uso de logica nebulosa. *In*: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE APLICAÇÕES INDUSTRIAIS, 7., 2008, Poços de Caldas. **Anais** [...]. Poços de Caldas: IEEE, 2008. 1 CD-ROM.

MENEGÁZ, P. J. M. **Novas estruturas de snubber regenerativo aplicadas a Conversores Boost utilizando acoplamento magnético**. 1997. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 1997.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO. Biblioteca Central. **Normalização e Apresentação de Trabalhos Científicos e Acadêmicos**. 2. ed. Vitória: EDUFES, 2015.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, em publicação à revista FotoVolt editora Aranda, 2021. Disponível em: <https://www.arandanet.com.br/assets/pdfs/revistas/fotovolt/fotovolt_marco2021.pdf>, acesso em 04/04/2021, pg 66.

AGÊNCIA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO - ASPE. **A Energia Solar no Espírito Santo: Tecnologias, Aplicadas e Oportunidades**. Vitória/ES: 2013.

AGÊNCIA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO (ASPE). **A Energia Solar no Espírito Santo: Tecnologias, Aplicadas e Oportunidades**. Vitória, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414** – Condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada, de 9 de setembro de 2010.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482** – Condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, de 17 de abril de 2012.

ANEEL. Geração Distribuída, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 4 abr. 2021.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 687 – Condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (em revisão da Resolução Normativa Nº 482/2012), de 24 de novembro de 2015.

ANEEL. Revisão das Regras de Geração Distribuída entra em consulta pública, 2019. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877. Acesso em: 5 abr. 2021.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 5829 de 2019**. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>. Acesso em: 15 set. 2021.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. **Resenha Energética Brasileira 2020 - Ano Base 2019**. Brasília, DF: Ministério de Minas e Energia, 2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/resenha-energetica-brasileira>. Acesso em: 06/04/2021.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Câmara aprova marco legal dos micro e minigeradores de energia**. Brasília, 2021. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/796186-camara-aprova-marco-legal-dos-micro-e-minigeradores-de-energia/>>. Acesso em: 01 set. 2021.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO - CRESESB. **Energia Solar Princípios e Aplicações**, 2008. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>> Acesso em: 16 abr. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>>. Acesso em 16 abr. 2021.

EDP, Energias do Brasil S.A. **Geração Distribuída: EDP ES**. Vitória, 2020. Disponível em: <<https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/microgeracao-e-minigeracao-distribuida>>. Acesso em 01 set. 2021.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica**: manual sobre tecnologias, projeto e instalação. 2004. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>> Acesso em 16 abr. 2021.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída**. 2022. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022>> Acesso em 28 jan. 2021.

INEE. **Geração Distribuída, 2019**. Disponível em: <<http://www.inee.org.br>>. Acesso em: 4 abr. 2021.

MICROINVERSOR. Mudanças nas regras de compensação de energia solar fotovoltaica, 2021. Disponível em: <<https://microinversor.com.br/mudancas-nas-regras-de-compensacao-de-energia-solar-fotovoltaica/?v=9a5a5f39f4c7>>. Acesso em: 5 abr. 2021.

ONYXSOLAR. **Photovoltaic Façade - Gioia 22**. Disponível em: <<https://www.onyx solar.com/gioia-22>>. Acesso em 16 abr. 2021.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL-CRESESB, 2014.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica**: Conceitos e Aplicações-Sistemas Isolados Conectados à Rede. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

APÊNDICE A – ANÁLISE FINANCEIRA DO MODELO A NO PV*SOL

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$ 112.419,50	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 23.278,88	R\$ 27.475,13	R\$ 30.148,84	R\$ 33.081,50	R\$ 36.298,05
Fluxo de caixa anual	-R\$ 89.140,62	R\$ 27.475,13	R\$ 30.148,84	R\$ 33.081,50	R\$ 36.298,05
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 89.140,62	-R\$ 61.665,48	-R\$ 31.516,65	R\$ 1.564,85	R\$ 37.862,90

	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 39.825,87	R\$ 43.694,84	R\$ 47.937,82	R\$ 52.590,73	R\$ 57.692,96
Fluxo de caixa anual	R\$ 39.825,87	R\$ 43.694,84	R\$ 47.937,82	R\$ 52.590,73	R\$ 57.692,96
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 77.688,77	R\$ 121.383,61	R\$ 169.321,43	R\$ 221.912,16	R\$ 279.605,12

	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 63.287,62	R\$ 69.421,96	R\$ 76.147,73	R\$ 83.521,60	R\$ 91.605,61
Fluxo de caixa anual	R\$ 63.287,62	R\$ 69.421,96	R\$ 76.147,73	R\$ 83.521,60	R\$ 91.605,61
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 342.892,74	R\$ 412.314,71	R\$ 488.462,43	R\$ 571.984,03	R\$ 663.589,64

	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 100.467,72	R\$ 110.182,35	R\$ 120.830,99	R\$ 132.502,78	R\$ 145.295,40
Fluxo de caixa anual	R\$ 100.467,72	R\$ 110.182,35	R\$ 120.830,99	R\$ 132.502,78	R\$ 145.295,40
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 764.057,36	R\$ 874.239,71	R\$ 995.070,70	R\$ 1.127.573,48	R\$ 1.272.868,87

	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 159.315,72	R\$ 174.680,77	R\$ 191.518,60	R\$ 209.969,36	R\$ 230.186,38
Fluxo de caixa anual	R\$ 159.315,72	R\$ 174.680,77	R\$ 191.518,60	R\$ 209.969,36	R\$ 230.186,38
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 1.432.184,60	R\$ 1.606.865,37	R\$ 1.798.383,97	R\$ 2.008.353,33	R\$ 2.238.539,71

As taxas de depreciação e aumento de preço são aplicadas mensalmente sobre todo o prazo do projeto, começando logo no primeiro ano.

Nome	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Soma
Consumo	3821,00	3449,00	4505,00	2601,00	3251,00	2841,00	2648,00	2503,00	3769,00	4457,00	3760,00	4606,00	42211,00
Produção de energia	4666,40	4355,08	4234,47	3404,29	3003,63	2705,82	2974,43	3266,58	3410,19	3862,75	4058,33	4495,31	44437,29
Produção de energia (incl. Degradação do Saldo)	4664,07	4350,73	4228,12	3397,48	2996,12	2697,70	2964,02	3253,52	3394,85	3843,43	4036,01	4468,34	44294,39
Saldo	-843,07	-901,73	276,88	-796,48	254,88	143,29	-316,02	-750,52	374,15	613,57	-276,01	137,66	-2083,39
Crédito utilizado	0,00	0,00	176,88	0,00	154,88	43,29	0,00	0,00	274,15	513,57	0,00	37,66	1200,44
Novo crédito	843,07	901,73	0,00	796,48	0,00	0,00	316,02	750,52	0,00	0,00	276,01	0,00	3883,82
Conta de crédito	843,07	1744,79	1567,91	2364,40	2209,51	2166,22	2482,24	3232,76	2958,61	2445,04	2721,05	2683,39	2683,39
Fatura	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	1200,00
Perda devido à quantidade mínima	100,00	100,00	0,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	0,00	600,00
Economia	3721,00	3349,00	4405,00	2501,00	3151,00	2741,00	2548,00	2403,00	3669,00	4357,00	3660,00	4506,00	41011,00
Valores em kWh													
Custos sem sistema fotovoltaico	2332,76	2105,65	2750,35	1587,94	1984,77	1734,46	1616,63	1528,11	2301,01	2721,04	2295,52	2812,01	25770,24
Custos com sistema fotovoltaico	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	732,61
Economia	2271,71	2044,60	2689,30	1526,89	1923,72	1673,41	1555,58	1467,06	2239,96	2659,99	2234,47	2750,96	25037,63
Valores em R\$													

As taxas de depreciação e aumento de preço são aplicadas mensalmente sobre todo o prazo do projeto, começando logo no primeiro ano.

APÊNDICE B – ANÁLISE FINANCEIRA DO MODELO B NO PV*SOL

	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Investimentos	-R\$ 1.117.310,24	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 23.059,04	R\$ 27.636,53	R\$ 30.505,19	R\$ 33.671,65	R\$ 37.166,75
Fluxo de caixa anual	-R\$ 1.094.251,20	R\$ 27.636,53	R\$ 30.505,19	R\$ 33.671,65	R\$ 37.166,75
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 1.094.251,20	-R\$ 1.066.614,67	-R\$ 1.036.109,48	-R\$ 1.002.437,83	-R\$ 965.271,07
	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 41.024,67	R\$ 45.283,02	R\$ 49.983,41	R\$ 55.171,68	R\$ 60.898,52
Fluxo de caixa anual	R\$ 41.024,67	R\$ 45.283,02	R\$ 49.983,41	R\$ 55.171,68	R\$ 60.898,52
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 924.246,40	-R\$ 878.963,38	-R\$ 828.979,96	-R\$ 773.808,28	-R\$ 712.909,76
	Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 67.219,76	R\$ 74.197,17	R\$ 81.898,85	R\$ 90.399,95	R\$ 99.783,47
Fluxo de caixa anual	R\$ 67.219,76	R\$ 74.197,17	R\$ 81.898,85	R\$ 90.399,95	R\$ 99.783,47
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 645.690,00	-R\$ 571.492,82	-R\$ 489.593,98	-R\$ 399.194,03	-R\$ 299.410,55
	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 110.140,99	R\$ 121.573,62	R\$ 134.192,96	R\$ 148.122,19	R\$ 163.497,30
Fluxo de caixa anual	R\$ 110.140,99	R\$ 121.573,62	R\$ 134.192,96	R\$ 148.122,19	R\$ 163.497,30
Fluxo de caixa acumulado	-R\$ 189.269,56	-R\$ 67.695,94	R\$ 66.497,01	R\$ 214.619,20	R\$ 378.116,50
	Ano 21	Ano 22	Ano 23	Ano 24	Ano 25
Investimentos	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Economia de energia	R\$ 180.468,30	R\$ 199.200,90	R\$ 219.877,97	R\$ 242.701,29	R\$ 267.893,70
Fluxo de caixa anual	R\$ 180.468,30	R\$ 199.200,90	R\$ 219.877,97	R\$ 242.701,29	R\$ 267.893,70
Fluxo de caixa acumulado	R\$ 558.584,80	R\$ 757.785,70	R\$ 977.663,67	R\$ 1.220.364,96	R\$ 1.488.258,66

As taxas de depreciação e aumento de preço são aplicadas mensalmente sobre todo o prazo do projeto, começando logo no primeiro ano.

Nome	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Soma
Consumo	3821,00	3449,00	4505,00	2601,00	3251,00	2841,00	2648,00	2503,00	3769,00	4457,00	3760,00	4606,00	42211,00
Produção de energia	4530,85	4319,54	4196,56	3332,54	3053,70	2805,62	3072,80	3309,67	3360,81	3862,03	4146,56	4521,55	44512,23
Produção de energia (incl. Degradação do	4530,85	4319,54	4196,56	3332,54	3053,70	2805,62	3072,80	3309,67	3360,81	3862,03	4146,56	4521,55	44512,23
Saldo	-709,85	-870,54	308,44	-731,54	197,30	35,38	-424,80	-806,67	408,19	594,97	-386,56	84,45	-2301,23
Crédito utilizado	0,00	0,00	208,44	0,00	97,30	0,00	0,00	0,00	308,19	494,97	0,00	0,00	1108,89
Novo crédito	709,85	870,54	0,00	731,54	0,00	0,00	424,80	806,67	0,00	0,00	386,56	0,00	3929,96
Conta de crédito	709,85	1580,39	1371,95	2103,49	2006,19	2006,19	2430,99	3237,66	2929,47	2434,50	2821,06	2821,06	2821,06
Fatura	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	1200,00
Perda devido à quantidade mínima	100,00	100,00	0,00	100,00	0,00	64,62	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	15,55	680,17
Economia	3721,00	3349,00	4405,00	2501,00	3151,00	2741,00	2548,00	2403,00	3669,00	4357,00	3660,00	4506,00	41011,00
Valores em kWh													
Custos sem sistema fotovoltaico	2332,76	2105,65	2750,35	1587,94	1984,77	1734,46	1616,63	1528,11	2301,01	2721,04	2295,52	2812,01	25770,24
Custos com sistema fotovoltaico	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	61,05	732,61
Economia	2271,71	2044,60	2689,30	1526,89	1923,72	1673,41	1555,58	1467,06	2239,96	2659,99	2234,47	2750,96	25037,63
Valores em R\$													

As taxas de depreciação e aumento de preço são aplicadas mensalmente sobre todo o prazo do projeto, começando logo no primeiro ano.

APÊNDICE C – PRANCHA DO PROJETO DO SFV

ELE.01-R00 (01/01)

ANEXO A – FOLHA DE DADOS MÓDULO LR5-72HPH

Hi-MO **5m**

LR5-72HPH 530~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Smart Soldering • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2015: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2015: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

ISO 45001: 2018: Occupational Health and Safety

LONGI

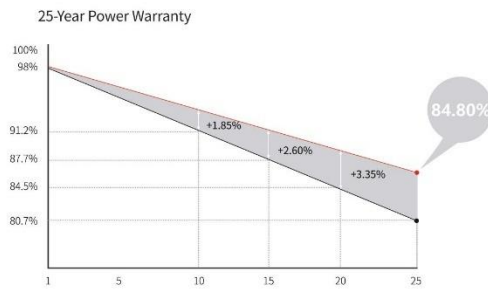


Hi-MO 5m

LR5-72HPH 530~550M

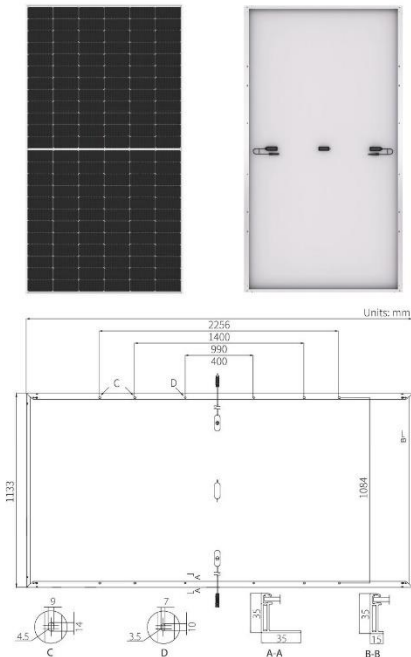
21.5% MAX MODULE EFFICIENCY	0~+5W POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	------------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%					
	LR5-72HPH-530M	LR5-72HPH-535M	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M	STC	NOCT	STC	NOCT	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0	550	410.7
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55	49.80	46.69
Short Circuit Current (Isc/A)	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92	41.95	39.06
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46	13.12	10.52
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20210508V13)

ANEXO B – FOLHA DE DADOS MÓDULO NST-EI-28-4-110MGG

**THE NEW DESIGN SOLUTION.
COLORED SOLAR MODULES.**



**NST COLORED MODULES SERIES
WITH KROMATIX™ SOLAR GLASS**

NST COLORED MODULES.

The most colorful integration of:

- » **CREATIVE DESIGN**
- » **ENERGY SAVING**
- » **ADVANCED TECHNOLOGY**

About NOOR Solar Technology (NST)



NST is a leading provider and manufacturer of smart energy solutions with high performance and top quality standards. NST products are ideal for utility-scale PV power plants, as well as residential and commercial rooftop installations. NST and its trusted technology partners provide innovative renewable energy solutions meeting the highest standards in terms of reliability, safety and durability – guaranteed by one of the world-leading re-insurance groups. With NST's premium products, investors and owners enjoy long-term returns on investment and savings on their electricity bill.



PREMIUM PRODUCTS – PREMIUM RESULTS!

Office: Suite# 2803, Boulevard Plaza Tower 2 | Downtown Dubai, UAE | TEL (971) 4 388 2444 | FAX (971) 4 388 2444 | P.O. BOX: 377243
Factory: Noor Solar Technology | Dubai Investment Park, Phase 1 | info@noorsolartechnology.com | www.noorsolartechnology.com

ABOUT TECHNOLOGY.



NST COLORED MODULE SERIES WITH KROMATIX™ SOLAR GLASS.

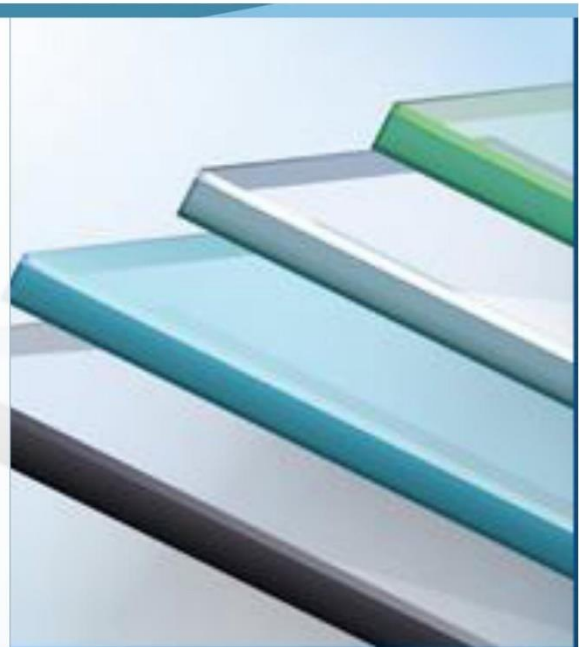
EXPRESSION OF A NEW, INNOVATIVE LIFE-STYLE INTEGRATING DESIGN & SUSTAINABILITY

NST COLORED MODULES with KROMATIX™ solar glass guarantee highest performance solar cells combined with exclusively designed glass surfaces offering maximum solar transmittance, minimal absorption and highest durability.

The best compromise between color intensity and solar panel efficiency, perfect for innovative architectural designs integrating sustainability and energy production.

NST COLORED MODULES - ADVANTAGES.

- » NST colored modules are manufactured to the highest industry standards using Kromatix™ solar glass in various colors
- » No fading: Unique technology ensures average transmittance is above 85% and colors remain stable over time and sun exposure
- » Exclusive design with opaque finish, making the inner workings of the solar panels invisible and enhancing the overall aesthetics
- » Due to anti-glare characteristics also suitable for applications close to airports
- » All required certification specifications in place
- » Available as framed (glass/back-sheet) modules or as frameless (glass/glass) modules.
- » Mono crystalline perc cells for high performance efficiency up to 16%. (depending color)
- » sizes and colors can be customized
- » Made by NOOR in Dubai/ U.A.E.



ABOUT NST COLORED MODULES SERIES WITH KROMATIX™ TECHNOLOGY

It is a known fact that many butterflies obtain their color thanks to interference phenomena. Their wings are composed of nano-sized transparent layered structures which selectively filter light and reflect mostly one wavelength, depending on the exact structure and interspatial distance between layers, so we see a single bright color. For instance the wings of the male Morpho Rhetenor appear bright blue. But the wing material is not, in fact, blue; it is transparent and just appears blue because of particular nanostructures on the surface.

A similar effect is used to create the color of KROMATIX™ solar glass but on the contrary to butterflies' wings, the transmittance of the colored glass, which is a crucial factor for energy production, is also optimized.



Caution: Read safety and installation instruction before using the product.
© 2016 NST. All rights reserved. Specification included in this datasheet are subject to change without notice.

PRODUCT DATASHEET.



NST COLORED MODULE SERIES WITH KROMATIX™ SOLAR GLASS. ENGINEERING DRAWINGS & TECHNICAL PARAMETERS

PHYSICAL PARAMETERS

Solar Cell	Mono-Crystalline PERC 156.75 x 156.75 mm
Cell Configuration	28 cell (7 x 4)
Module Dimension	1200 x 670 x 11.5 mm
Weight	19 kg
Superstrate	4 mm, High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	6 mm, Black Ceramics Coating, Tempered glass
Interlayer	1mm POE (white)
J-Box	IP67, 1000VDC, 3 Bypass Diodes
Cables	4.0 mm (12AWG), 900 mm Length (Customer Demand)
Connector	IP67 MC4 or its Compatible

ELECTRICAL PARAMETERS (STC)

TYPE	NST-EI(Gr)- 28-4-110MGG	NST-EI(Gy)- 28-4-115MGG	NST-EI(BI)- 28-4-110MGG	NST-EI(Gd)- 28-4-110MDG	NST-EI(Br)- 28-4-110MGG	NST-EI(RO)- 28-4-110MGG
Rated Maximum Power at STC (Wp)	110	115	110	110	110	110
Open Circuit Voltage Voc (V)	18.60	18.64	18.60	18.63	18.63	18.65
Maximum Power Voltage Vmp (V)	15.04	14.96	15.03	15.01	15.04	15.02
Short Circuit Current Isc (A)	7.87	8.15	7.88	7.94	7.87	7.95
Maximum Power Current Imp (A)	7.46	7.73	7.47	7.52	7.46	7.54
Module Efficiency (%)	13.95%	14.38%	13.96%	14.03%	13.95%	14.08%

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, air mass 1.5

TEMPERATURE COEFFICIENT AND PARAMETERS

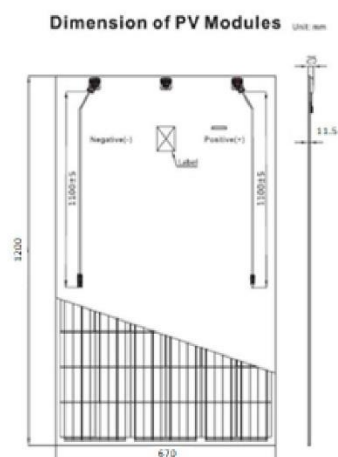
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C ± 2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.385%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C
Operating Temperature	-45°C~+85°C
Maximum System Voltage	1000VDC
Limiting Reverse Current	15A
Maximum Series Fuse Rating	15A
Power Tolerance (W)	0/+3%
Application Class	Class A
Wind and Snow Front Load	Up to 5,400 Pa
Wind Back Load	2,400 Pa

PACKAGING CONFIGURATION

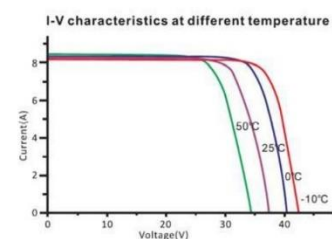
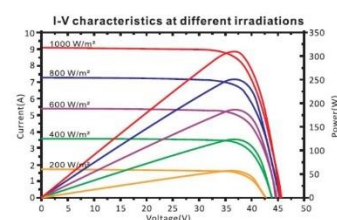
	40ft	20ft
Number of Modules per Container	840	360
Number of Modules per Pallet	30	30
Number of Pallets per Container	28	12
Box Dimension (L x W x H) in mm	1680 x 1090 x 1120	1680 x 1090 x 1120
Box Gross Weight (Kg)	580	580

Caution: Read safety and installation instruction before using the product.
© 2016 NST. All rights reserved. Specification included in this datasheet are subject to change without notice.

DIMENSION OF PV MODULE UNIT



I-V CURVE



AUTHORIZED PARTNER OF NST



PRODUCT REFERENCES.



NST COLORED MODULE SERIES WITH KROMATIX™ SOLAR GLASS. DESIGN, ARCHITECTURE AND SUSTAINABILITY – INNOVATION INTEGRATED



Caution: Read safety and installation instruction before using the product.
© 2016 NST. All rights reserved. Specification included in this datasheet are subject to change without notice.

ANEXO C – FOLHA DE DADOS INVERSOR MID 15-20KTL-XL

MID 15- 20KTL3-XL

- Solução trifásica de 220V
- Display OLED e tecla touch
- Manutenção via WIFI+APP
- Eficiência Máxima de 98,5%



GROWATT



www.ginverter.com

P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

Ficha de dados	MID 15KTL3-XL	MID 20KTL3-XL
Dados de entrada		
Máxima potência fotovoltaica recomendada (para o módulo STC)	22500W	30000W
Máxima tensão CC		1100V
Tensão de partida		250V
Tensão nominal		360V
Faixa de tensão MPPT		200-850V
Número de MPP trackers		4
Número de Strings por MPP tracker		2/2/2/2
Máxima corrente de entrada por MPP tracker		26A/26A/26A/26A
Máxima corrente de curto-circuito por MPP tracker		32A/32A/32A/32A
Saída		
Máxima potência nominal CA	15000W	20000W
Tensão nominal CA		127V/220V(101.6-139.7V)
Frequência da rede CA		50/60 Hz,46-54/56-64 Hz
Máxima corrente de saída	43.7A	58.3A
Fator ajustável de potência		0.8leading...0.8lagging
THDI		< 3%
Tipo de conexão da rede CA		3W+N+PE
Eficiência		
Máxima eficiência		98.00%
Eficiência europeia		97.50%
Eficiência MPPT		99.90%
Dispositivos de proteção		
Proteção de polaridade reversa CC		Sim
Interrupção CC		Sim
Proteção CA/CC de surtos		Tipol / Tipoll
Monitoramento de resistência de isolamento		Sim
Proteção de curto circuito CA		Sim
Monitoramento de falha de terra		Sim
Monitoramento da rede		Sim
Proteção anti-ilhamento		Sim
Unidade de monitoramento da corrente residual		Sim
Monitoramento de falha da string		Sim
Dados Gerais		
Dimensões L/A/P		580/435/230mm
Peso		31kg
Faixa de temperatura operacional		-25 °C ... +60 °C
Consumo noturno		< 1W
Topologia		Sem transformador
Resfriamento		Natural
Nível de proteção		IP66
Humidade relativa		0-100%
Altitude		4000m
Conexão CC		H4/MC4(Optional)
Conexão CA		Connector
Display		OLED+LED/WIFI+APP
Interfaces: USB/RS485/WIFI/		Sim/Sim/Sim
Garantia: 5 anos		Sim

CE, IEC 62116, IEC 61727, IEC62109, AS4777, UL1741, IEEE1547

ANEXO D – FOLHA DE DADOS INVERSOR MOD 3000-9000TL3-X

MOD 3000~9000TL3-X

- Max. efficiency 98.6%
- OLED and Touch button
- Type II SPD on DC and AC side
- String Monitoring
- AFCI optional



Growatt

www.ginverter.com

P O W E R
- I N G
T O M O -
R R O W

Datasheet	MOD 3000TL3-X	MOD 4000TL3-X	MOD 5000TL3-X	MOD 6000TL3-X	MOD 7000TL3-X	MOD 8000TL3-X	MOD 9000TL3-X
Input data (DC)							
Max. recommended PV power (for module STC)	4500W	6000W	7500W	9000W	10500W	12000W	13500W
Max. DC voltage	1100V						
Start voltage	200V						
Nominal voltage	580V						
MPPT voltage range	140V-1000V						
No. of MPP trackers	2						
No. of PV strings per MPP tracker	1						
Max. input current per MPP tracker	13A						
Max. short-circuit current per MPP tracker	16A						
Output data (AC)							
AC nominal power	3000W	4000W	5000W	6000W	7000W	8000W	9000W
Max. AC apparent power	3300VA	4400VA	5500VA	6600VA	7700VA	8800VA	9900VA
Nominal AC voltage (range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)						
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)						
Max. output current	5.0A	6.7A	8.3A	10.0A	11.7A	13.3A	15.0A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging						
THDI	<3%						
AC grid connection type	3W+N+PE						
Efficiency							
MAX. efficiency	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	98.6%	98.6%	98.6%
European efficiency	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%	98.1%	98.1%	98.1%
MPPT efficiency	99.9%						
Protection devices							
DC reverse polarity protection	Yes						
DC Switch	Yes						
AC/DC surge protection	Type II / Type II						
Insulation resistance monitoring	Yes						
AC short-circuit protection	Yes						
Ground fault monitoring	Yes						
Grid monitoring	Yes						
Anti-islanding protection	Yes						
Residual-current monitoring unit	Yes						
String fault monitoring	Yes						
AFCI protection	Optional						
General data							
Dimensions (W / H / D)	425/387/147mm	425/387/147mm	425/387/147mm	425/387/147mm	425/387/178mm	425/387/178mm	425/387/178mm
Weight	12.5kg	12.5kg	12.5kg	12.5kg	14kg	14kg	14kg
Operating temperature range	- 25°C ... + 60°C						
Nighttime power consumption	< 1W						
Topology	Transformerless						
Cooling	Natural convection						
Protection degree	IP66						
Relative humidity	0-100%						
Altitude	4000m						
DC connection	H4/MC4(Optional)						
AC connection	Connector						
Display	OLED+LED/WIFI+APP						
Interfaces: USB/RS485/WIFI/GPRS/LAN/WiFi	yes/yes/Optional/Optional/Optional/Optional						
Warranty: 5 / 10 years	Yes/Optional						
CE, VDE0126, Greece, EN50549, C10/C11, UTE C 15-712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CEI0-21, N4105, TOR Erzeuger G98/G99, G100, AS4777, UNE217001, UNE206007, PO12.2							

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

ANEXO E – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO EDP ES



Formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência superior a 10 kW


1 – Identificação da Unidade Consumidora – UC			
Código da UC:		Classe:	
Titular da UC:			
Rua/Av.:			
Nº:	Complemento:	Bairro:	
Cidade:			CEP:
E-mail:		CNPJ/CPF:	
Telefone: ()		Celular: ()	
2 – Dados da Unidade Consumidora			
Potência instalada (kW):		Tensão de atendimento (V):	
Tipo de conexão:	Monofásica <input type="checkbox"/>	Bifásica <input type="checkbox"/>	Trifásica <input type="checkbox"/>
Tipo de ramal:	Aéreo <input type="checkbox"/>		Subterrâneo <input type="checkbox"/>
3 – Dados da Geração			
Potência instalada da geração (kW):			
Tipo da fonte de Geração:	Hidráulica <input type="checkbox"/>	Solar <input type="checkbox"/>	Eólica <input type="checkbox"/>
Biomassa <input type="checkbox"/>	Cogeração qualificada <input type="checkbox"/>		Outra (especificar):
4 – Documentação a ser anexada			
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração;			<input type="checkbox"/>
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo;			<input type="checkbox"/>
3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção;			<input type="checkbox"/>
4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede;			<input type="checkbox"/>
5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg ;			<input type="checkbox"/>
6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a percentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI e VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012;			<input type="checkbox"/>
7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver);			<input type="checkbox"/>
8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver).			<input type="checkbox"/>
5 – Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)			
Responsável/Área:			
Endereço:			
Telefone:			
E-mail:			
6 – Solicitante			
Nome/Procurador Legal:			
Telefone:			
E-mail:			

_____ / _____ / _____
Local

_____ / _____ / _____
Data

_____ / _____ / _____
Assinatura do Responsável

ANEXO F – DADOS PARA REGISTRO DA CENTRAL GERADORA

 DADOS PARA REGISTRO DA CENTRAL GERADORA (MMGD)	
Empresa Solicitante	Nome da Empresa Nome do Responsável Técnico Número do Documento de Responsabilidade Técnica Número de Registro do Responsável no Conselho Título Profissional Telefone E-Mail
Unidade consumidora	Nova / Ampliação Titular Número instalação Classe Grupo Disjuntor Tensão de Conexão CNPJ/CPF Endereço CEP Município Telefone E-mail
Unidades Geradoras - UFV	Qtde Módulos Fabricante Módulos Modelo dos Módulos Área dos Arranjos (m2) Qtde Inversores Fabricante do Inversor Modelo do Inversor Soma das Potências Módulos (kW) Soma das Potências Inversores (kW) Data da conexão
Unidades Geradoras - EOL	Fabricante Modelo Eixo rotor Altura pá(m) Potência Inversor (kW) Potência aerogerador (kW) Data da conexão
Unidades Geradoras - Hidráulica	Rio Bacia SubBacia Tipo Turbina Potência Turbina (kVA) Potência Gerador (kVA) Fator Potência do Gerador Potência do Gerador (kW) Data da conexão
Unidades Geradoras - Biomassa/ Solar Térmica/ Cogeração	Fabricante/Modelo Potência (kVA) Fator Potência Potência (kW) Fonte Data da conexão

ANEXO G – FORMULÁRIO PARA CADASTRO DE UCS

Formulário para cadastro de Unidades Consumidoras participantes do Sistema de Compensação **AUTOCONSUMO REMOTO**

Solicito que a energia injetada na rede pela unidade com geração distribuída instalada esteja disponível para alocação, nos termos da REN ANEEL 482/2012, sendo destinada às unidades consumidoras abaixo relacionadas de acordo com seus respectivos percentuais.

Número da unidade com geração distribuída instalada:

	Nome do titular da unidade consumidora beneficiária <i>(mesmo da geradora)</i>	CPF ou CNPJ do titular da unidade consumidora beneficiária <i>(mesmo CPF ou CNPJ matriz/filial da geradora)</i>	Número da unidade consumidora beneficiária	Percentual (%) da energia excedente destinado a cada unidade consumidora
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
Soma dos percentuais:				0,00%

Declaro ainda estar ciente e concordar que:

- a) A soma dos percentuais informados não deve exceder 100%, sendo que, caso resulte em valor inferior, a diferença será alocada na unidade com geração distribuída instalada.
- b) Somente poderão ser cadastradas como beneficiárias as unidades consumidoras CATIVAS sob mesma titularidade da unidade com geração distribuída instalada, admitindo-se o cadastramento entre matriz/filiais. A validação será pelo CPF (quando se tratar de titularidade de pessoa física) ou pela raiz do CNPJ (quando se tratar de titularidade de pessoa jurídica).
- c) Qualquer divergência em relação aos itens acima invalidam este documento.
Em caso de encerramento da relação contratual do atual titular de qualquer dessas unidades consumidoras (nos termos do Art. 70 da REN ANEEL 414/2010), incluindo a migração para o mercado livre/especial, o percentual alocado à mesma será transferido para a unidade com geração distribuída instalada. Um novo formulário para redefinição dos percentuais poderá ser encaminhado para aplicação.
- d) Este documento cancela e substitui qualquer outra solicitação anterior de cadastramento de beneficiários relacionada à unidade com geração distribuída instalada acima identificada, sendo que o prazo para atendimento será contato a partir da data desta solicitação.
- e) unidade com geração distribuída instalada acima identificada, sendo que o prazo para atendimento será contato a partir da data desta solicitação.

Titular da unidade com geração distribuída instalada:	
E-mail para contato:	
CPF/CNPJ:	

Nome do responsável pessoa física formalmente designado (quando PJ):	
CPF:	
Assinatura (Titular ou Responsável formalmente autorizado - quando PJ):	