

FÁBIO ACEDO PASINATO

ESTUDO TÉCNICO E ECONÔMICO DE VIABILIDADE DE INSTALAÇÃO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM UM CONDOMÍNIO
CORPORATIVO NA CIDADE DE SÃO PAULO-SP

SÃO PAULO

2018

FÁBIO ACEDO PASINATO

ESTUDO TÉCNICO E ECONÔMICO DE VIABILIDADE DE INSTALAÇÃO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM UM CONDOMÍNIO
CORPORATIVO NA CIDADE DE SÃO PAULO-SP

Monografia apresentada à escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Especialista
em Energia Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Pacheco

SÃO PAULO
2018

FÁBIO ACEDO PASINATO

ESTUDO TÉCNICO E ECONÔMICO DE VIABILIDADE DE INSTALAÇÃO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE EM UM CONDOMÍNIO
CORPORATIVO NA CIDADE DE SÃO PAULO-SP

Monografia apresentada à escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Especialista
em Energia Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética

Área de Concentração: Energias
Renováveis, Fotovoltaico, Condomínio
Corporativo e Geração Distribuída.

Orientador: Prof. Dr. Cláudio Pacheco

SÃO PAULO
2018

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada à fonte.

Catalogação-na-publicação

Pasinato, Fábio

Estudo técnico e econômico de viabilidade de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um condomínio corporativo na cidade de São Paulo-SP / F. Pasinato -- São Paulo, 2018.

127 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia Solar 2.Geometria Solar 3.Sistema Fotovoltaico
4.Dimensionamento do Sistema 5.Viabilidade Técnico-econômico
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

Dedico esta monografia a todos que consiga de alguma forma transformar as Energias contidas na Terra ou provenientes do Espaço Sideral em algo benéfico para a humanidade.

AGRADECIMENTOS

A Deus e toda Energia contida no nosso Planeta Terra e no Universo.

Aos meus pais, Cláudio Pasinato e Célia Aparecida Acedo Pasinato e ao meu irmão Filipe Acedo Pasinato por todo amor, afeto, união, carinho, disciplina, educação, apoio, incentivo e orientação em todos os momentos da minha vida, nos desafios pessoais e profissionais. Quem tem uma família presente, tem tudo!

A minha namorada Paloma Vieira, conhecida e denominada carinhosamente como “A Linda”, pela dedicação, auxílio, incentivo, companheirismo e um agradecimento em especial por ter toda a paciência do mundo nos meus momentos de estresse.

Aos professores doutores do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Universidade de São Paulo – USP pela orientação e transferências de conhecimentos/experiências compartilhadas durante todo o curso. Em especial ao Professor Doutor Cláudio Roberto de Freitas Pacheco por todo o suporte, disponibilidade, atenção durante o desenvolvimento e estruturação desta monografia.

Aos amigos e amigas de classe que me apoiaram, incentivaram, torceram pelo meu desenvolvimento e sucesso. Agradeço também pelos momentos contagiantes e alegres proporcionados pela classe durante o período do curso.

A Innova Property Management e ao Condomínio Edifícios Milano e Torino, empresa e condomínio aonde desenvolvo minhas atividades profissionais que de maneira direta ou indireta contribuíram para a realização desta monografia. Em especial a síndica Cilene Magalhaes Medeiros, ao gerente Gilmar Amaral, a coordenadora financeira Núbia Araujo, ao coordenador administrativo Evair Moreira, ao analista operacional Éric Menghini e a todas as equipes que contribuem para o sucesso operacional do condomínio. Desejo energia positiva a todos.

“A sua energia positiva torna
o mundo um lugar melhor!”

Vin Diesel

RESUMO

PASINATO, F. A. Estudo técnico e econômico de viabilidade de instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em um condomínio corporativo na cidade de São Paulo-SP. 2018 – 127 Páginas - Monografia – PECE – Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP, São Paulo.

Esta monografia tem por objetivo caracterizar um condomínio corporativo localizado na cidade de São Paulo, quantificando seu potencial para geração de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos instalados na cobertura dos edifícios para reduzir o valor total da conta de energia elétrica, conforme compensação de energia elétrica sob o contexto da Resolução Normativa Nº 482/12 e 687/15 da ANEEL.

A primeira parte da monografia revisou a bibliografia onde possibilitou apresentar a definição de energia solar, conceitos básicos para uso da radiação solar sobre a superfície terrestre, tipos de sistemas e componentes fotovoltaicos, perdas e manutenção do sistema, viabilidade técnico-econômico, principais normas técnicas e referências regulatórias para projetos fotovoltaicos.

Na sequência foi feito um pré-dimensionamento de um sistema fotovoltaico previsto para fornecer 49.392 kWh/ano. Este sistema é composto por 140 painéis solares fotovoltaicos de 330Wp cada, instalados na cobertura dos edifícios e voltados diretamente para o Norte geográfico. O investimento necessário para implantação é de R\$ 182.500,00. O payback simples varia de 3,7 a 7 anos e o payback descontado varia de 4,3 a 9,6 anos dependendo do cenário escolhido, considerando o valor do dinheiro no tempo.

Palavras-Chave: Energia Solar Fotovoltaica, Condomínio Corporativo, Dimensionamento de Projeto Fotovoltaico, Viabilidade de Projeto, Economia.

ABSTRACT

PASINATO, F. A. Technical and economical feasibility study of the installation of a photovoltaic system connected to the grid in a corporate condominium in the city of São Paulo-SP. 2018 – 127 Pages – Monograph – PECE – Continuing Education Program of the Polytechnic School of USP, São Paulo.

This monograph aims to characterize a corporate condominium located in the city of São Paulo, quantifying its potential for electric power generation from photovoltaic panels installed in the coverage of buildings to reduce the total value of electric energy account, according to electricity compensation under the context of Normative Resolution Nº. 482/12 and 687/15 of ANEEL.

The first part of the monograph reviewed the bibliography where it was possible to present the definition of solar energy, basic concepts for the use of solar radiation on the Earth's surface, types of systems and photovoltaic components, losses and maintenance of the system, technical and economic viability, and regulatory references for photovoltaic projects.

A pre-dimensioning of a photovoltaic system was planned to provide 49.392 kWh/year. This system consists of 140 photovoltaic solar panels of 330Wp each, installed in the roof of the buildings and directed directly to the geographical North. The investment required for implementation is R\$ 182.500,00. The simple payback ranges from 3,7 to 7 years and the payback discounted ranges from 4,3 to 9,6 years depending on the scenario chosen, considering the amount of money in time.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Corporate Condominium, Photovoltaic Project Sizing, Project Feasibility, Economics.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - O sol	24
Figura 2 - Tamanho aproximado da Terra comparado ao Sol	25
Figura 3 - Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível humana	26
Figura 4 - Três componentes da radiação solar	27
Figura 5 - Radiação refletida na superfície terrestre em direção ao espaço sideral ..	27
Figura 6 - Sentido de rotação de acordo com a posição do observador	28
Figura 7 - Posição dos equinócios, solstícios, afélio e periélio em relação à órbita da Terra ao redor do Sol. Os equinócios e solstícios devem estar afastados em 90º no plano da eclíptica (plano elíptica)	30
Figura 8 - Todos os pontos da Linha do Equador possuem latitude geográfica igual a 0º	31
Figura 9 - Todos os pontos do Meridiano de Greenwich possuem longitude geográfica igual a 0º	32
Figura 10 - Ângulo horário entre a direção do sol e o observador	34
Figura 11 - Declinação solar para o Hemisfério Norte	35
Figura 12 - Declinação solar para o Hemisfério Sul	36
Figura 13 - Ângulo Zenital (θ_z) e Altitude Solar (α)	37
Figura 14 - Ângulo de inclinação de superfície (β)	39
Figura 15 - Ângulo de incidência solar (θ)	40
Figura 16 - Sistema Fotovoltaico conectado à rede (On-grid)	42
Figura 17 - Sistema isolado (Off-grid)	43
Figura 18 - Sistema Híbrido	44
Figura 19 - Célula, módulo e arranjo fotovoltaico	45
Figura 20 - Curva característica do efeito causado pela variação da intensidade luminosa	46
Figura 21 - Efeito causado pela temperatura na célula	47
Figura 22 - Inversor Solar	48
Figura 23 - Medidor Bidirecional	49
Figura 24 - Controlador de Carga	50
Figura 25 - Banco de Baterias em operação	51
Figura 26 - Detalhes técnicos do cabo aplicado à energia solar fotovoltaica	52
Figura 27 - String Box	53

Figura 28 - Tipos de Disjuntores.....	54
Figura 29 - Chave Seccionadora.....	54
Figura 30 - Dispositivo de proteção contra surto (DPS)	55
Figura 31 - Método Gaiola de Faraday aplicado a uma edificação.....	57
Figura 32 - Limpeza dos painéis fotovoltaicos utilizando rodo, pano e detergente neutro	59
Figura 33 - Robô inteligente executando a limpeza dos módulos fotovoltaicos.....	59
Figura 34 - Linha do tempo das principais referências regulatórias para projetos fotovoltaicos – Parte I.....	63
Figura 35 - Linha do tempo das principais referências regulatórias para projetos fotovoltaicos – Parte II.....	64
Figura 36 - Linha do tempo das principais referências regulatórias para projetos fotovoltaicos – Parte III.....	64
Figura 37 - Localização dos lotes do Condomínio Edifícios Milano e Torino.....	69
Figura 38 - Vista superior área do condomínio.....	69
Figura 39 - Áreas disponíveis na cobertura para instalação de painéis fotovoltaicos	70
Figura 40 - Vista tridimensional superior do condomínio.....	71
Figura 41 - Início da distribuição dos painéis fotovoltaicos nas coberturas dos edifícios Milano e Torino	73
Figura 42 - Painel solar fotovoltaico fixo e os ângulos: Zenital e de Inclinação de Superfície	74
Figura 43 - Comprimento do sombreamento e a distância entre fileiras de painéis solares fotovoltaicos.....	75
Figura 44 - Vista superior dos edifícios com a distribuição completa dos painéis solares fotovoltaicos.....	76
Figura 45 - Sombreamento no dia 21/03 às 9h00	77
Figura 46 - Sombreamento no dia 21/03 às 15h00	77
Figura 47 - Sombreamento no dia 21/06 às 09h00	77
Figura 48 - Sombreamento no dia 21/06 às 15h00	77
Figura 49 - Sombreamento no dia 21/09 às 09h00	78
Figura 50 - Sombreamento no dia 21/12 às 15h00	78
Figura 51 - Sombreamento no dia 21/12 às 09h00	78
Figura 52 - Sombreamento no dia 21/12 às 15h00	78

Figura 53 - Gráfico da irradiação solar no plano inclinado - São Paulo, SP - Brasil .81	
Figura 54 - Diagrama unifilar do sistema de geração de energia elétrica fotovoltaica	90
Figura 55 - Consumo diário de energia elétrica da área comum do condomínio.....	93
Figura 56 - Gráfico de Payback Descontado – Cenário 1	99
Figura 57 - Gráfico de Payback Descontado – Cenário 2	102
Figura 58 - Gráfico de Payback Descontado – Cenário 3	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Material utilizado para fabricação de células fotovoltaicas x Eficiência de conversão.....	47
Tabela 2 - Principais manutenções preventivas nos sistemas fotovoltaicos e periodicidade.....	60
Tabela 3 - Diretrizes de Sistemas Fotovoltaicos	61
Tabela 4 - Instalações de Baixa Tensão Relacionadas ao Sistema Fotovoltaico	62
Tabela 5 - Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas Relacionadas ao Sistema Fotovoltaico	62
Tabela 6 - Instalações de Média/Alta Tensão Relacionada ao Sistema Fotovoltaico	63
Tabela 7 - Detalhes das áreas, altura e localização do condomínio	70
Tabela 8 - Dados e características técnicas do Painel Solar Fotovoltaico	72
Tabela 9 - Condições das simulações de acordo com as numerações das figuras de 42 a 45	77
Tabela 10 - Condições das simulações de acordo com as numerações das figuras de 46 a 49	78
Tabela 11 - Dados e características técnicas do Inversor Solar	79
Tabela 12 - Irradiação solar diária média mensal	80
Tabela 13 - Dados climatológicos para São Paulo (Mirante de Santana).....	82
Tabela 14 - Custos estimados para o projeto de geração de energia elétrica fotovoltaica	91
Tabela 15 - Consumo diário de energia elétrica da área comum do condomínio	92
Tabela 16 - Consumo mensal de energia elétrica da área comum do condomínio ..	94
Tabela 17 - Simulações de gerações fotovoltaicas diárias e mensais (HSP com média diária anual = 4,66h).....	95
Tabela 18 - Simulação de geração fotovoltaica mensal x Complemento da concessionária	96
Tabela 19 - Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 1	97
Tabela 20 - Precificação de acordo com as Bandeiras Tarifárias mensais – Cenário 1	98
Tabela 21 - Parâmetros financeiros para o Cenário 1	98
Tabela 22 - Fluxos de caixa do cenário 1 - Taxa SELIC	99

Tabela 23 - Resumo dos resultados do Cenário 1	100
Tabela 24 - Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 2	100
Tabela 25 - Precificação de acordo com as Bandeiras Tarifárias mensais – Cenário 2	100
Tabela 26 - Parâmetros financeiros para o Cenário 2	101
Tabela 27 - Fluxos de caixa do cenário 2 - Taxa SELIC	101
Tabela 28 - Resumo dos resultados do Cenário 2	102
Tabela 29 - Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 3	103
Tabela 30 - Precificação de acordo com as Bandeiras Tarifárias mensais – Cenário 3	103
Tabela 31 - Parâmetros financeiros para o Cenário 3	104
Tabela 32 - Fluxos de caixa do cenário 3 - Taxa SELIC	104
Tabela 33 - Resumo dos resultados do Cenário 3	105
Tabela 34 - Resumo Financeiro dos Três Cenários	105

LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS

'	Minutos
-	Menos
"	Segundos
%	Por cento
~	Aproximadamente
+	Mais
°	Graus
°C	Graus Celsius
A	Amperes
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRAVA	Associação Brasileira de Refrigeração, Ar Condicionado, Ventilação e Aquecimento
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAG	Central de Água Gelada
CC	Corrente Contínua
CCD	Contrato de Conexão de Distribuição
cm ²	Centímetro Quadrado
CO ₂	Dióxido de Carbono
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
CUSD	Contrato de Uso Do Sistema De Distribuição
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surto
E _{GFV}	Energia Elétrica a Ser Gerada pelo Sistema Fotovoltaico
ESA	European Space Agency
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaico
G _{ref}	Radiação Solar nas Condições STC
G _T	Radiação Solar Média no Plano De Célula
h	Horas
HL	Hora Legal
HS	Hora Solar
HSP	Horas de Sol Pleno
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
I _{máxString}	Corrente Máxima da String
I _{SC} ⁰	Corrente Nominal de Curto-Círcuito
I _{sc}	Corrente de Curto-Círcuito
I _{scmáx}	Corrente Máxima de Curto-Círcuito
k	Mil
kcal	Quilocaloria
kJ	Quilo Joule

km	Quilometro
km/h	Quilometro por Hora
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt Hora
kWh/m²	Quilowatt por Metro Quadrado
kWh/m².dia	Quilowatt por Metro Quadrado Dia
kWh/m².mês	Quilowatt por Metro Quadrado Mês
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
LEED	Leadership in Energy and Environmental Design
m	Metro
m/s	Metros por Segundo
m²	Metro Quadrado
MJ/m².dia	Megajoule por Metro Quadrado em um dia
mm	Milímetro
MM	Milhão
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MW	Megawatt
N	Duração da Insolação
N_{II}	Número Máximo de Arranjos Fotovoltaicos Conectados em Paralelo por String
N_{série}	Número Máximo de Arranjos Fotovoltaicos Conectados em Série por String
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NBR	Norma Brasileira
O	Oeste
P_{GFV}⁰	Potência Nominal do Gerador Fotovoltaico
P_{INV}⁰	Potência Nominal do Inversor
P_{mp}⁰	Potência Nominal Máxima do Painel Fotovoltaico
P_{mp}	Potência Máxima do Painel Fotovoltaico
Pç	Peça
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
R\$	Real
REN	Resolução Normativa
S	Sul
SENAI-SP	Serviço Nacional de Aprendizado Industrial - São Paulo
Serv.	Serviço
SP	São Paulo
SPDA	Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
STC	Standard Test Conditions
T_a	Temperatura Ambiente Média Anual Máxima
T_{Cmáx}	Temperatura Máxima da Célula
T_{Cmín}	Temperatura Mínima da Célula
T_{Cref}	Temperatura da Célula Nas Condições STC

TD	Taxa Adimensional de Desempenho do Gerador
TIR	Taxa Interna de Retorno
T_{NOC}	Temperatura Nominal de Operação da Célula
UA	Unidade Astronômica
US\$	United States Dollar - Dólar Americano
UV	Radiação Ultravioleta
V	Volts
V_{mp}⁰	Tensão Nominal de Máxima Potência
VB	Verba
V_{mp}	Tensão de Máxima Potência
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
V_{oc}⁰	Tensão Nominal de Circuito Aberto
VPL	Valor Presente Líquido
W	Watt
W/m²	Watt por Metro Quadrado
W_p	Watt Pico
α	Altitude Solar
β	Inclinação da Superfície de Captação
γ	Ângulo de Azimute De Superfície
γ_{mp}	Coeficiente de Temperatura para Potência Máxima
γ_{oc}	Coeficiente de Temperatura para Tensão de Circuito Aberto
γ_s	Ângulo do Azimute Solar
γ_{sc}	Coeficiente de Temperatura para Corrente de Curto-Circuito
δ	Declinação Solar
η	Eficiência
η_{SPMP}	Eficiência do Seguidor do Ponto de Máxima Potência
θ	Ângulo de Incidência Solar
θ_z	Ângulo Zenital
λ	Longitude
φ	Latitude
ω	Ângulo Horário
ω_s	Ângulo Horário do Pôr Do Sol

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	VI
RESUMO.....	VIII
ABSTRACT	IX
LISTA DE ILUSTRAÇÕES	X
LISTA DE TABELAS	XIII
LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS	XV
SUMÁRIO.....	XVIII
INTRODUÇÃO	22
1. REVISÃO DA LITERATURA	23
1.1. Energia.....	23
1.2. Principal Fonte de Energia: O Sol	24
1.3. Energia Solar	26
1.4. Conceitos básicos para uso da radiação solar sobre a superfície terrestre ..	28
1.4.1. Rotação	28
1.4.2. Translação.....	29
1.4.3. Latitude e Longitude (ϕ ; λ).....	31
1.4.4. Hora Legal (HL) e Hora Solar (HS).....	33
1.4.5. Ângulo Horário (ω).....	34
1.4.6. Declinação Solar (δ)	35
1.4.7. Ângulo Zenital (θ_z) e Altitude Solar (α)	37
1.4.8. Ângulo de azimute de superfície (γ)	38
1.4.9. Ângulo do Azimute Solar (γ_S)	38
1.4.10. Ângulo de Inclinação de Superfície (β).....	39
1.4.11. Ângulo de Incidência Solar (θ)	40
1.4.12. Ângulo Horário do Pôr do Sol (ω_S) e Duração da Insolação (N)	41

1.5. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos.....	42
1.5.1. Sistema conectado à rede (On-grid).....	42
1.5.2. Sistema isolado (Off-grid).....	43
1.5.3. Sistema Híbrido	44
1.6. Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos	45
1.6.1. Células, Módulos e Arranjos Fotovoltaicos.....	45
1.6.2. Inversor Solar	48
1.6.3. Medidor Bidirecional	49
1.6.4. Controlador de Carga	50
1.6.5. Bancos de Baterias.....	50
1.6.6. Condutor.....	51
1.6.7. Caixas de Junção	53
1.6.8. Disjuntor	53
1.6.9. Chave Seccionadora	54
1.6.10. Dispositivo de proteção contra surto (DPS).....	55
1.6.11. Aterramento Elétrico.....	55
1.6.12. Sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA)	56
1.7. Perdas Estimadas nas Instalações Fotovoltaicas	58
1.8. Manutenção do Sistema Fotovoltaico	58
1.9. Principais Normas Técnicas e Referências Regulatórias para Projetos Fotovoltaicos.....	61
1.10. Indicadores para Análise de Viabilidade Econômica do Projeto	67
1.10.1. Payback Simples	67
1.10.2. Valor Presente Líquido (VPL).....	67
1.10.3. Taxa Interna de Retorno (TIR)	68
2. ESTUDO DE CASO	69
2.1. Caracterização da Edificação.....	69

2.2.	Potencial Solar Fotovoltaico	70
2.3.	Escolha do Painel Solar Fotovoltaico	72
2.4.	Detalhamento das Áreas com os Painéis Solares Fotovoltaicos	73
2.4.1.	Espaçamento Entre Fileiras de Painéis Solares Fotovoltaicos	73
2.4.2.	Simulação de Insolação e Sombreamento nos Equinócios e Solstícios	76
2.5.	Escolha do Inversor solar	79
2.6.	Dimensionamento do Sistema de Geração Solar Fotovoltaica	80
2.6.1.	Irradiação Solar Diária e Dados Climatológicos de São Paulo	80
2.6.2.	Estimativa de Temperatura de Operação da Célula Fotovoltaica	82
2.6.3.	Estimativa de Potência Máxima do Painel (P_{mp})	83
2.6.4.	Energia Elétrica a Ser Gerada Pelo Sistema Fotovoltaico ($EGFV$)	84
2.6.5.	Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)	85
2.6.6.	Conexão dos Painéis Fotovoltaicos Com o Inversor	85
2.6.7.	Condições de Operação dos Strings	88
2.6.8.	Configurações dos Arranjos Fotovoltaicos com os Strings	90
2.7.	Custos Estimados para a Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica	91
2.8.	Consumo Diário de Energia Elétrica da Área Comum do Condomínio	92
2.9.	Consumo Mensal de Energia Elétrica da Área Comum do Condomínio	94
2.10.	Simulação de Geração Fotovoltaica Mensal	95
2.11.	Simulação de Geração Fotovoltaica Mensal x Complemento da Concessionária	96
2.12.	Viabilidade Econômica	97
2.12.1.	Cenário 1 – Bandeiras Tarifárias Mais Usuais no Ano	97
2.12.2.	Cenário 2 – Bandeiras Tarifárias com Cinco Meses no Patamar I ...	100
2.12.3.	Cenário 3 – Bandeiras Tarifárias com Sete Meses em Vermelho Sendo Quatro de Patamar II	103
2.12.4.	Resumo Financeiro dos Três Cenários	105
3.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	106

REFERÊNCIAS	108
ANEXOS	114
ANEXO 1 – CABOS PARA INSTALAÇÕES DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - EXZHELLENT® SOLAR, GENERAL CABLE	115
ANEXO 2 – CANADIAN SOLAR DATASHEET MAXPOWER CS6U-330P-1500V ..	122
ANEXO 3 – ABB STRING INVERTERS TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20 - 27.6 KW ..	124

INTRODUÇÃO

Nesta monografia o objetivo foi reduzir o valor total da conta de energia elétrica do Condomínio Edifícios Milano e Torino localizado na cidade de São Paulo. A ordem de grandeza da conta de energia elétrica para a área comum é em média de 335 MWh/mês com uma despesa de 167 mil reais/mês. O condomínio possui uma cobertura de laje com área que pode ser utilizada para a instalação de painéis fotovoltaicos. Foi feito um estudo técnico e econômico de viabilização desta instalação.

A utilização de energias alternativas vem ganhando destaque face aos desafios ambientais a serem enfrentados que apontam a conversão fotovoltaica da energia solar como uma alternativa sustentável. A geração no próprio local de consumo se revela particularmente eficaz neste condomínio, pois como a utilização é comercial, o maior consumo ocorre durante o dia. Desta forma o sistema aliviará a carga elétrica das cercanias, área extremamente densificada em construções.

A aplicação visa o consumo de energia na área comum composta por: elevadores, máquinas de refrigeração, motores para bombeamento de água e iluminação geral. Foi feito um estudo para: a) um levantamento da carga elétrica com um perfil médio horário de consumo; b) um estudo da laje de cobertura para definir a área que pode ser utilizada, bem como a orientação dos painéis fotovoltaicos; c) pré-dimensionamento do campo de painéis fotovoltaicos e escolha dos inversores d) viabilidade econômica.

1. REVISÃO DA LITERATURA

1.1. Energia

Esta é uma palavra de uso comum no cotidiano, mas será que a pessoa que utiliza a palavra Energia sabe definir ou empregar corretamente em situações distintas? Talvez a resposta desta pergunta não seja tão fácil assim de responder.

Tudo começou há 13,8 bilhões de anos onde ocorreu uma enorme explosão dando origem ao universo, denominado Big-Bang pela cosmologia moderna. A partir daí foi à essência para explicar muitos elementos observados no universo, como galáxias, planetas, estrelas, espaço sideral e principalmente a energia.

O conceito científico de energia é de difícil entendimento pelo fato de se tratar de uma grandeza física resultante do inter-relacionamento entre dois sistemas físicos. A origem da palavra Energia provém do grego, e seu significado está associado com “a capacidade de realização do trabalho”. (SIMÕES, 2017).

No século XVIII, visando aperfeiçoar o uso de máquinas térmicas, houve a necessidade de compreender as suas funcionalidades com a inter-relação do calor e o trabalho mecânico, surgindo assim o estudo da termodinâmica. A origem da palavra provém do grego *therme* (calor) e *dynamis* (movimento).

A termodinâmica consiste em dois princípios principais, sendo a Primeira Lei de conservação da energia e estende-se para a Segunda Lei da termodinâmica onde estabelece transferência de energia térmica de forma espontânea, no qual possuem tendências para igualar temperaturas diferentes. Essas transferências ocorrem no nosso dia a dia de forma natural.

A energia é o princípio de tudo. Nossa evolução sempre esteve relacionada a ela, desde presença da luz solar como elemento essencial para a origem da vida em nosso planeta até a invenção mais moderna que a engenharia possa originar.

De acordo com o documentário Power - O Poder por Trás da Energia (2014): “O ser humano aprendeu a explorar a energia, mas nunca imaginou que sua própria avareza o levaria a uma situação insustentável e sumamente perigosa”.

Para a física Joanne Baker (2015, p.10): “A energia alimenta o movimento e a mudança. Ela é um elemento transformador que adquire muitas formas, desde o calor que emana da madeira em chamas até a velocidade da água que corre morro

abaixo. Mas a energia nunca é criada ou destruída. Ela sempre se conserva como um todo".

Para o pesquisador John Assaraf: "Você e eu somos a luz pura da energia em sua configuração mais bonita e inteligente. A energia que está mudando constantemente sob a superfície e você controla tudo isso com sua poderosamente".

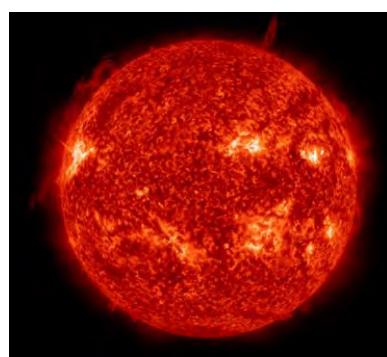
Já para o presidente dos Estados Unidos, Donald Trump: "Sem paixão você não tem energia, sem energia você não tem nada".

Conclui-se que, embora toda pessoa tenha uma ideia do que seja Energia e ciência da sua extrema importância, essas citações vão além do mundo exato e sistêmico da engenharia.

1.2. Principal Fonte de Energia: O Sol

O Sol (Figura 1) é a estrela que nos parece amarela do centro do nosso sistema solar e constitui 99,8% da massa de todo o sistema solar. Sua superfície se agita com violentas erupções, tornados magnéticos e misteriosos pontos escuros.

Figura 1 - O sol



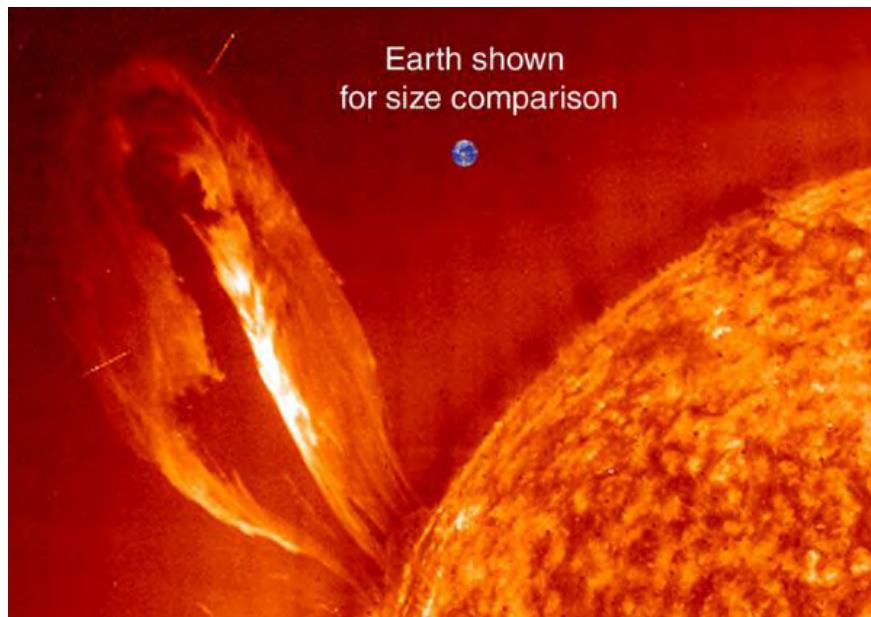
Fonte: NASA

Em outras palavras, o Sol é basicamente uma bola de plasma onde está sempre emitindo energia em forma de luz e calor através da fusão termonuclear¹ sustentando todas as vidas do nosso planeta Terra. Sua gravidade mantém o sistema solar unido, mantendo tudo, desde os maiores planetas até as menores partículas em sua órbita.

¹ Este é um processo no qual os átomos se combinam para formar átomos maiores e, no processo, liberam quantidades surpreendentes de energia. Especificamente, no núcleo do Sol, os átomos de hidrogênio se fundem para produzir hélio. A cada segundo são queimados 700 milhões de toneladas de hidrogênio que são convertidos em 695 milhões de toneladas de hélio, sendo que a diferença de 5 milhões de toneladas são transformadas em energia eletromagnética que irradia da superfície do Sol para o espaço.

O Sol é composto de gás (92,1% de hidrogênio e 7,8% de hélio) que através da fusão termonuclear o seu núcleo ultrapassa os 15 milhões de graus Celsius (Equivalente a 27 milhões de graus Fahrenheit). Comparado com a Terra, possui uma massa de 332.946 vezes maior e um volume de 1,3 milhões de vezes maior que o do nosso planeta Terra. (NASA, 2018). Vide Figura 2 para comparação.

Figura 2 - Tamanho aproximado da Terra comparado ao Sol



Fonte: ESA e NASA

Apesar de ser a estrela mais próxima da Terra, cerca de 150 milhões de quilômetros ou uma unidade astronômica (1 UA), a conexão e as interações entre o Sol e a Terra impulsionam as estações do ano, as correntes oceânicas, o clima, a dinâmica atmosférica (vento) e processos naturais, como a fotossíntese².

Como todas as estrelas, o Sol algum dia ficará sem energia. Quando o Sol começar a morrer, ele inchará de tal forma que engolirá Mercúrio, Vênus e talvez até a Terra. Para a astrônoma Michelle Thaller: “O Sol é tanto criador da vida como seu destruidor final”.

Os cientistas preveem que o Sol está um pouco abaixo da metade da sua vida útil e durará outros 6,5 bilhões de anos antes de se tornar uma estrela anã branca. (NASA, 2018).

Embora o Sol seja tão especial e importante para nós, existem bilhões de estrelas como o nosso Sol espalhadas pela galáxia Via Láctea.

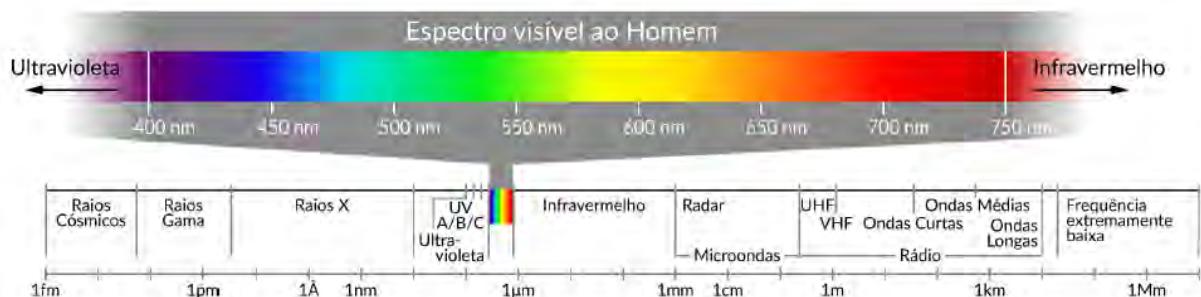
² Processo físico-químico, a nível celular, realizado pelos seres vivos clorofilados, que utilizam dióxido de carbono e água, para obter glicose através da energia da luz.

1.3. Energia Solar

A Energia solar vem ganhando destaque em todas as mídias por se tratar de uma fonte inesgotável de energia e limpa por não gerar poluentes para o meio ambiente. Toda essa energia radiante do sol pode ser convertida em térmica ou elétrica, na qual é utilizada para aquecimento de água, casas/edificações e para a produção de eletricidade por meio de células solares e geradores a vapor. Sua aplicação pode ser para uso residencial, comercial e principalmente industrial, onde os processos industriais exigem demandas elevadas de energia. A única desvantagem da energia solar é que durante a noite, a produção de energia é nula. Não há dúvidas que a energia solar é uma alternativa energética mais promissora para solucionar parte dos problemas de escassez de energia no mundo moderno onde o consumo se eleva a cada segundo.

A taxa de energia emitida pelo Sol é praticamente constante há bilhões de anos com uma potência atual da ordem de $3,86 \times 10^{26}$ W. A energia irradiada pelo Sol cobre uma ampla faixa do espectro eletromagnético, conforme ilustra a Figura 3.

Figura 3 - Espectro da radiação solar incluindo um detalhamento da faixa visível humana



Fonte: Atlas Brasileiro – Energia solar 2ª Edição

A radiação solar disponível à superfície terrestre divide-se em três componentes: Direta, difusa e refletida.

A radiação direta é a incidência solar entre o sol e a superfície terrestre sem sofrer qualquer alteração na sua direção por processos de absorção e/ou reflexão que ocorrem na atmosfera. A radiação difusa é a incidência solar de diversas direções decorrentes dos processos de reflexão pelos gases e particulados presentes na atmosfera. A radiação refletida é a reflexão proveniente de objetos circundantes de toda radiação solar que chega até a superfície terrestre, como por exemplo, a reflexão da radiação solar pelos edifícios espelhados, montanhas de gelo

e os próprios solos. A medida relativa da radiação refletida é conhecida como albedo³. (PACHECO, 2017).

A Figura 4 ilustra de maneira objetiva os três componentes da radiação solar e na Figura 5 a visão extraterrestre da radiação refletida na superfície terrestre em direção ao espaço sideral.

Figura 4 - Três componentes da radiação solar



Fonte: ABRAVA

Figura 5 - Radiação refletida na superfície terrestre em direção ao espaço sideral



Fonte: NASA

A disponibilidade do recurso solar e a variação entre espaço e tempo, estão correlacionadas à astronomia, com foco na posição relativa entre o Sol e a Terra.

Para compreender melhor estes assuntos astronômicos, torna-se necessário o conhecimento dos conceitos básicos para uso da radiação solar sobre a superfície terrestre onde os fundamentos da geometria solar são de extrema importância.

³ Medida relativa da refletividade da superfície da Terra.

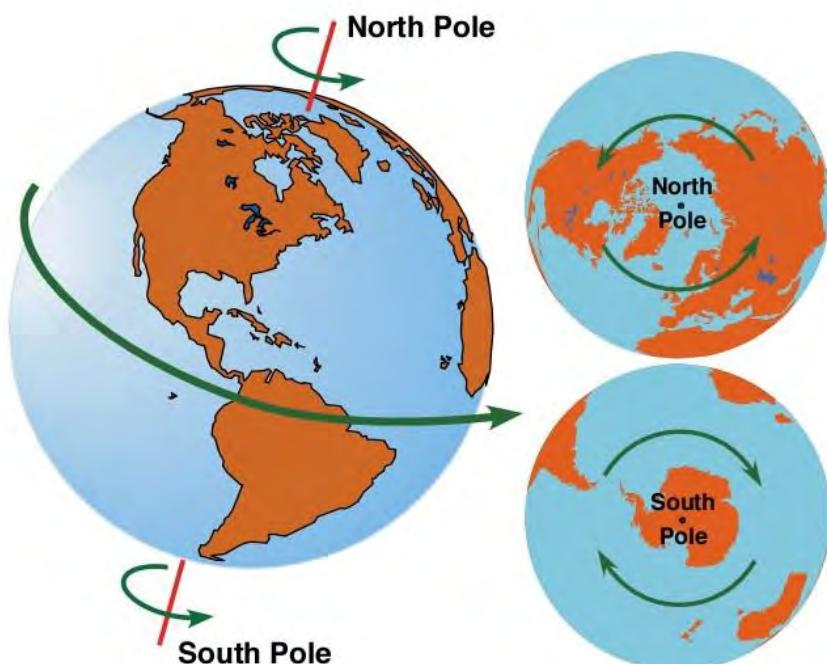
1.4. Conceitos básicos para uso da radiação solar sobre a superfície terrestre

1.4.1. Rotação

O termo rotação da Terra refere-se ao movimento de rotação do nosso planeta no seu próprio eixo, no qual a superfície da Terra se move na linha imaginária do Equador⁴ a uma velocidade aproximada de 464,89 m/s, equivalente a 1.670 km/h. O sentido de rotação é anti-horário, de oeste para leste e tem duração aproximada de 24 horas. A rotação da Terra é responsável pelos ciclos diários do dia e da noite. (NASA, 2018)

Conforme ilustra a Figura 6, a direção desse movimento pode variar de acordo com a posição do observador, por exemplo, se você olhar para o Polo Norte do espaço sideral, a direção da rotação é anti-horária. Agora se olhar para o Polo Sul, a rotação da Terra aparece estar no sentido horário.

Figura 6 - Sentido de rotação de acordo com a posição do observador



Fonte: Physical Geography

⁴ É uma linha imaginária onde a Terra tem a maior circunferência, cerca de 40.070 km de extensão e divide o globo terrestre horizontalmente em dois hemisférios: Norte (boreal ou setentrional) e Sul (austral ou meridional).

1.4.2. Translação

O termo Translação da Terra refere-se ao movimento que o nosso planeta realiza ao redor do Sol do qual não é um círculo perfeito, mas oval ou elíptica. A velocidade média orbital da Terra ao percorrer essa elíptica é de 107.000 km por hora, ou seja, o tempo necessário para completar uma volta é de 365,26 dias (Equivalente a 365 dias, 5 horas e cerca de 48 minutos), (NASA, 2018). A partir desse momento iremos arredondar essa fração diária para seis horas, onde os 365 dias e 6 horas correspondem ao ano sideral.

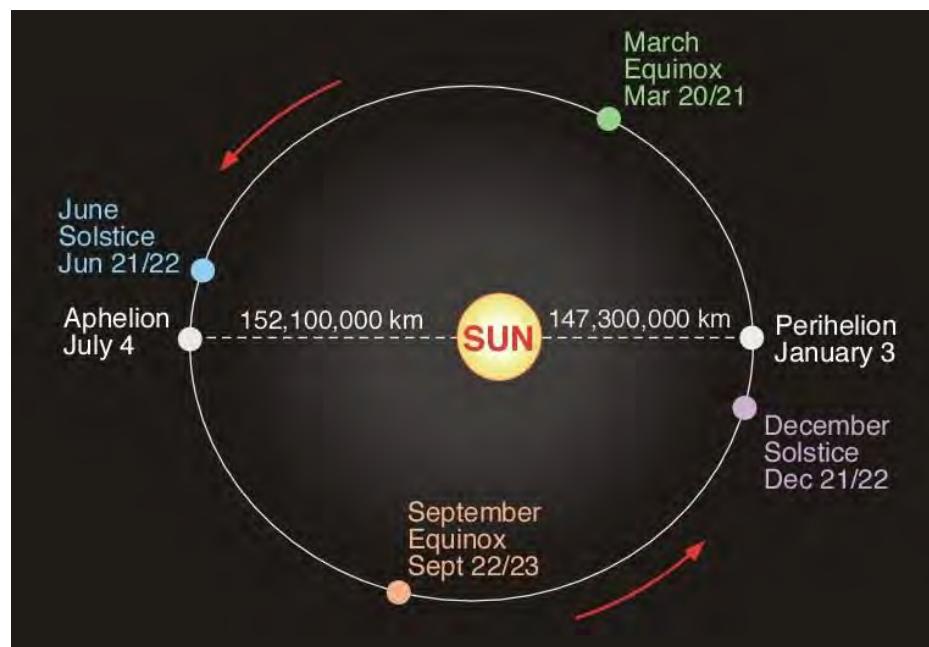
Em nível de curiosidade, como o ano civil adotado por pela sociedade possui 365 dias e o ano sideral possui 365 dias e 6 horas, a cada quatro anos temos um ano de 366 dias denominado de ano bissexto⁵, onde os antigos romanos decidiram que esse dia extra seria dia 29 de fevereiro, ou seja, no menor mês do ano.

Uma órbita elíptica faz com que a distância da Terra ao Sol varie ao longo de um ano, porém esse fenômeno não é responsável pelas estações do ano. Esta variação na distância do Sol faz com que a quantidade de radiação solar recebida pela Terra varie anualmente em torno de 6%.

A Figura 7 ilustra as posições da translação da Terra onde ela está mais próxima e mais distante do Sol. Em 3 de janeiro, no periélio, a Terra está mais próxima do Sol (147,3 milhões de km). A Terra está mais distante do Sol em 4 de julho no afélio (152,1 milhões de km). A distância média da Terra do Sol ao longo de um período de um ano é de cerca de 150 milhões de quilômetros.

⁵ Os anos bissextos foram criados com o objetivo de regular o calendário anual com a translação da Terra, evitando que os eventos sazonais relacionados às estações do ano fossem alterados.

Figura 7 - Posição dos equinócios, solstícios, afélio e periélio em relação à órbita da Terra ao redor do Sol. Os equinócios e solstícios devem estar afastados em 90° no plano da eclíptica (plano elíptica)



Fonte: Physical Geography

A Terra tem estações do ano pelo fato de ter o eixo inclinado. Assim, os raios do Sol atingem diferentes partes do planeta, com mais intensidade em determinada época do ano.

De junho a agosto, os raios do Sol atingem o Hemisfério Norte com mais intensidade do que o Hemisfério Sul. O resultado é o clima quente (verão) no Hemisfério Norte e o clima frio (inverno) no Hemisfério Sul.

De dezembro a fevereiro, os raios do Sol atingem o Hemisfério Norte com menor intensidade que o Hemisfério Sul. O resultado é o clima frio (inverno) no hemisfério norte e o clima quente (verão) no Hemisfério Sul.

De setembro a novembro, o Sol brilha igualmente nos dois Hemisférios. O resultado é o Outono no Hemisfério Norte e a primavera no Hemisfério Sul.

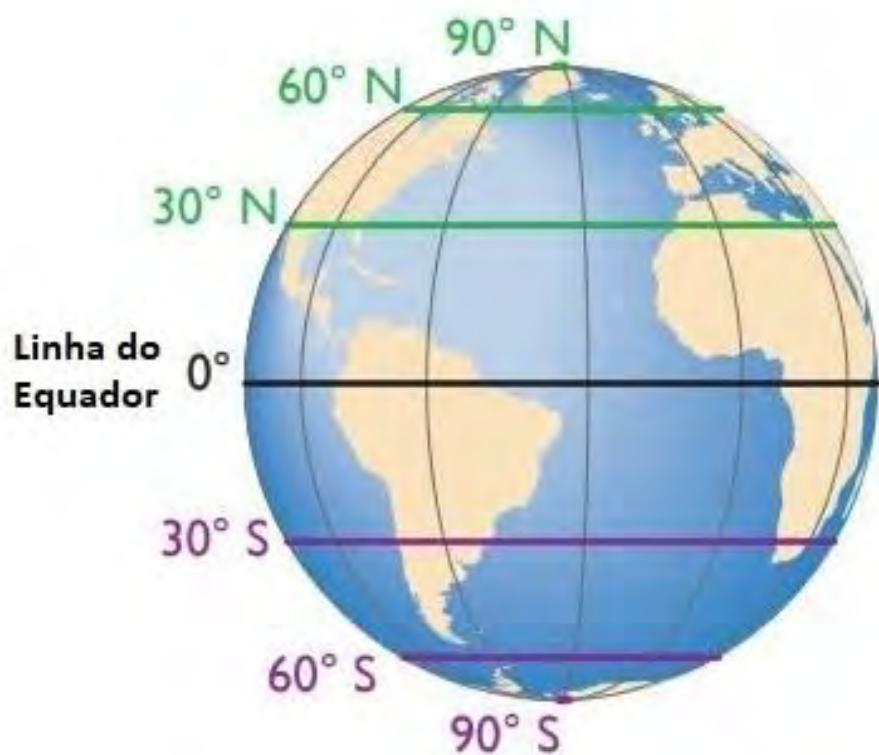
O Sol também brilha igualmente nos dois Hemisférios de março a maio. O resultado é a primavera no Hemisfério Norte e o Outono no Hemisfério Sul.

1.4.3. Latitude e Longitude (ϕ ; λ)

A latitude e a longitude são as coordenadas geográficas que permitem definir com exatidão a posição de qualquer objeto no nosso planeta Terra. Suas combinações fazem com que não haja possibilidade de erros sobre o lugar onde algo está posicionado.

A latitude, representada pela letra grega ϕ (Fi), é a distância angular de qualquer ponto da Terra em relação à Linha do Equador. As latitudes (Paralelos⁶) são expressas em graus, variando de 0° na Linha do Equador até 90° ao Norte ou 90° ao Sul. Para diferenciar os graus, atribui-se sinal positivo para as latitudes do Hemisfério Norte e negativo para as latitudes do Hemisfério Sul. (PACHECO, 2017).

Figura 8 - Todos os pontos da Linha do Equador possuem latitude geográfica igual a 0°

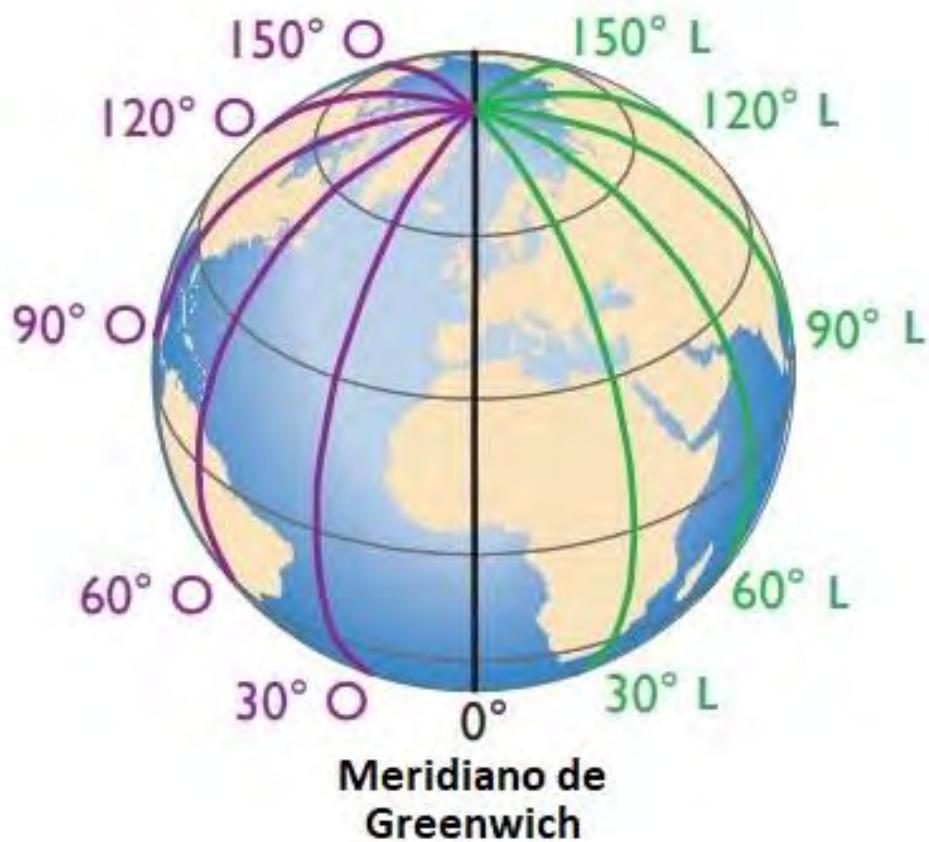


Fonte: PDX

⁶ Paralelos são linhas imaginárias horizontais que circundam a Terra, sendo que o paralelo principal é o Equador, o qual divide a Terra em dois hemisférios: Norte e Sul. Os principais Paralelos são: Círculo Polar Ártico, Trópico de Câncer, Trópico de Capricórnio e Círculo Polar Antártico.

A longitude, representada pela letra grega λ (lambda), é a distância angular de qualquer ponto da Terra em relação ao Meridiano de Greenwich⁷. As Longitudes (Meridianos) são expressas em graus, variando de 0° no Meridiano de Greenwich até 180° ao Leste ou 180° ao Oeste. Para diferenciar os graus, atribui-se sinal positivo para as longitudes do Leste e negativo para as longitudes do Oeste. Nosso globo é dividido em 24 meridianos com 15° de longitude entre eles, totalizando os 360° correspondentes a somatória dos ângulos de uma esfera. (PACHECO, 2017).

Figura 9 - Todos os pontos do Meridiano de Greenwich possuem longitude geográfica igual a 0°



Fonte: PDX

⁷ O Meridiano de Greenwich ou Meridiano Principal é uma linha imaginária que passa sobre a localidade de Greenwich (Londres, Reino Unido) e que por convenção, divide o globo terrestre em ocidente e oriente, permitindo medir a longitude. Serve de referência para calcular distâncias em longitudes e estabelecer os fusos horários. Cada fuso horário corresponde a uma faixa de 15° de longitude de largura, sendo a hora de Greenwich chamada de Greenwich Mean Time (GMT).

1.4.4. Hora Legal (HL) e Hora Solar (HS)

A Hora Legal é representada pelas letras (HL) na astronomia no qual consiste na hora dada pela faixa delimitada de 15º de determinado fuso horário, que por convenção adotou-se o Meridiano de Greenwich como referência de longitude 0º. A Hora Legal é dada pelos nossos relógios no dia-a-dia.

A Hora Solar é representada pelas letras (HS) na astronomia onde é a hora verdadeira baseada no movimento angular aparente do sol e sua medida leva em consideração o meio dia solar, ou seja, a hora em que o sol cruza o meridiano do observador.

A diferença entre a Hora Solar e a Hora Legal é calculada para compensar as variações que surgem dentro do mesmo fuso horário. É necessário converter a Hora Legal para a Hora Solar aplicando correções, sendo que a primeira é uma correção constante para a diferença do fuso local e o fuso de referência do Meridiano de Greenwich. A segunda correção é da equação do tempo, que leva em conta as perturbações na taxa de rotação da Terra que afetam o tempo que o sol atravessa o meridiano do observador. A terceira é durante o período de horário de verão onde é preciso fazer uma correção adicional à hora medida. (Duffie e Beckman, 2013).

Para calcular Hora Solar, utiliza-se a Equação (1):

$$HS = HL + CorHora \quad (1)$$

Onde:

$$Corhora = \frac{4 \times (Lo - \lambda) + E}{60} \quad (1.1)$$

$$E = 9,87 \times \sin(2B) - 7,53 \times \cos(B) - 1,5 \times \sin B \quad (1.2)$$

$$B = \frac{360}{365} \times (n - 81) \quad (1.3)$$

A diferença da Longitude da Hora Local (Lo) e Longitude (λ) é multiplicada por 4 para converter seus valores em graus para o tempo em minutos. O Sol leva 4 minutos para atravessar 1º da longitude.

1.4.5. Ângulo Horário (ω)

O Ângulo Horário é representado pela letra grega ω (ômega) na astronomia, no qual é o diedro⁸ entre o meridiano do observador e o meridiano em que ocorre a passagem meridiana solar. (PACHECO, 2017).

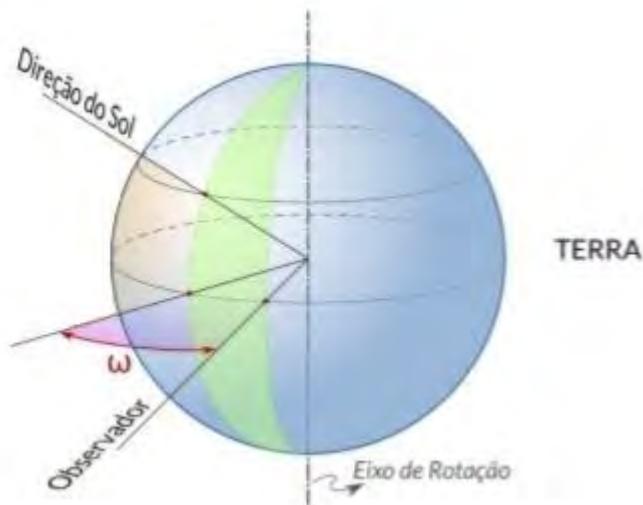
Em outras palavras trata-se do ângulo que os raios incidentes fazem no plano do nosso planeta Terra ao longo de um dia no sentido Leste-Oeste, que por convenção adotou-se ângulo zero no meio dia solar ($\omega=0^\circ$).

O ângulo horário varia entre -180° até 180° , no qual os ângulos negativos correspondem ao período matutino e positivo ao período vespertino. (PACHECO, 2017).

Para calcular o Ângulo Horário (ω), utiliza-se a Equação (2):

$$\omega = (HS - 12) \times 15^\circ \quad (2)$$

Figura 10 - Ângulo horário entre a direção do sol e o observador



Fonte: Adaptado de Atlas Brasileiro de Energia Solar

⁸ Na Geometria, diedro é o ângulo formado pelo encontro de dois planos.

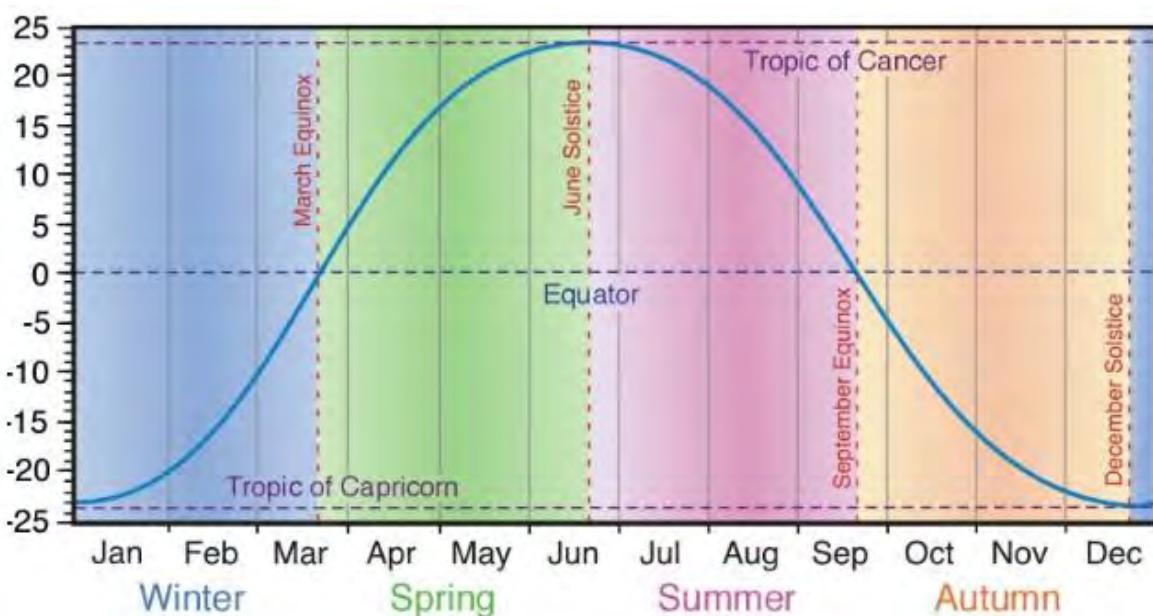
1.4.6. Declinação Solar (δ)

A declinação solar é representada pela letra grega δ (delta) na astronomia, no qual é o ângulo de vértice no centro da Terra, formado pela semirreta determinada pela direção do Sol e o plano do Equador. (PACHECO, 2017).

Ao longo do ano, a declinação solar varia entre os limites de $+23,45^\circ$ até $-23,45^\circ$ no solstício de verão e inverno. Somente nos equinócios de primavera e outono o ângulo de declinação solar é igual a 0° . (PACHECO, 2017).

A Figura 11 mostra o ângulo de declinação solar ao longo do ano. As estações são para o Hemisfério Norte.

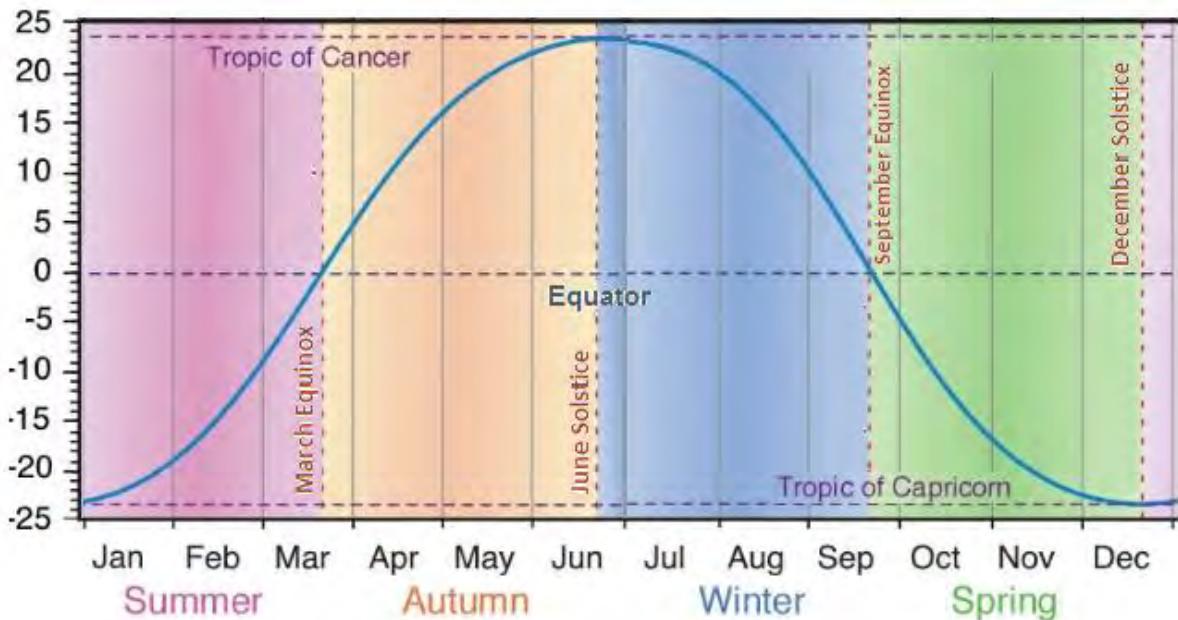
Figura 11 - Declinação solar para o Hemisfério Norte



Fonte: Physical Geography

A Figura 12 mostra o ângulo de declinação solar ao longo do ano. As estações são para o Hemisfério Sul.

Figura 12 - Declinação solar para o Hemisfério Sul



Fonte: Adaptado de *Physical Geography*

Para calcular a declinação solar (δ), utiliza-se a Equação (3):

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \times \frac{284 + n}{365} \right) \quad (3)$$

Sendo n o dia do ano pretendido $n = 1, 2, 3, \dots$ até 365.

1.4.7. Ângulo Zenital (θ_z) e Altitude Solar (α)

O Ângulo Zenital é representado pela letra grega θ_z (Teta z) na astronomia, no qual corresponde ao ângulo formado entre a direção do Sol e a vertical (Zênite) em relação ao observador. (PACHECO, 2017).

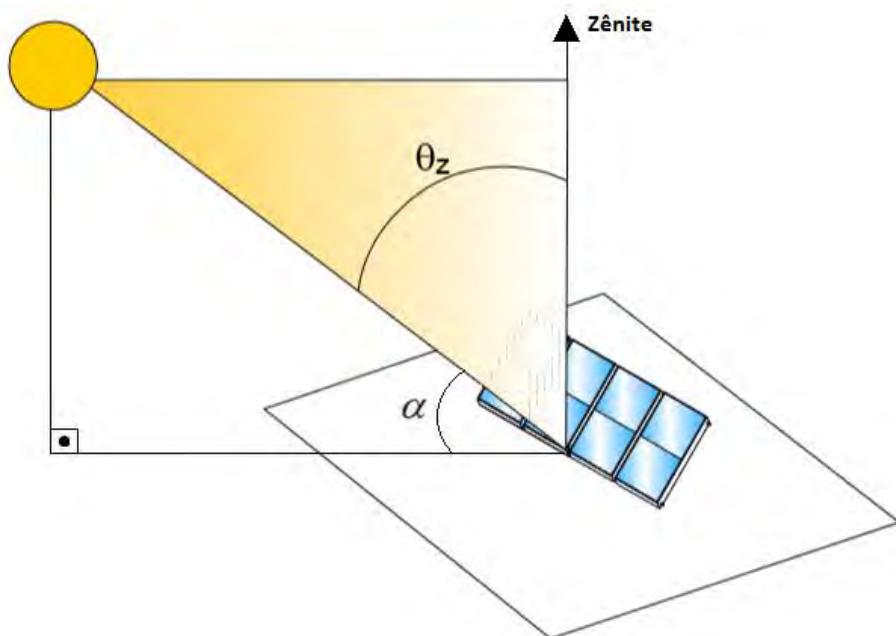
O ângulo zenital varia entre 0° até 90° , que para seu cálculo utiliza-se a Equação (4), que compõe as contribuições dos ângulos de declinação solar (δ), latitude (φ) e o Ângulo Horário (ω).

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \times \sin(\varphi) + \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(\omega) \quad (4)$$

O ângulo da Altitude Solar (α) é o ângulo entre o plano horizontal e a direção do Sol, ou seja, complemento do ângulo zenital (θ_z) no qual varia conforme a trajetória da Terra no movimento de translação ao redor do Sol. Para calcular o Ângulo da Altitude Solar (α), utiliza-se a Equação (5):

$$\alpha = 90^\circ - \theta_z \quad (5)$$

Figura 13 - Ângulo Zenital (θ_z) e Altitude Solar (α)



Fonte: Adaptado do manual de capacitação em projetos de sistemas de aquecimento solar – ABRAVA, 2008

1.4.8. Ângulo de azimute de superfície (γ)

O Ângulo de Azimute de Superfície, mais conhecido como Ângulo Azimutal, é representado pela letra grega γ (gama), o qual corresponde ao ângulo formado pela projeção no plano horizontal da reta normal à superfície com o meridiano Norte-Sul. (PACHECO, 2017).

O Ângulo de Azimute de Superfície varia entre -180° até 180° medido a partir do Sul (Sul= 0°), que por convenção adotou-se o ângulo positivo o sentido horário passando pelo Leste e negativo o sentido anti-horário passando pelo Oeste. (PACHECO, 2017).

1.4.9. Ângulo do Azimute Solar (γ_s)

O Ângulo de Azimute Solar é representado pela letra grega γ_s (gama s) na astronomia, no qual corresponde ao ângulo formado entre a projeção horizontal dos raios solares e a direção Norte-Sul no plano horizontal, possuindo como referência a direção Sul, ou seja, ($\gamma_s = 0^\circ$).

O Ângulo de Azimute Solar (γ_s) varia conforme a trajetória do Sol ao longo de um dia, de Leste a Oeste, devido ao movimento de rotação da Terra.

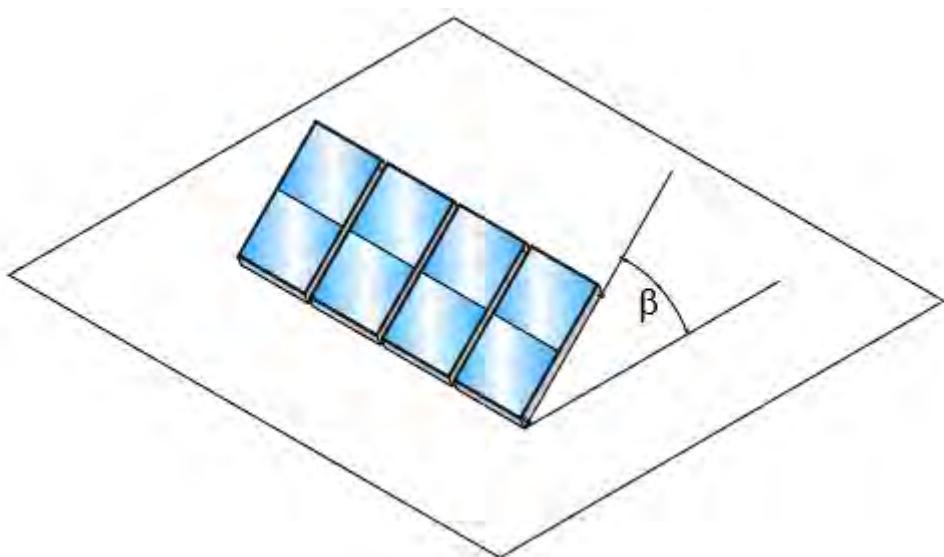
Para calcular o Ângulo de Azimute Solar (γ_s), utiliza-se a Equação (6):

$$\gamma_s = \left| \text{arc cos} \left(\frac{\cos(\theta z) \times \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta z) \times \cos(\varphi)} \right) \right| \quad (6)$$

1.4.10. Ângulo de Inclinação de Superfície (β)

O Ângulo de Inclinação de Superfície é representado pela letra grega β (beta), no qual corresponde ao ângulo formado entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal. O Ângulo de Inclinação de Superfície (β) varia entre 0° até 90° , onde 0° corresponde a uma superfície paralela ao plano horizontal conforme ilustrado pela Figura 14.

Figura 14 - Ângulo de inclinação de superfície (β)



Fonte: Manual de capacitação em projetos de sistemas de aquecimento solar – ABRAVA, 2008

1.4.11. Ângulo de Incidência Solar (θ)

O Ângulo de Incidência Solar é representado pela letra grega θ (teta) na astronomia, no qual corresponde ao ângulo formado entre à superfície plana e a reta normal determinada pela direção da Incidência solar, no qual varia de 0° até 90° . (PACHECO, 2017).

Para calcular o ângulo de incidência solar (θ) em uma determinada orientação e inclinação, utiliza-se a Equação geral (7):

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin(\delta) \times \sin(\varphi) \times \cos(\beta) - \sin(\delta) \times \cos(\varphi) \times \sin(\beta) \times \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(\beta) \times \cos(\omega) + \cos(\delta) \times \sin(\varphi) \times \sin(\beta) \\ & \times \cos(\gamma) \times \cos(\omega) + \cos(\delta) \times \sin(\beta) \times \sin(\gamma) \times \sin(\omega) \end{aligned} \quad (7)$$

Se for para a face Norte ($\gamma=180^\circ$), utiliza-se a Equação (8):

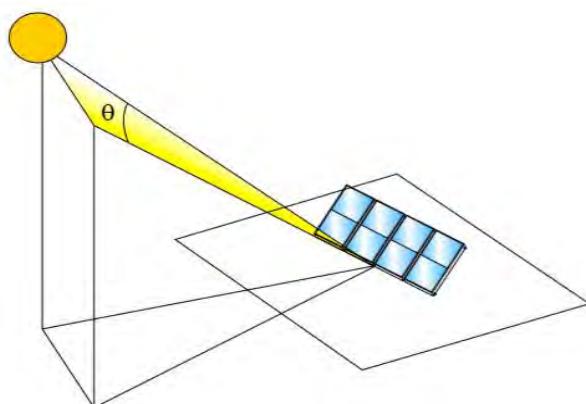
$$\cos \theta = \cos(\varphi + \beta) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(\varphi + \beta) \times \sin(\delta) \quad (8)$$

Se for para a face Sul ($\gamma=0^\circ$), utiliza-se a Equação (9):

$$\cos \theta = \cos(\varphi - \beta) \times \cos(\delta) \times \cos(\omega) + \sin(\varphi - \beta) \times \sin(\delta) \quad (9)$$

O ângulo de incidência solar (θ) é extremamente importante para a captação da energia irradiada do Sol, uma vez que quanto menor for o ângulo de incidência solar (θ), maior será a incidência energética direta sobre a superfície coletora (placas fotovoltaicas ou coletores térmicos).

Figura 15 - Ângulo de incidência solar (θ)



Fonte: Manual de capacitação em projetos de sistemas de aquecimento solar – ABRAVA, 2008

1.4.12. Ângulo Horário do Pôr do Sol (ω_S) e Duração da Insolação (N)

O Ângulo Horário do Pôr do Sol é representado pela letra grega ω_S (ômega s) na astronomia, que corresponde ao ângulo horário (ω) com o ângulo zenital igual a 90º. O resultado é dado em módulo, que por convenção adota-se o sinal positivo para o pôr do Sol ($+\omega_S$) e negativo para o nascer do Sol ($-\omega_S$). (PACHECO, 2017).

Para calcular o Ângulo Horário do Pôr do Sol (ω_S), utiliza-se a Equação (10):

$$\cos(\omega_S) = -\tan(\varphi) \times \tan(\delta) \rightarrow \omega_S = \arccos[-\tan(\varphi) \times \tan(\delta)] \quad (10)$$

Para calcular o período em horas da duração da insolação (N), utiliza-se a Equação (11):

$$N = \frac{2}{15} \times \arccos[-\tan(\varphi) \times \tan(\delta)] \quad (11)$$

Simplificando:

$$N = \frac{2}{15} \times \omega_S \quad (11.1)$$

1.5. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

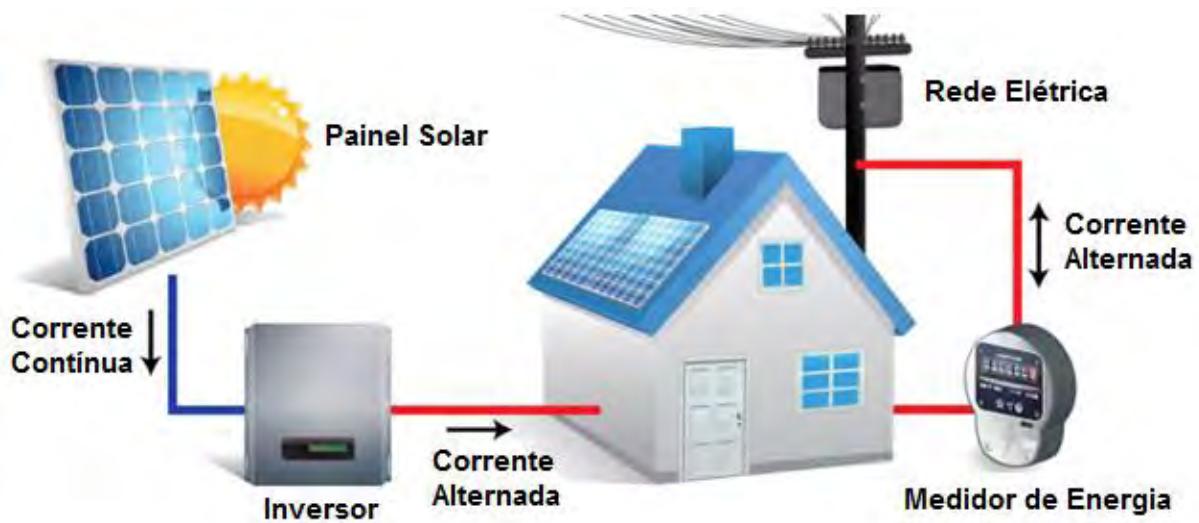
Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três categorias, sendo: Sistema conectado à rede (On-grid), Sistema isolado (Off-grid) e Sistema Híbrido que consiste na “fusão” dos dois sistemas, on-grid e off-grid, com fontes alternativas de energia.

1.5.1. Sistema conectado à rede (On-grid)

O Sistema Fotovoltaico conectado à rede (Figura 16), mais conhecido como On-Grid ou Grid-tie, caracteriza-se por ter interface entre o sistema fotovoltaico e a rede de energia elétrica da concessionária, no qual o excedente de energia elétrica da geração fotovoltaica é injetado na rede, após a conversão de corrente contínua para a corrente alternada realizada pelo inversor solar. (CRESESB, 2018).

O sistema é composto basicamente por módulos fotovoltaicos, inversor solar e medidor bidirecional.

Figura 16 - Sistema Fotovoltaico conectado à rede (On-grid)



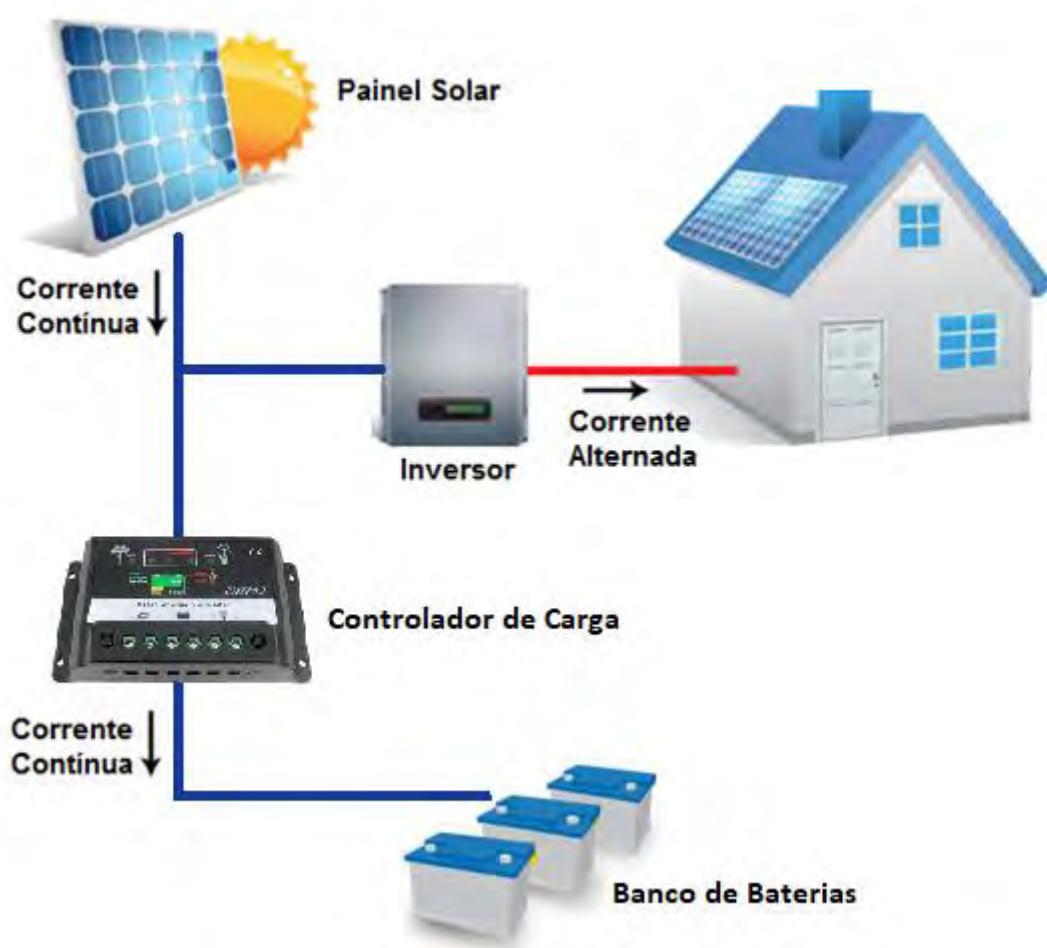
Fonte: Adaptado de T8M Energia Solar

1.5.2. Sistema isolado (Off-grid)

O sistema Fotovoltaico isolado ou autônomo (Figura 17), mais conhecido como Off-Grid, caracteriza-se por não ter interface entre o sistema fotovoltaico e a rede de energia elétrica da concessionária, no qual utiliza-se banco de baterias para armazenamento de energias excedentes. (CRESESB, 2018).

O sistema é composto basicamente por módulos fotovoltaicos, controlador de carga, banco de baterias e inversor solar.

Figura 17 - Sistema isolado (Off-grid)



Fonte: Adaptado de T8M Energia Solar

1.5.3. Sistema Híbrido

O Sistema Híbrido caracteriza-se por possuir mais de uma fonte de geração de energia e por ser considerado sistema de médio a grande porte, com o objetivo de atender maiores demandas de cargas ou usuários. Na maioria das vezes é a combinação de módulos fotovoltaicos com alguma outra fonte geradora, como por exemplo: Turbinas eólicas, geradores de energia elétrica a diesel, entre outros. A Figura 18 ilustra um exemplo de sistema híbrido. (CRESESB, 2018).

Figura 18 - Sistema Híbrido



Fonte: Adaptado de T8M Energia Solar

Para que haja máxima eficiência no sistema de geração, torna-se necessário um estudo particular para cada caso de aplicação e com o controle total de todas as fontes centralizadas no inversor.

1.6. Componentes dos Sistemas Fotovoltaicos

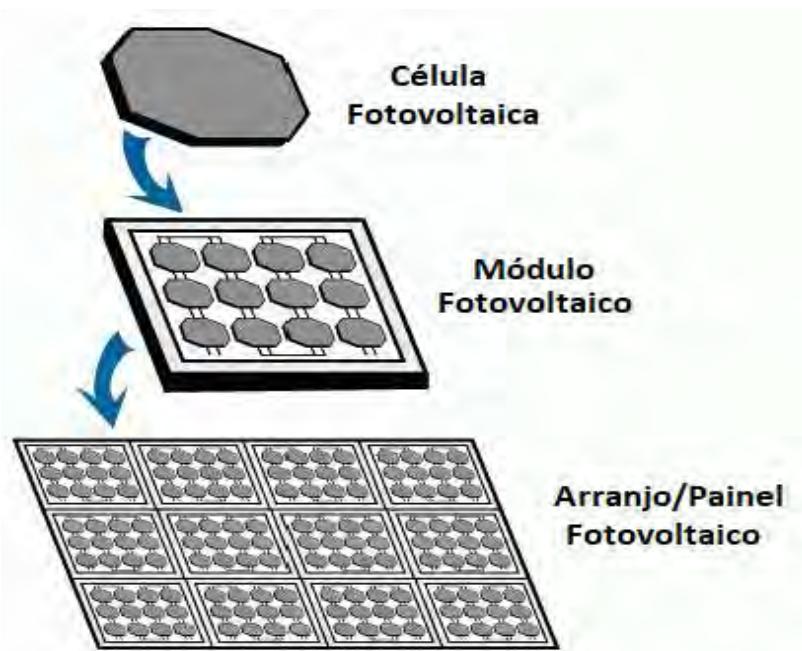
1.6.1. Células, Módulos e Arranjos Fotovoltaicos

Células fotovoltaicas são pequenos dispositivos tecnológicos de coleta de energia que convertem a energia solar em eletricidade por meio de um processo chamado efeito fotovoltaico⁹.

O efeito fotovoltaico foi notado pela primeira vez pelo físico francês Edmund Becquerel no ano de 1839 no qual descobriu que certos materiais produziam pequenas quantidades de corrente elétrica quando expostos a radiação eletromagnética, em outras palavras, a luz. (CRESESB, 2018).

Pelo fato das células fotovoltaicas produzirem pequenas quantidades de corrente elétrica contínua, torna-se necessário o agrupamento das células em uma estrutura denominadas de módulos fotovoltaicos, que podem ser ligados em série ou em paralelo, obtendo-se valores expressivos de corrente elétrica contínua. O conjunto de módulos fotovoltaicos é denominado de arranjos ou painéis fotovoltaicos. A Figura 19 ilustra bem a diferença de célula, módulo e arranjo/painel fotovoltaico.

Figura 19 - Célula, módulo e arranjo fotovoltaico



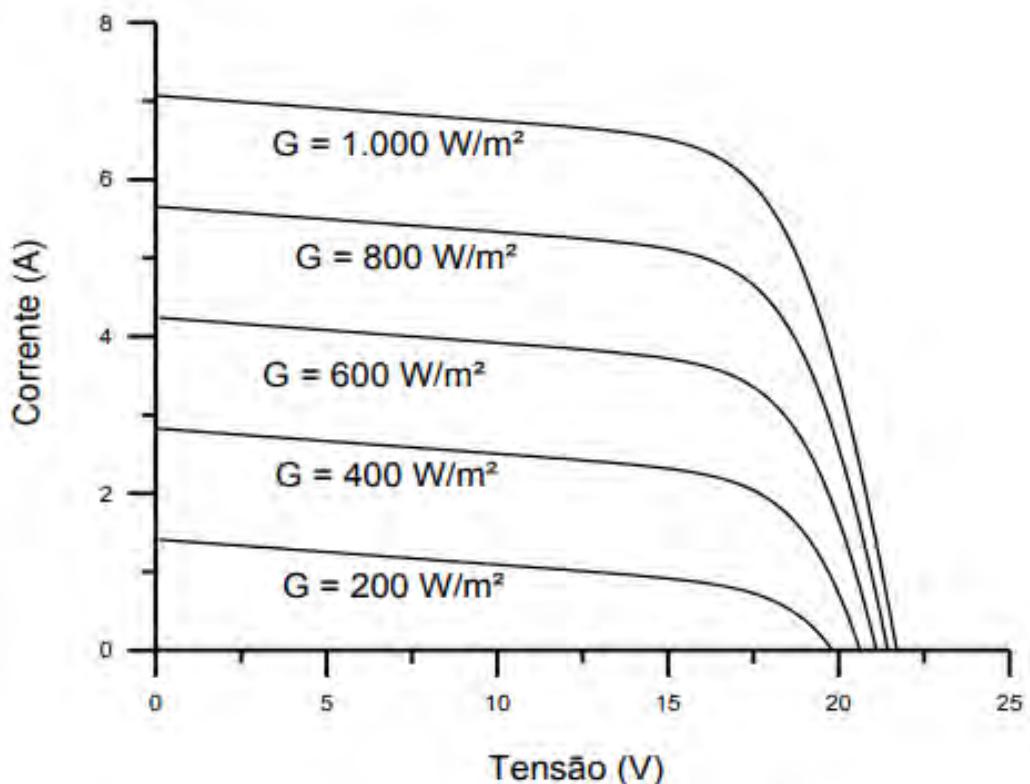
Fonte: Adaptado da NASA

⁹ Conversão direta da energia da luz (espectro visível) em energia elétrica. A célula fotovoltaica é o elemento que realiza esta conversão.

Os módulos disponíveis no mercado podem ser compostos por 36, 60 ou 72 células com potência variável entre 50W a 330W. A potência gerada é diretamente dependente da quantidade de luz e calor que atinge a célula fotovoltaica.

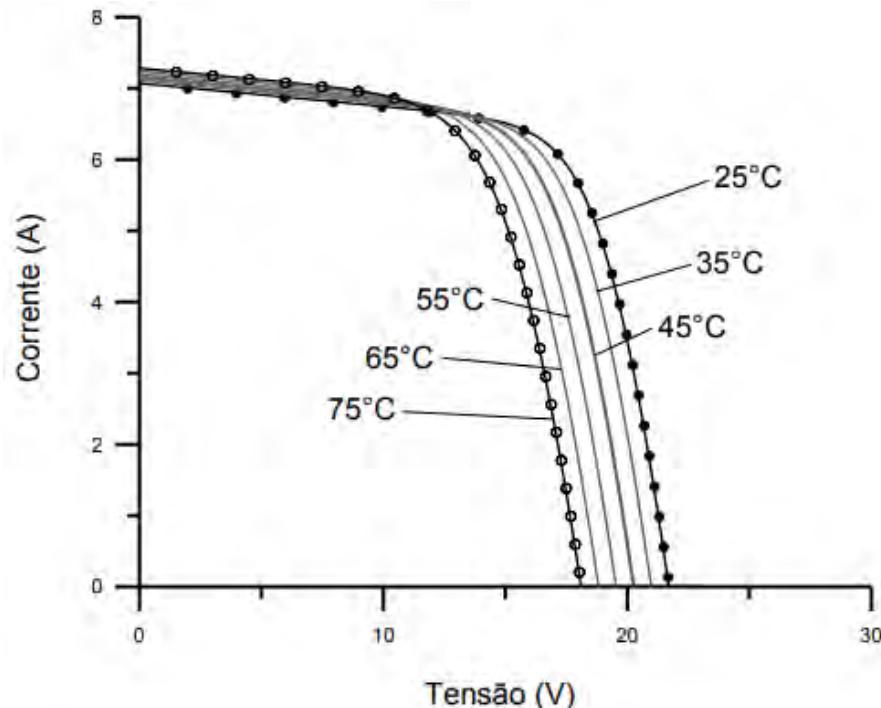
Em dias nublados, a intensidade luminosa é baixa, portanto a corrente elétrica diminuirá linearmente na mesma proporção. Com o aumento da temperatura na célula a tensão diminuirá comprometendo a potência gerada do sistema. As Figuras 20 e 21 ilustram a curva característica do efeito causado pela variação da intensidade luminosa e o aumento de temperatura.

Figura 20 - Curva característica do efeito causado pela variação da intensidade luminosa



Fonte: CRESESB

Figura 21 - Efeito causado pela temperatura na célula



Fonte: CRESESB

Existem diversas tecnologias para a fabricação de células e módulos fotovoltaicos, sendo que as mais comuns comercializadas no mercado são as de silício monocristalino, silício policristalino e filme fino de silício. A Tabela 1 elenca o tipo de material utilizado com a sua eficiência de conversão de energia.

Tabela 1 - Material utilizado para fabricação de células fotovoltaicas x Eficiência de conversão

Material	Células Laboratório	Células Comerciais	Módulos Comerciais
Silício Monocristalino	24,70%	18,00%	14,00%
Silício Policristalino	19,80%	15,00%	13,00%
Filme Fino	19,20%	9,50%	7,90%

Fonte: Villalva e Gazoli, 2012.

Existem outros materiais além do silício vêm sendo utilizados e desenvolvidos com o desafio de aumentar a eficiência na conversão de energia e diminuir o custo da manufatura e consequentemente para o consumidor final.

1.6.2. Inversor Solar

O inversor solar, Figura 22, é um equipamento eletrônico no qual é responsável pela conversão da energia elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos, de corrente continua (CC) para corrente alternada (CA). Além da conversão, também se caracteriza por garantir a segurança de todo sistema, desde os módulos fotovoltaicos até o consumidor final, como por exemplo, uma televisão. (CRESESB, 2018)

Figura 22 - Inversor Solar



Fonte: ABB

O inversor solar pode ser classificado em duas categorias, sendo:

- Inversor para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (On-grid);
- Inversor para Sistemas Fotovoltaicos Isolados (Off-grid);

O Inversor solar para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (On-grid) possui características específicas para atender às exigências da concessionária de distribuição de energia em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede. Já o inversor para Sistemas Fotovoltaicos Isolados (Off-grid) não necessita-se dessas características, visto que não há relação nenhuma de sincronismo com a rede da concessionária de energia elétrica. (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2014).

1.6.3. Medidor Bidirecional

O medidor bidirecional é um item obrigatório exigido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) quando se trata de geração fotovoltaica conectada à rede da concessionária de energia elétrica.

O medidor bidirecional, ilustrado pela Figura 23, tem a função de registrar tanto a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos quanto à energia recebida da concessionária. Quando a energia gerada é maior que a consumida, o medidor registra o fluxo de energia reversa na qual é injetada na rede elétrica de distribuição da concessionária, garantindo-se a compensação de créditos na conta mensal de energia elétrica. Esses créditos expiram em 60 meses após a data do faturamento. (REN 687, 2015)

Figura 23 - Medidor Bidirecional



Fonte: Minu Light

A concessionária é quem fica responsável pela operação, manutenção e substituição do medidor bidirecional, independentemente dos custos que isso possa gerar, como por exemplo, o custeio de todos os estudos para integração do sistema à rede, troca de componentes eletrônicos ou mecânicos, entre outros.

A medição bidirecional pode ser realizada por meio de dois medidores unidirecionais, caso seja a alternativa de menor custo ou solicitado pelo titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída. (PRODIST MÓDULO 3, 2017).

1.6.4. Controlador de Carga

O controlador de carga, denominado regulador, é um componente eletrônico responsável pela duração da vida útil dos bancos de baterias, no qual a principal função é proteger as baterias de sobrecargas de tensão e prevenir que ela seja completamente descarregada, garantindo-se que toda a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos seja armazenada com maior êxito nas baterias. (Portal Energia, 2015).

O controlador de carga (Figura 24), possui tecnologia de monitoramento onde informam constantemente sobre o estado de carga do sistema e alertam qualquer anormalidade. Utiliza-se na maioria das vezes em sistemas isolados da rede (SFI/Off-grid), compostos por módulos fotovoltaicos, controladores e bancos de baterias. (Portal Energia, 2015).

Figura 24 - Controlador de Carga



Fonte: Portal Energia

1.6.5. Bancos de Baterias

Os bancos de baterias (Figura 25) são formados por um conjunto de baterias interligadas em série e/ou em paralelo, de modo a atingir o valor de tensão do sistema e a capacidade de energia pretendida, ou seja, a autonomia. A principal função do sistema é armazenar energias excedentes.

Ao ser conectado no sistema fotovoltaico, o sistema de armazenamento de energia assume a responsabilidade de fornecer energia elétrica durante a noite ou em dias chuvosos, quando a geração dos painéis fotovoltaicos é nula. (CRESESB, 2018).

Figura 25 - Banco de Baterias em operação



Fonte: News Eco Solar

Deve-se atentar aos tipos de baterias que são utilizadas na fase construtiva de um banco de baterias destinado ao sistema fotovoltaico, visto que as recomendadas são as denominadas de estacionárias ou de ciclo profundo, no qual suportam grandes cargas e descargas de energia que uma bateria comum ou automotiva não suportaria, além de comprometer a segurança do sistema. Essas baterias caracterizam-se por alta eficiência energética, manutenção de baixo custo e vida útil prolongada.

1.6.6. Condutor

O condutor de energia solar fotovoltaico é responsável por toda transmissão de energia, desde a geração até o consumidor final que geralmente são os eletrodomésticos e eletroeletrônicos.

Diversos tipos de condutores são utilizados para atender às exigências da geração, transmissão e distribuição da energia solar fotovoltaica, porém pouquíssimas pessoas se atentam nas particularidades do sistema.

Para a conexão entre módulos fotovoltaicos e inversores, utilizam-se cabos especiais para corrente contínua. Entre o inversor e a rede da concessionária, utiliza-se cabos especiais para corrente alternada. Ambos os cabos devem possuir isolamento duplo, unipolar, resistente a radiação ultravioleta (UV), a altas temperaturas (120°C) e as intempéries¹⁰. Deve atentar-se a queda de tensão e ao critério de corrente, pois quando o condutor é mal dimensionado, apresenta-se elevadas perdas por decorrência do efeito Joule¹¹.

Importante verificar-se as normas que o cabo atende, sendo que as principais normas nacionais e internacionais são: UL4703, TÜV 2 Pfg 1169/08.2007, EN 50618 e projeto ABNT NBR 20.03-036. Vide ANEXO 1 para melhor entendimento. (GENERAL CABLE, 2018).

A Figura 26 ilustra detalhes técnicos do cabo aplicado à energia solar fotovoltaica.

Figura 26 - Detalhes técnicos do cabo aplicado à energia solar fotovoltaica



Fonte: General Cable

¹⁰ Quaisquer condições climáticas.

¹¹ Efeito Joule ou Efeito Térmico é uma lei física que expressa a relação entre o calor gerado e a corrente elétrica que percorre um condutor em determinado tempo.

1.6.7. Caixas de Junção

As Caixas de Junção, denominadas de String Boxes (Figura 27), tem a função de alojar todas as conexões e proteções dos circuitos de corrente contínua e alternada do sistema fotovoltaico, impedindo acidentes elétricos como surtos elétricos provenientes do mal funcionamento dos equipamentos, por descargas atmosféricas ou até mesmo por curtos-circuitos.

Figura 27- String Box



Fonte: Zhejiang Benyi Electric Co.ltd

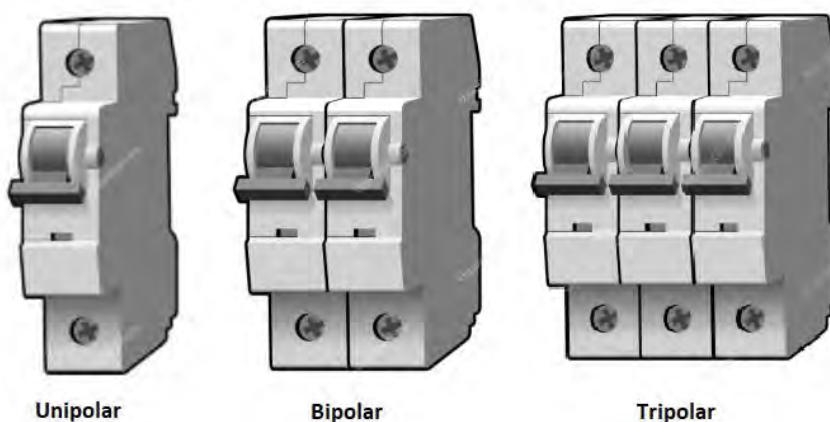
Deve-se instalar a string box próximo ao inversor, mas caso ultrapasse o limite dos 10 metros de distância entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, recomenda-se instalar próximo aos módulos fotovoltaicos. Também é comum que o inversor já conte com uma string box embutida garantindo a segurança do sistema fotovoltaico. (ENEL X, 2018).

1.6.8. Disjuntor

O disjuntor é um dispositivo de proteção eletromecânico onde tem a função de proteger o sistema fotovoltaico contra sobrecargas ou curto-circuito interrompendo o circuito elétrico de imediato. Um bom dimensionamento está diretamente relacionado com a eficiência do sistema. O disjuntor pode ser de corrente contínua ou de corrente alternada dependendo da aplicação. Exemplo: Entre módulo fotovoltaico e inversor, utiliza-se o de corrente contínua. Já o disjuntor de corrente alternada utiliza-se entre a rede da concessionária e o inversor.

A Figura 28 ilustra a diferença entre um disjuntor unipolar, bipolar e tripolar.

Figura 28 - Tipos de Disjuntores



Fonte: Adaptado de Deposit Photos

1.6.9. Chave Seccionaladora

A chave seccionaladora é um dispositivo de segurança com a função de desconectar os módulos fotovoltaicos do restante do sistema, ou seja, interromper a energia elétrica do circuito de corrente contínua.

Recomenda-se instalar a chave seccionaladora próxima aos módulos fotovoltaicos ou ao inversor de modo visível, que, combinado com os disjuntores, torna-se um sistema eficiente de proteção. (NEO SOLAR, 2018).

A Chave Seccionaladora (Figura 29) é um item essencial exigido na NBR 5410 para manutenção do sistema com total segurança.

Figura 29 - Chave Seccionaladora



Fonte: Schneider

1.6.10. Dispositivo de proteção contra surto (DPS)

O dispositivo de proteção contra surto (Figura 30), denominado de DPS, tem a função de detectar sobretensões transitórias na rede elétrica e desviar tanto as correntes de surtos contínuas quanto as alternadas para a terra. Essas correntes de surtos são “geradas” por mau funcionamento dos equipamentos ou por descargas atmosféricas.

Figura 30 - Dispositivo de proteção contra surto (DPS)



Fonte: ABB

Para uma boa proteção do sistema, deve-se atentar a especificação do dispositivo, visto que existe um dispositivo apropriado para corrente contínua e um apropriado para corrente alternada. Também são classificados por classe de proteção, sendo classe I, II e III, e os valores dos picos de tensão e corrente que suportam. (CLAMPER, 2018).

1.6.11. Aterramento Elétrico

O aterramento do sistema fotovoltaico é um item extremamente importante para garantir a vida útil do sistema e a segurança de operação e manutenção. Seu objetivo é deixar o sistema fotovoltaico no mesmo potencial da terra ou no menor potencial possível.

Um aterramento bem dimensionado é feito de maneira que impeça que o sistema chegue a atingir tensões elevadas em caso de falhas ou até mesmo por descargas atmosféricas indiretas.

Por razão de segurança para o sistema fotovoltaico, recomenda-se que o aterramento elétrico seja feito no sistema todo, ou seja, nos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas metálicas, equipamento de proteções e nas baterias.

1.6.12. Sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA)

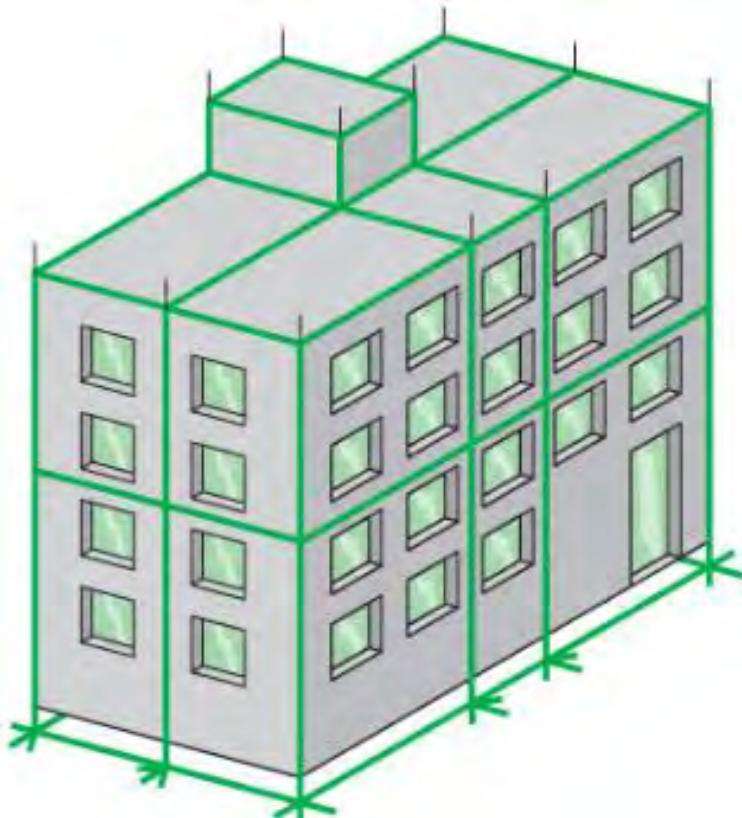
O sistema de proteção contra descargas atmosféricas tem como objetivo proteger a construção, seus ocupantes e toda a infraestrutura existente dos efeitos mecânicos, térmicos e elétricos relacionados com as descargas atmosféricas diretas ou indiretas. (INPE, 2018).

Segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), no mundo ocorrem em torno de 50 a 100 relâmpagos a cada segundo, equivalente a 10 milhões de descargas atmosféricas por dia ou três bilhões por ano. Embora a maior parte do nosso planeta Terra é coberto por água, menos de 10% do total de relâmpagos ocorrem nos oceanos.

O Brasil é o país campeão em incidência de descargas atmosféricas, sendo que durante o ano são causadas cerca de 110 mortes, mais de 200 feridos e prejuízos da ordem de um bilhão de reais. (INPE, 2018).

O sistema de proteção contra descargas atmosféricas é composto por três subsistemas principais: Captores, condutores de descidas e aterramentos. Esses subsistemas podem ser a própria estrutura da construção quando projetada para atender as recomendações da NBR 5419 ou podem ser feitas por aquisições de materiais específicos, originando-se métodos de proteção contra descargas atmosféricas. O método mais utilizado na atualidade é a Gaiola de Faraday, conforme ilustra a Figura 31 aplicado a uma edificação. (NAKANO, 2017).

Figura 31 - Método Gaiola de Faraday aplicado a uma edificação



Fonte: ABC Para-Raios

Independentemente do método de sistema adotado, o princípio consiste em fazer um “caminho” de baixíssima resistência entre o captor e o solo, onde as descargas elétricas buscam percorrer os condutores de menor resistividade.

Pelo fato dos sistemas fotovoltaicos estarem localizados nas coberturas dos edifícios ou até mesmo em grandes terrenos, sempre ficam expostos às incidências de descargas atmosféricas. Por esse e outros motivos que devemos contemplar no projeto de geração fotovoltaica, o sistema de proteção contra descargas atmosféricas e dispositivos de proteções contra surtos no qual é um item exigido por norma NBR 5410.

Para um projeto eficiente de sistema de proteção contra descargas atmosféricas, deve-se contratar um especialista para estudar o melhor método a ser aplicado e o nível de proteção, conforme a característica específica da construção.

1.7. Perdas Estimadas nas Instalações Fotovoltaicas

As perdas estimadas em instalações fotovoltaicas geralmente são calculadas pelas informações contidas nas fichas técnicas dos equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico. A maior porcentagem de perdas do sistema é ocasionada por falta de um efetivo plano de manutenção. As principais perdas são pelo sombreamento, inversor, reflexão, conector, cabeamento, temperatura, mismatch¹², irradiação, sujidade e incompatibilidade entre os componentes.

1.8. Manutenção do Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico como qualquer outro, deve-se passar por manutenções preventivas com o objetivo de manter a máxima eficiência energética e mitigar as consequências das falhas antes mesmo de ocorrerem. Por não conter partes móveis, o sistema sofre desgastes mínimos. O principal ponto de atenção do sistema fotovoltaico é com a sujidade por sequela da poluição, poeiras, dejetos de animais voadores, que depositado em excesso no sistema, a produção de energia pode ser impactada.

O principal mecanismo de limpeza do sistema fotovoltaico costuma ser a própria chuva, porém em período de estiagem ou quando o ângulo de inclinação do painel fotovoltaico for menor que 15º, o escoamento da água da chuva torna-se ineficaz para remover a sujidade do sistema. (SENAI-SP, 2016).

Com a evolução tecnológica, a limpeza com o rodo, pano, água e detergente neutro (Figura 32) já estão com os dias contados. As novidades do mercado são robôs inteligentes que fazem a limpeza dos painéis fotovoltaicos de maneira eficaz e sem utilizar um pingo d'água, conforme ilustra a Figura 33.

¹² Descasamento de módulos, ou seja, os módulos apresentam características elétricas diferentes dos demais.

Figura 32 - Limpeza dos painéis fotovoltaicos utilizando rodo, pano e detergente neutro



Fonte: BlueSol

Figura 33 - Robô inteligente executando a limpeza dos módulos fotovoltaicos



Fonte: It Media - Smart Japan

A Tabela 2 elenca as principais manutenções preventivas e sua periodicidade no qual deve ser executado por profissionais altamente capacitados na tecnologia.

Tabela 2 - Principais manutenções preventivas nos sistemas fotovoltaicos e periodicidade

Componente	Ações	Período
Módulos Fotovoltaicos	<ul style="list-style-type: none"> • Inspeção visual para detectar danos estruturais aos vidros, sujeiras, água acumulada, sombreamento causado por folhas/galhos/sacolas plásticas, etc.; • Limpeza dos módulos fotovoltaicos com água e detergente neutro (biodegradável); 	06 Meses
Estrutura de Fixação	<ul style="list-style-type: none"> • Inspeção visual para detectar danos estruturais aos suportes de fixações, como oxidações, trincas, etc.; • Verificar se a estrutura de fixação está conectada a terra; • Pintar a estrutura para proteção contra intempéries; 	06 Meses
Condutores	<ul style="list-style-type: none"> • Inspeção do estado do cabeamento; • Inspeção dos terminais e ligações; • Medições das quedas de tensões; • Analisar o condutor de proteção a terra; • Reapertar os terminais; 	06 Meses
Inversores e Controladores de Carga	<ul style="list-style-type: none"> • Inspeção do estado de funcionamento; • Limpeza a seco para evitar o acúmulo de poeira; • Inspeção no cooler de ventilação; • Inspeção do estado dos indicadores luminosos e sonoros; • Verificar Alarmes; 	03 Meses
Baterias	<ul style="list-style-type: none"> • Limpeza dos terminais das baterias; • Inspeção visual para possíveis vazamentos ou inchamentos; • Medição das cargas para evitar o descarregamento total; • Medição da temperatura das baterias e ambiente; 	03 Meses
Equipamentos de segurança e Proteção	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar caixa de medição; • Verificar vareta de aterramento; • Teste de funcionamento do sistema de seccionamento; • Verificar o estado dos fusíveis; 	03 Meses
Equipamentos de Monitoramento	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar armazenamento de dados do sistema; • Calibrar e Limpar os equipamentos de medição; • Verificar conectividade com o gerenciador; 	12 Meses

Fonte: Autoria Própria

1.9. Principais Normas Técnicas e Referências Regulatórias para Projetos Fotovoltaicos

As principais normas técnicas para projetos fotovoltaicos estão elencadas nas tabelas abaixo:

Tabela 3 - Diretrizes de Sistemas Fotovoltaicos

Diretrizes de Sistemas Fotovoltaicos		
Normas	Vigência	Título
NBR 11704:2008	21/02/2008	Sistemas fotovoltaicos - Classificação.
NBR 10899:2013	04/12/2013	Energia solar fotovoltaica - Terminologia.
NBR 16149:2013	01/03/2014	Sistemas fotovoltaicos - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
NBR 16150:2013	04/04/2013	Sistemas fotovoltaicos - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade.
NBR IEC 62116:2012	06/04/2012	Procedimento de ensaio de anti-ilhaamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.
NBR 16274:2014	06/04/2014	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.
NBR 16612:2017	10/08/2017	Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho.

Fonte: Adaptado de NAKANO, 2017.

Tabela 4 - Instalações de Baixa Tensão Relacionadas ao Sistema Fotovoltaico

Instalações de Baixa Tensão Relacionadas ao Sistema Fotovoltaico		
Normas	Vigência	Título
NBR 5410:2004 Versão Corrigida: 2008	31/03/2005	Instalações elétricas de baixa tensão
NBR 5456:2010	09/12/2010	Eletricidade geral - Terminologia
NBR IEC 60947-X:2013	05/07/2013	Dispositivo de manobra e comando de baixa tensão Parte 1: Regras gerais (2013) Parte 2: Disjuntores (2014)
NBR 13248:2014 Versão Corrigida: 2015	16/01/2014	Cabos de potência e condutores isolados sem cobertura, não halogenados e com baixa emissão de fumaça, para tensões até 1 kV - Requisitos de desempenho

*Fonte: Adaptado de NAKANO, 2017.**Tabela 5 - Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas Relacionadas ao Sistema Fotovoltaico*

Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas Relacionadas ao Sistema Fotovoltaico		
Normas	Vigência	Título
NBR 5419-X: 2015	22/06/2015	Proteção contra descargas atmosféricas Parte 1: Princípios gerais Parte 2: Gerenciamento de risco Parte 3: Danos físicos a estruturas e perigos à vida Parte 4: Sistemas elétricos e eletrônicos internos na estrutura
NBR 15751:2013	01/08/2013	Sistemas de aterramento de subestações - Requisitos
NBR 15749:2009	13/09/2009	Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento
NBR IEC 61643-1: 2007	26/12/2007	Dispositivos de proteção contra surtos em baixa tensão Parte 1: Dispositivos de proteção conectados a sistemas de distribuição de energia de baixa tensão - Requisitos de desempenho e métodos de ensaio

Fonte: Adaptado de NAKANO, 2017.

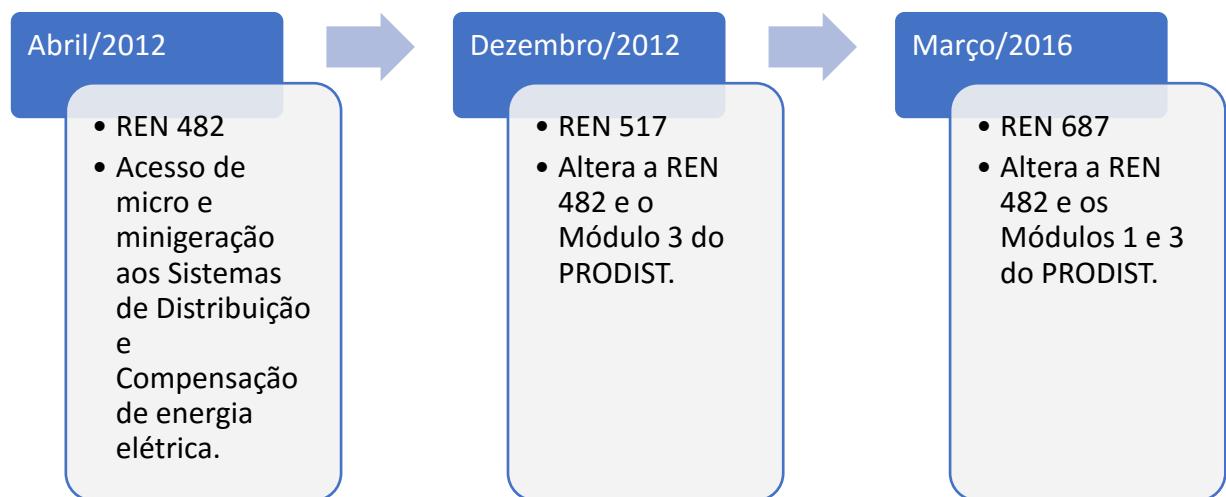
Tabela 6 - Instalações de Média/Alta Tensão Relacionada ao Sistema Fotovoltaico

Normas	Vigência	Título
NBR 14039:2005	38533	Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV
NBR 5460:1992	33724	Sistemas elétricos de potência
NBR 9029:1985	31320	Emprego de relés para proteção de barramento em sistema de potência - Procedimento
NBR 5356-1: 2007 Versão Corrigida: 2010	39464	Transformadores de Potência Parte 1: Generalidades (2008) Parte 11: Transformadores do tipo seco - Especificação (até 36,2kV) (2016)
NBR 6251:2012 Versão Corrigida: 2013	41119	Cabos de potência com isolação extrudada para tensões de 1 kV a 35 kV — Requisitos construtivos
NBR IEC 60060- X: 2013	41313	Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão Parte 1: Definições gerais e requisitos de ensaio (2013) Parte 2: Sistemas de medição (2016)

Fonte: Adaptado de NAKANO, 2017.

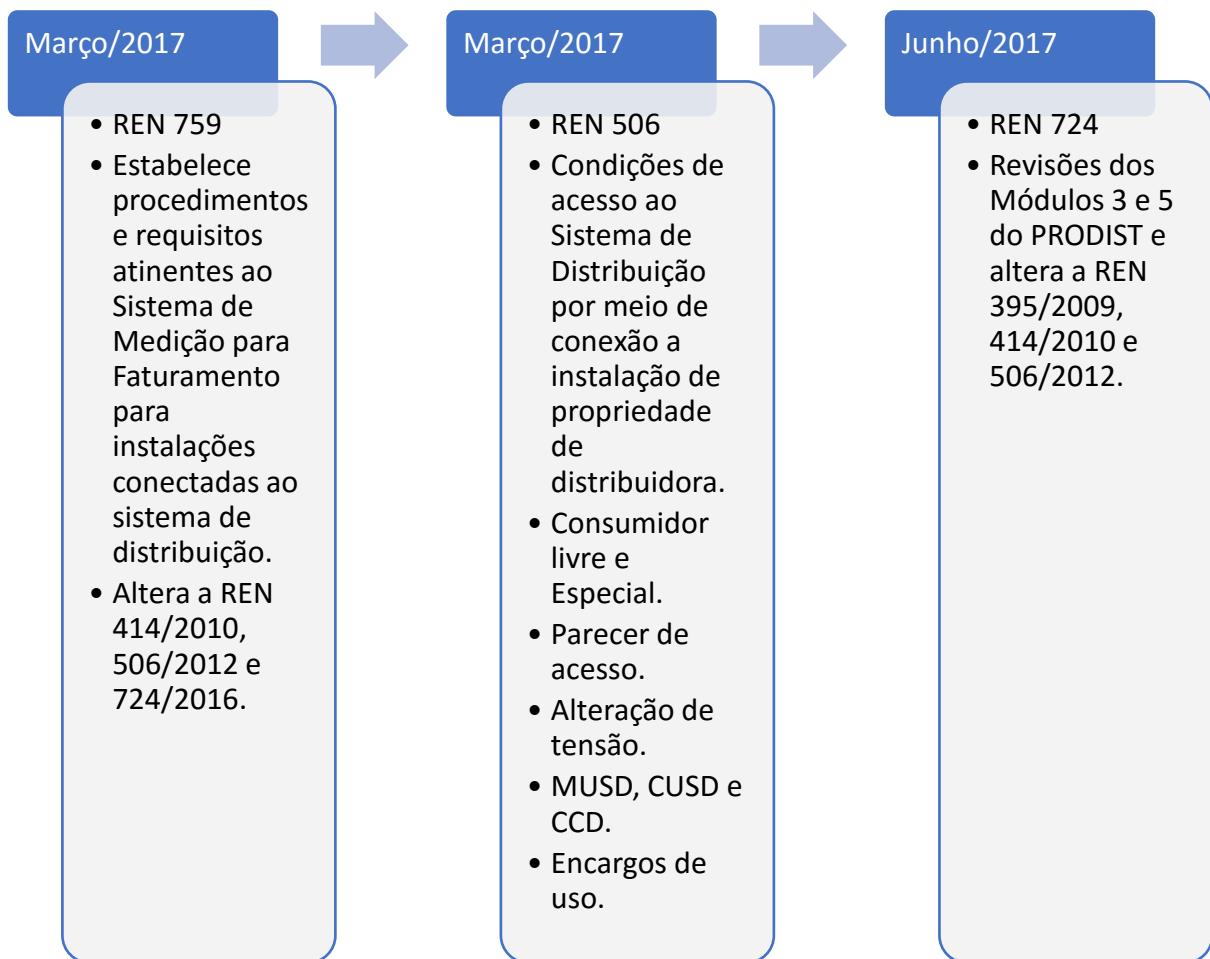
As principais referências regulatórias para projetos fotovoltaicos e alterações estão detalhadas na linha do tempo a seguir, conforme determinadas pela ANEEL:

Figura 34 - Linha do tempo das principais referências regulatórias para projetos fotovoltaicos – Parte I



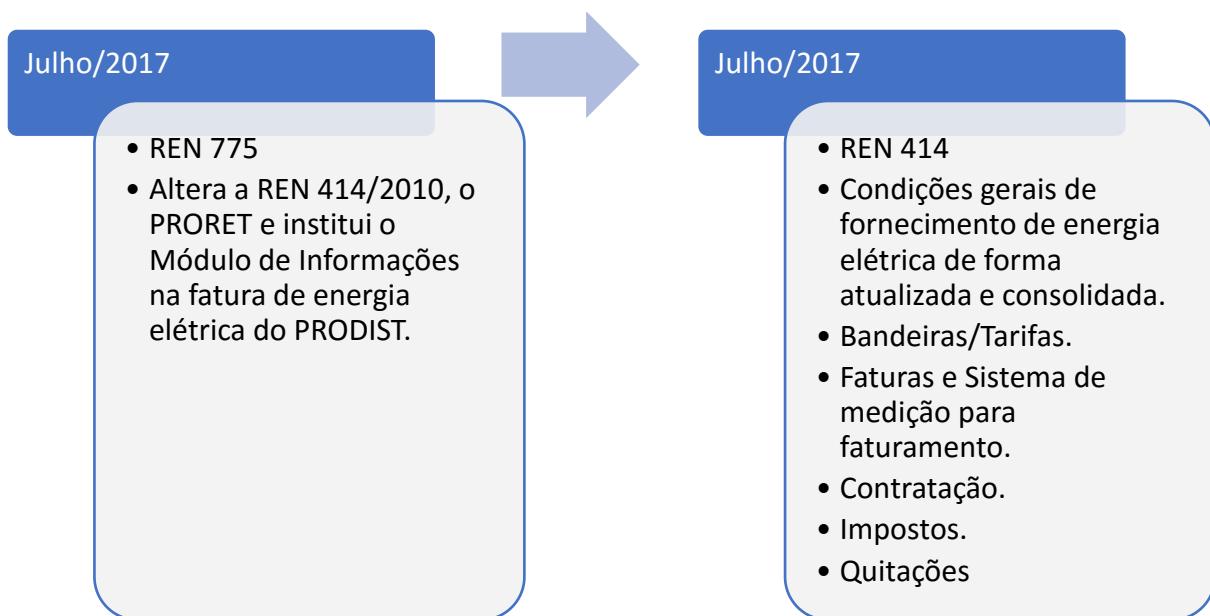
Fonte: Adaptado de NAKANO, 2017.

Figura 35 - Linha do tempo das principais referências regulatórias para projetos fotovoltaicos – Parte II



Fonte: Adaptado de NAKANO, 2017.

Figura 36 - Linha do tempo das principais referências regulatórias para projetos fotovoltaicos – Parte III



Fonte: Adaptado de NAKANO, 2017.

A partir dos resultados da Audiência Pública Nº 42/2011, a ANEEL estabeleceu, em abril de 2012, as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída às redes de distribuição e ao sistema de compensação de energia elétrica, por meio da Resolução Normativa Nº 482, 17 de abril de 2012. (CASTRO, 2017).

Os pontos principais da REN Nº 482 são:

- A única possibilidade de utilização da geração própria é por meio do sistema de compensação do consumo a partir da geração realizada;
- Microgeração são fontes de até 100kW de potência instalada que utilizam energia hidráulica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada;
- Minigeração são fontes acima de 100 kW e de até 1 MW que utilizam energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada;
- O sistema de compensação é facultado apenas quando a geração se dá no mesmo ponto da unidade consumidora ou em unidade consumidora ou em unidade consumidora com a mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados;
- A compensação do consumo tem de ser realizada no prazo máximo de 36 meses.

Em maio de 2015, a ANEEL abriu Audiência Pública Nº 026/2015 para colher subsídios para a alteração da REN Nº 482. Essa Audiência Pública recebeu contribuições até junho de 2015 e culminou com a publicação da REN Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Com a publicação desta nova regulamentação sobre o assunto, uma série de incentivos adicionais para a expansão da micro e minigeração distribuída. (CASTRO, 2017).

As principais alterações promovidas pela REN 687 em relação à REN 482 são:

- Microgeração passou a ser considerada a geração com potência igual ou inferior a 75 kW, porém para qualquer fonte renovável de energia, mantendo-se a possibilidade de inclusão da cogeração qualificada;
- Minigeração passou a ser considerada a geração com potência instalada superior a 75 kW e inferior a 3 MW para fonte hídrica ou menor que 5 MW para as demais fontes renováveis e cogeração qualificada;

- Estabelecimento das modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada, ou seja, permite a geração em terrenos afastados do local de consumo desde que esteja na mesma área da distribuidora de energia elétrica e para vizinhos que queiram participar do sistema de compensação de energia;
- Possibilidade de compensação de créditos de energia entre matriz e filiais de grupos empresariais;
- Sistemas de geração distribuída condominiais (pessoas físicas e jurídicas);
- Ampliação da duração dos créditos de energia elétrica de 36 meses para 60 meses;
- Redução dos prazos de tramitação de pedidos junto às distribuidoras;
- Padronização dos formulários de pedido de acesso para todo o território nacional;
- Submissão e acompanhamento de novos pedidos pela internet a partir de 2017. (SOL CENTRAL, 2018).

Além das Resoluções Normativas, deve-se lembrar dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) que são documentos elaborados pela ANEEL que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Atualmente o PRODIST está dividido em 11 módulos, são eles:

- Módulo 1 – Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica;
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos;
- Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório;
- Módulo 11 - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares;

1.10. Indicadores para Análise de Viabilidade Econômica do Projeto

Na economia existem indicadores que nos auxiliam para tomadas de decisões para analisar se um determinado investimento é viável ou não. Para avaliar a viabilidade econômica utilizam-se três indicadores fundamentais: Payback Simples, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

1.10.1. Payback Simples

Payback Simples é um método econômico onde os investimentos são comparados entre si em termos de quanto tempo se leva para recuperar o investimento inicial, contabilizando de seus retornos, ou seja, entradas incrementais de caixa. (PARENTE, 2017).

A vantagem desse método é a facilidade de cálculo e apelo intuitivo. A desvantagem é a Incapacidade de especificar o período em que de fato recupera o custo de oportunidade, por não se basear em fluxos descontados. Também não considera integralmente o fator tempo no valor do dinheiro. (PARENTE, 2017)

Para calcular o Payback Simples, utiliza-se a Equação (12):

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa Anual}} \quad (12)$$

1.10.2. Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é considerado uma técnica sofisticada de análise de investimento. Para empregá-lo corretamente é preciso entender o conceito do valor do dinheiro no tempo. Uma regra básica para o conceito é que o valor de um real hoje é sempre maior que o valor de um real amanhã. (PARENTE, 2017).

Para calcular o Valor Presente Líquido (VPL), utiliza-se a Equação (13):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - II_0 \quad (13)$$

Sendo:

FC_t= Fluxos de caixa para t de 1 a n

II₀= Investimento inicial em t=0

r= Taxa de desconto

O critério de decisão:

- Se o VPL for maior que 0 (zero), obtém-se um retorno maior que o retorno mínimo exigido, ou seja, aprovaria o projeto;
- Se o VPL for igual a 0, obtém-se um retorno exatamente igual ao retorno mínimo exigido, ou seja, seria indiferente em relação ao projeto;
- Se o VPL for menor que 0 (zero), obtém-se um retorno menor que o retorno mínimo exigido, ou seja, reprovaria o projeto.

1.10.3. Taxa Interna de Retorno (TIR)

Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de retorno do Investimento a ser realizado em função dos Fluxos de Caixa projetados para o futuro e a taxa de desconto que torna o VPL de todos os Fluxos de Caixa igual a zero. Pode-se considerar que a TIR é a taxa de retorno intrínseca ao investimento, pois não depende de se aplicar uma determinada taxa de desconto. É uma função dos Fluxos de Caixa projetados e do tempo. (PARENTE, 2017)

Para calcular a Taxa Interna de Retorno (TIR), utiliza-se a Equação (14):

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = II_0 \quad (14)$$

Sendo:

FC_t= Fluxos de caixa para t de 1 a n

II₀= Investimento inicial em t=0

TIR= Taxa Interna de Retorno

2. ESTUDO DE CASO

2.1. Caracterização da Edificação

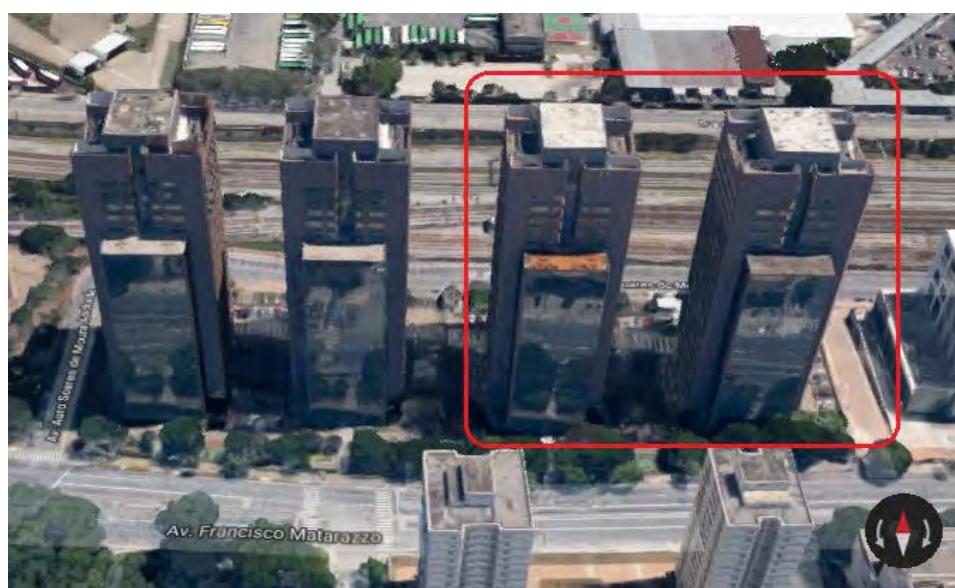
Para o desenvolvimento desta monografia, foi escolhido o Condomínio Edifícios Milano e Torino situado na cidade de São Paulo, mais especificamente no Bairro da Água Branca - Zona Oeste/SP. Vide Figuras 37 e 38 para compreender melhor a localização:

Figura 37 - Localização dos lotes do Condomínio Edifícios Milano e Torino



Fonte: Adaptado de Google Maps

Figura 38 - Vista superior área do condomínio



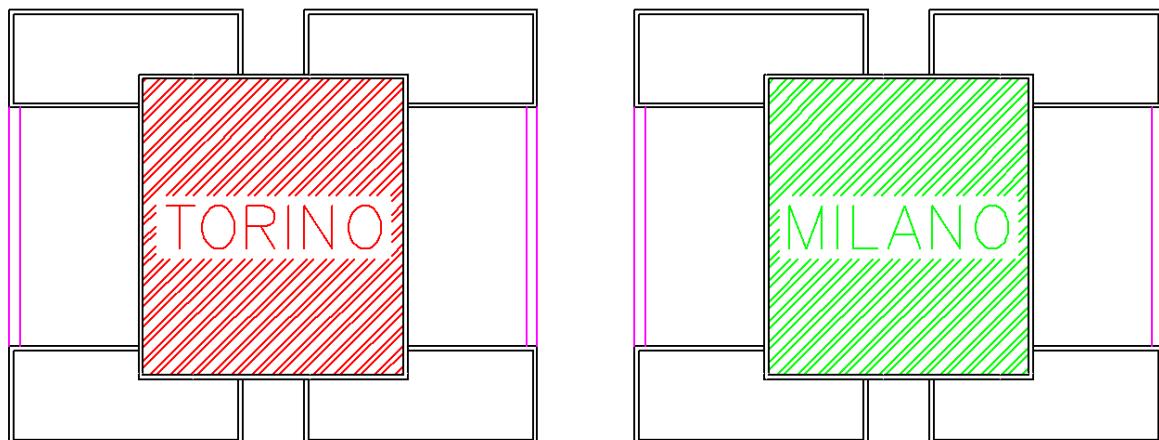
Fonte: Adaptado de Google Maps

O condomínio corporativo em questão é constituído de dois edifícios onde cada edifício é composto basicamente de três subsolos, térreo, vinte andares, no qual cada andar possui dois conjuntos corporativos, três andares técnicos e uma cobertura. A sua população fixa é de 2.000 colaboradores nos quais exercem suas funções em diversas empresas e a população flutuante é de aproximadamente 8.000 visitantes por mês.

2.2. Potencial Solar Fotovoltaico

Para aproveitamento da energia solar, o projeto consiste em uma geração solar fotovoltaica na área das duas coberturas do condomínio, totalizando 544m², conforme destacadas na Figura 39.

Figura 39 - Áreas disponíveis na cobertura para instalação de painéis fotovoltaicos



Fonte: Autoria Própria

A tabela 7 elenca de forma resumida às áreas disponíveis na cobertura, a altura do solo e a localização exata através da latitude e longitude.

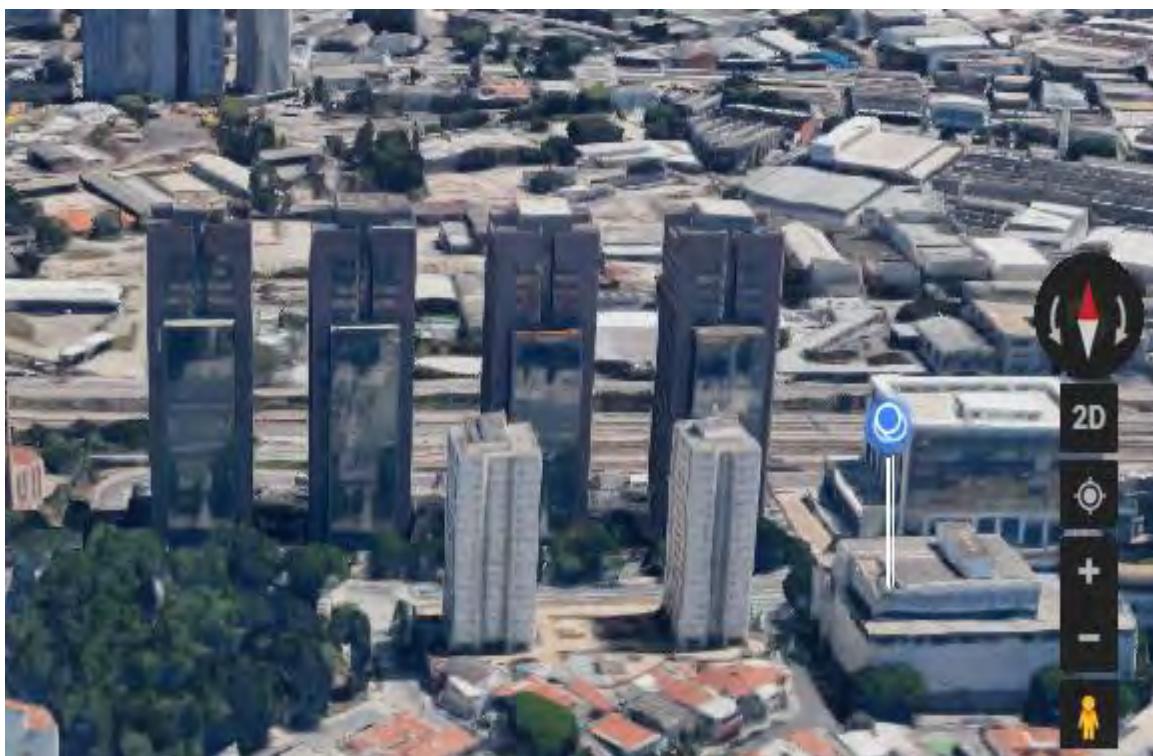
Tabela 7 - Detalhes das áreas, altura e localização do condomínio

Edifício	Área [m ²]	Perímetro [m]	Altura do Solo [m]	Latitude	Longitude
Milano	272	66,12	~100	23°31'32"S	46°40'31"O
Torino	272	66,12	~100	23°31'32"S	46°40'33"O

Fonte: Autoria Própria

Com o auxilio do Google Earth em uma vista tridimensional superior do condomínio, conforme Figura 40, vemos com clareza que os locais escolhidos para instalar os painéis fotovoltaicos não possuem quaisquer sombreamentos por ser o condomínio mais alto da região. Em virtude desta localização privilegiada torna-se favorável a geração solar fotovoltaica, não sendo um ponto de atenção para a implantação.

Figura 40 - Vista tridimensional superior do condomínio



Fonte: Google Earth

Em relação ao entorno do condomínio, mais especificamente ao norte, nota-se que existem grandes terrenos que atualmente são destinados a garagens de ônibus e estacionamentos de veículos apreendidos, pequenas industrias, onde futuramente podem ser construídos empreendimentos com alturas elevadas ocasionando sombras nas coberturas dos edifícios Milano e Torino durante as estações do ano.

Embora essas enormes construções necessitem de tempo para serem construídas, faremos a hipótese que este fato não ocorreria em um prazo inferior a 10 anos.

2.3. Escolha do Painel Solar Fotovoltaico

Para a escolha do painel solar fotovoltaico foi levado em consideração o custo benefício entre potência e preço comercializado, independentemente do material de fabricação. Neste estudo de caso foi utilizado o painel solar fotovoltaico de 330 Wp (Watts pico) do fabricante canadense Canadian Solar, conforme dados e características construtivas elencadas na Tabela 8. No ANEXO 2, encontra-se o datasheet completo do painel solar fotovoltaico escolhido.

Tabela 8 - Dados e características técnicas do Painel Solar Fotovoltaico

Canadian Solar CS6U-330P 1.500V	
Tipo de Célula	Silício Poli Cristalino
Dimensões	1960 x 992 x 40 mm
Peso	22,4 Kg
Capa	3,2mm Vidro Temperado
Armação	Liga de Alumínio Anodizado
J-Box	IP67, 3 Diodos
Conector	T4 Series ou PV2 Series
Fusível	20 A
Potência	330 W
Potência Nominal (Pmáx)	239 W ¹³
Eficiência Energética	16,97%
Vmp	37,2 V
Imp	8,88 A
Voc	45,6 V
Isc	9,45 V

Fonte: Autoria Própria – Dados compilados do datasheet do fabricante Canadian Solar

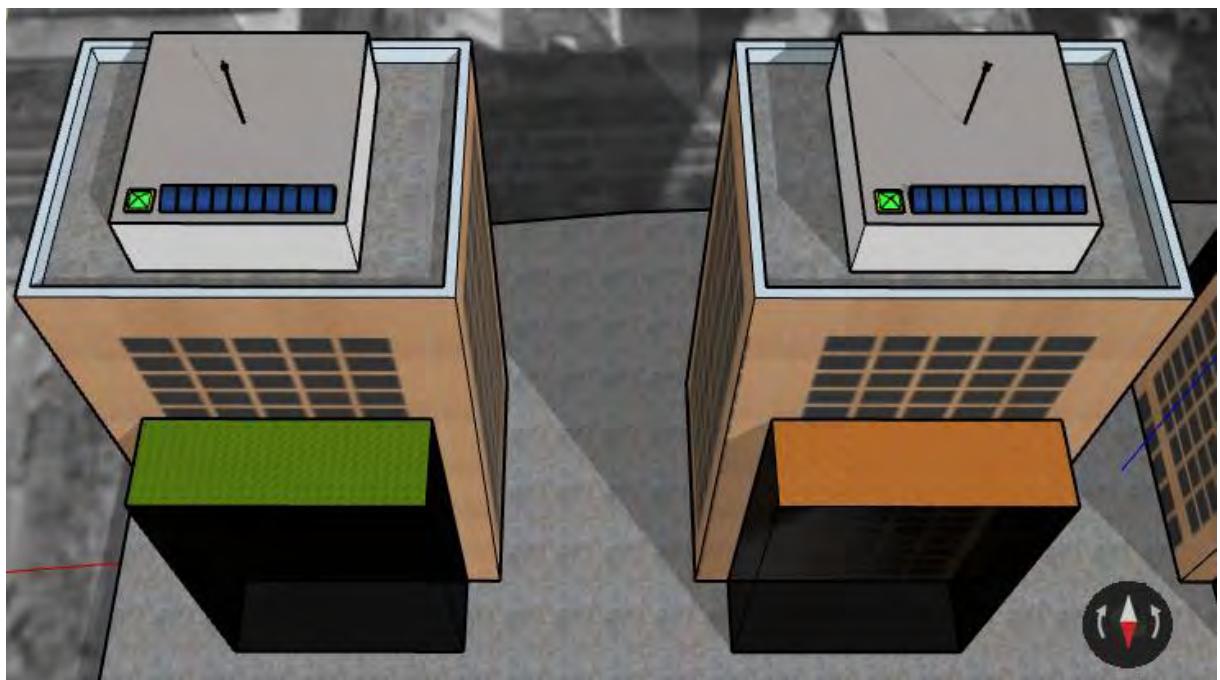
Este módulo fotovoltaico apresenta uma eficiência energética de 16,97%, garantia de saída de potência linear de 25 anos e garantia do produto em materiais e mão de obra de 10 anos, garantias excelentes para contribuírem na viabilidade técnica e econômica desta monografia.

¹³ Sob Temperatura de Célula Operacional Nominal (NOCT), irradiância de 800 W/m², espectro AM 1.5, temperatura ambiente 20 °C, velocidade do vento 1 m/s.

2.4. Detalhamento das Áreas com os Painéis Solares Fotovoltaicos

Com a escolha do painel fotovoltaico, utilizam-se as dimensões fornecidas pelo datasheet do fabricante, que são 1,96 metros de altura por 0,99 metros de largura, onde se inicia a distribuição dos painéis nas áreas disponíveis das coberturas, conforme ilustrado na Figura 41.

Figura 41 - Início da distribuição dos painéis fotovoltaicos nas coberturas dos edifícios Milano e Torino



Fonte: Autoria Própria

2.4.1. Espaçamento Entre Fileiras de Painéis Solares Fotovoltaicos

Com o intuito de obter o maior número de painéis solares fotovoltaicos fixos, foi realizado um estudo de sombreamento nos solstícios e equinócios para determinar o espaçamento entre fileiras.

Na Equação (15) foi calculada a declinação solar no dia 21 de Junho (solstício de inverno), portanto a variável n assume o valor de 172.

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \times \frac{284 + n}{365} \right) \quad (15)$$

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \times \frac{284 + 172}{365} \right) \quad (15.1)$$

$$\delta = 23,45^\circ \quad (15.2)$$

Após o resultado, foi calculado o ângulo Zenital (θ_z) considerando a latitude do condomínio igual a $-23,5^\circ$ e a passagem da meridiana igual à zero ($\omega=0^\circ$), conforme Equação (16).

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \times \sin(\varphi) + \cos(\delta) \times \cos(\varphi) \times \cos(\omega) \quad (16)$$

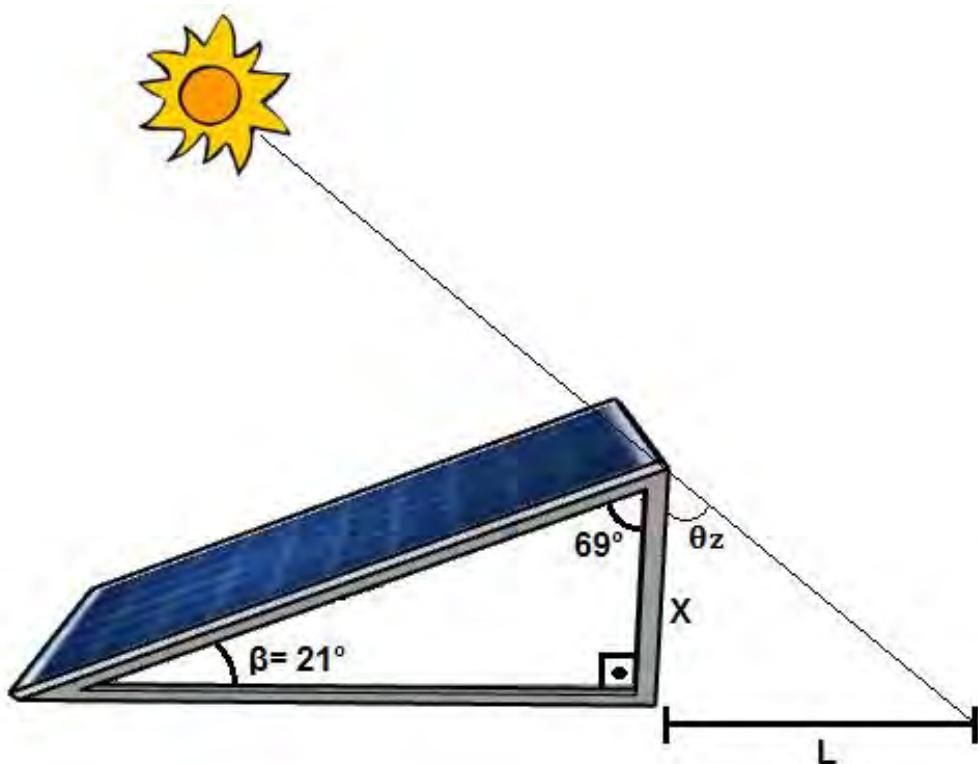
$$\cos(\theta_z) = \sin(23,45) \times \sin(-23,5) + \cos(23,45) \times \cos(-23,5) \times \cos(0) \quad (16.1)$$

$$\cos(\theta_z) = 0,682636 \quad (16.2)$$

$$\theta_z = 46,95^\circ \quad (16.3)$$

A Figura 42 ilustra com detalhes os ângulos necessários para calcular o sombreamento entre fileiras, conforme a variação do ângulo Zenital (θ_z) e o ângulo de inclinação de superfície (β), extraído da Tabela 12, onde $\beta=21^\circ$ (ângulo de maior média anual de irradiação solar).

Figura 42 - Painel solar fotovoltaico fixo e os ângulos: Zenital e de Inclinação de Superfície



Fonte: Autoria Própria

Para calcular o sombreamento, utiliza-se primeiro a Equação (17) para achar a incógnita X , correspondente à altura do painel solar fotovoltaico com o ângulo de inclinação de superfície igual a $\beta=21^\circ$.

$$\cos(90^\circ - \beta) = \frac{X}{\text{Comprimento do módulo}} \quad (17)$$

$$\cos(69^\circ) = \frac{X}{1,96} \quad (17.1)$$

$$X \cong 0,70m \rightarrow 70 \text{ cm} \quad (17.2)$$

(Altura do módulo em relação ao solo)

Depois de calcular a altura do painel solar fotovoltaico, substitui-se na Equação (18) para obter o comprimento do sombreamento ocasionado pelo painel solar fotovoltaico e o ângulo Zenital (θ_z).

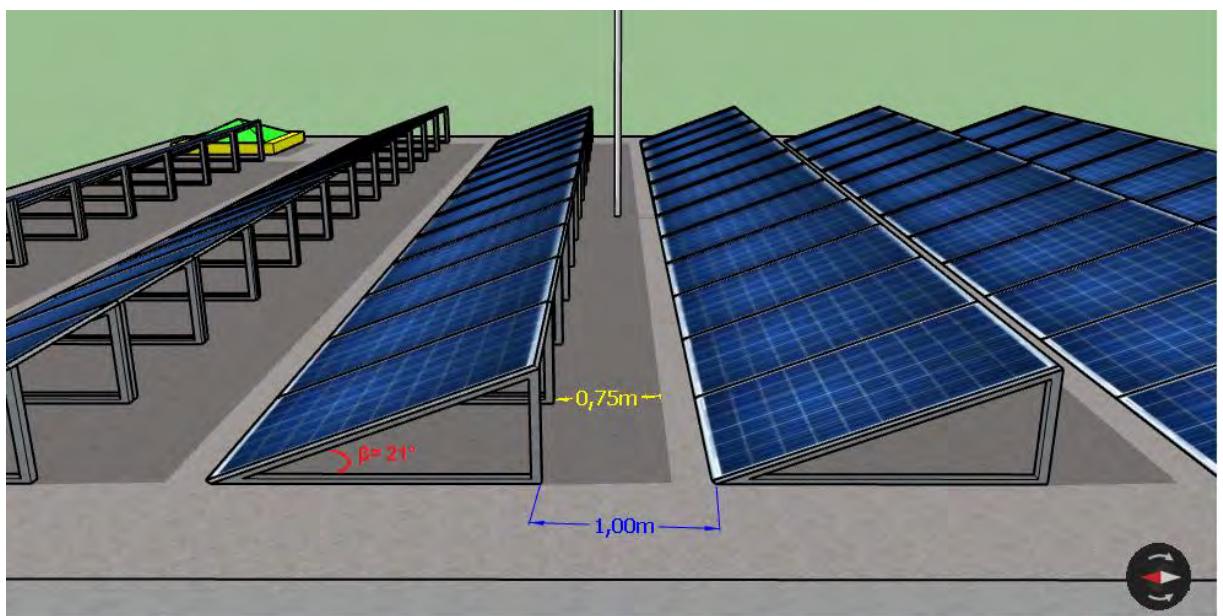
$$\frac{L}{X} = \tan(\theta_z) \quad (18)$$

$$\frac{L}{70} = \tan(46,95^\circ) \quad (18.1)$$

$$L \cong 75 \text{ cm} \quad (18.2)$$

Conclui-se que a distância do sombreamento no solstício de inverno, mais especificamente no dia 21 de Junho na passagem meridiana ($\omega=0^\circ$) é de aproximadamente 75 cm. A Figura 43 ilustra o comprimento do sombreamento em cota amarela.

Figura 43 - Comprimento do sombreamento e a distância entre fileiras de painéis solares fotovoltaicos

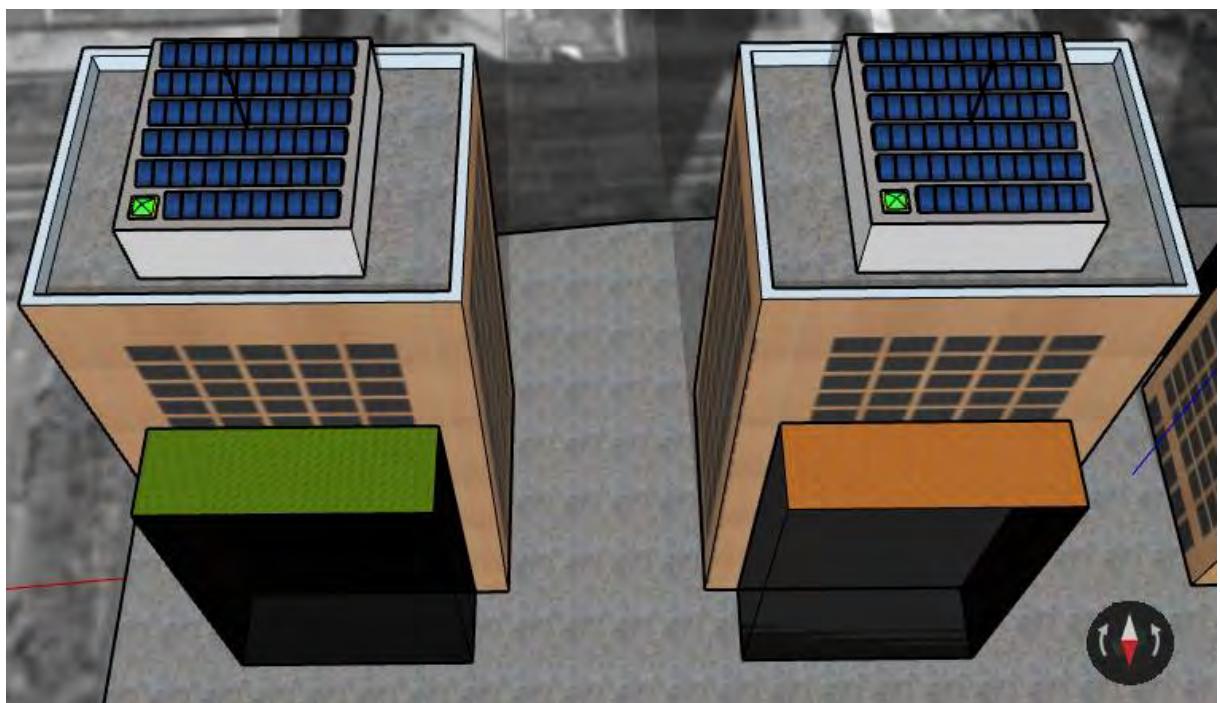


Fonte: Autoria Própria

Uma observação importante é que se no dia 21 de Junho na passagem da meridiana ($\omega=0^\circ$) onde a intensidade da radiação é máxima e o comprimento do sombreamento é de 75 cm, isso significa que em todos os outros dias na passagem da meridiana as sombras serão cada vez menores durante o ano, possibilitando a instalação de uma quantidade maior de painéis solares fotovoltaicos.

Dando continuidade a distribuição dos painéis fotovoltaicos na cobertura dos edifícios Milano e Torino, foi adotado o espaçamento de 1 metro entre fileiras conforme ilustrado na Figura 43 em cota azul. A Figura 44 ilustra a distribuição completa de painéis solares fotovoltaicos sob as coberturas, com 70 painéis em cada edifício, totalizando 140 painéis.

Figura 44 - Vista superior dos edifícios com a distribuição completa dos painéis solares fotovoltaicos



Fonte: Autoria Própria

2.4.2. Simulação de Insolação e Sombreamento nos Equinócios e Solstícios

Com a expectativa boa da escolha do local destinado à geração solar fotovoltaica, foi feito um simulado de insolação e sombreamento através do software Sketchup no período matutino (09h00) e vespertino (15h00) nos solstícios e nos equinócios, a fim de comprovar que os painéis não sofreram quaisquer sombreamentos nas faixas horárias consideradas excelentes para geração solar fotovoltaica.

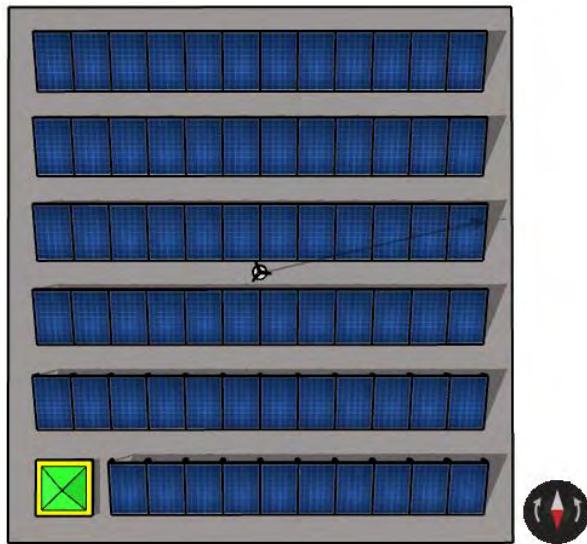
A Tabela 9 elenca as datas, mudança de estações e horários das simulações de sombreamentos.

Tabela 9 - Condições das simulações de acordo com as numerações das figuras de 42 a 45

Data	Mudança de Estação	09h00	15h00
21 de Março	Verão para Outono	Figura 45	Figura 46
21 de Junho	Outono para Inverno	Figura 47	Figura 48

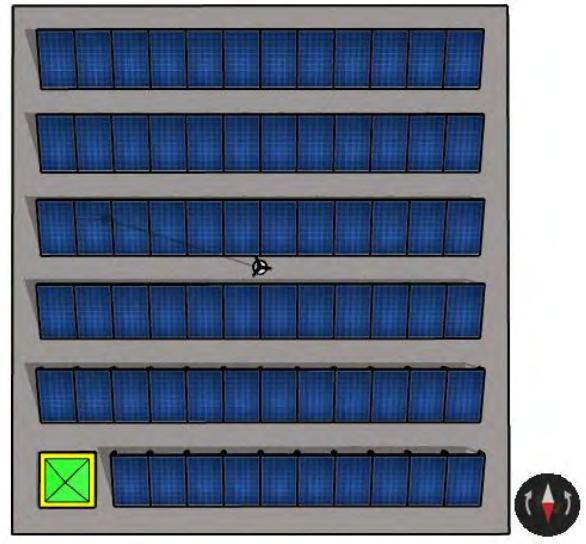
Fonte: Autoria Própria

Figura 45 - Sombreamento no dia 21/03 às 9h00



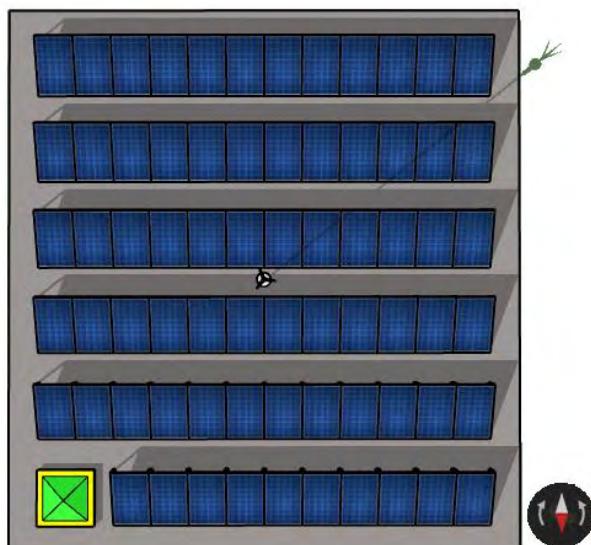
Fonte: Autoria Própria

Figura 46 - Sombreamento no dia 21/03 às 15h00



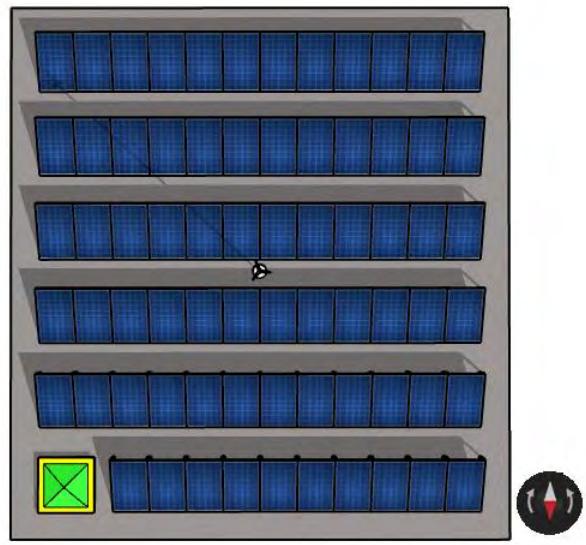
Fonte: Autoria Própria

Figura 47 - Sombreamento no dia 21/06 às 09h00



Fonte: Autoria Própria

Figura 48 - Sombreamento no dia 21/06 às 15h00



Fonte: Autoria Própria

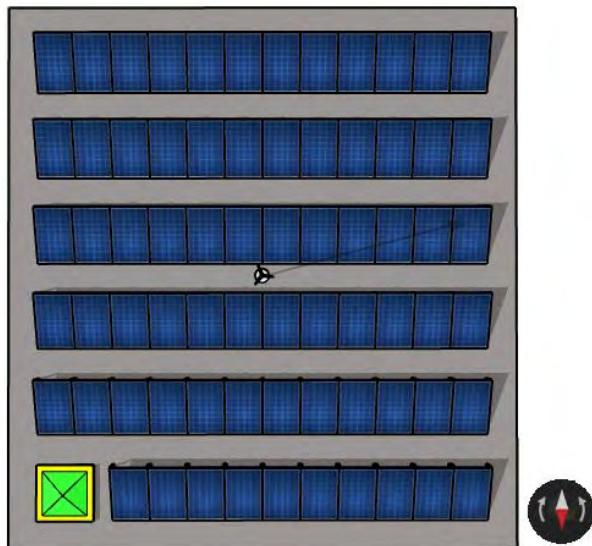
A Tabela 10 elenca as datas, mudança de estações e horários das simulações de sombreamentos.

Tabela 10 - Condições das simulações de acordo com as numerações das figuras de 46 a 49

Data	Mudança de Estação	09h00	15h00
21 de Setembro	Inverno para Primavera	Figura 49	Figura 50
21 de Dezembro	Primavera para Verão	Figura 51	Figura 52

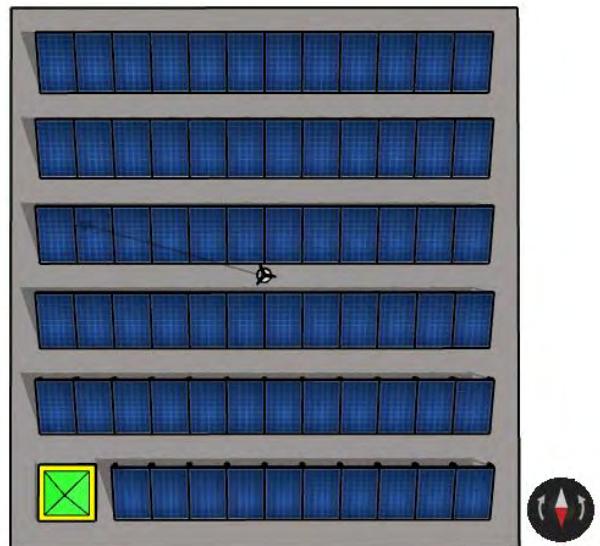
Fonte: Autoria Própria

Figura 49 - Sombreamento no dia 21/09 às 09h00



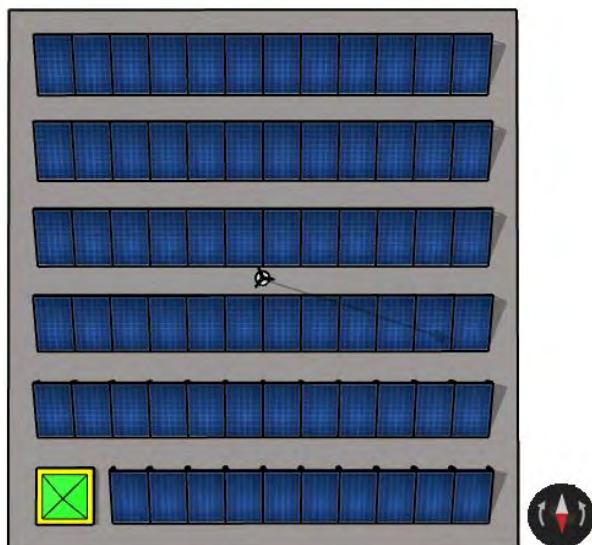
Fonte: Autoria Própria

Figura 50 - Sombreamento no dia 21/12 às 15h00



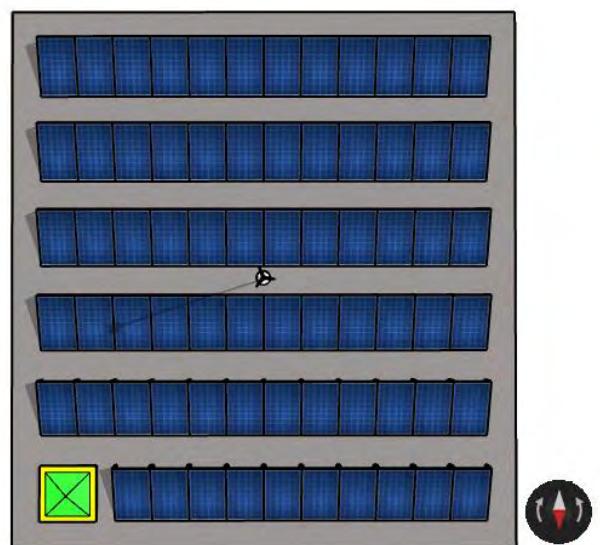
Fonte: Autoria Própria

Figura 51 - Sombreamento no dia 21/12 às 09h00



Fonte: Autoria Própria

Figura 52 - Sombreamento no dia 21/12 às 15h00



Fonte: Autoria Própria

2.5. Escolha do Inversor solar

Para a escolha do inversor solar foi levado em consideração o custo benefício entre potência e preço comercializado. Também foram consultadas todas as certificações necessárias para conexão e homologação com a concessionária, além das proteções embarcadas, como por exemplo, o anti-ilhamento do sistema.

Neste estudo de caso foi utilizado o inversor solar de 20 kW do fabricante Suíço ABB, conforme dados e características construtivas elencadas na Tabela 11. No ANEXO 3, encontra-se o datasheet completo do inversor solar escolhido.

Tabela 11 - Dados e características técnicas do Inversor Solar

ABB - TRIO 20.0 -TL - OUTD	
Potência Nominal de Entrada CC	20.750 W
Número de MPPT Independentes	2
Potência Máxima de Entrada CC Para Cada MPPT	12.000 W
Faixa de Tensão de Entrada CC com Configuração Paralela de MPPT	440 V ~ 800 V
Corrente Máxima de Entrada CC Para Cada MPPT	50 A / 25 A
Tipo de Conexão de Rede CA	Trifásica
Potência Máxima de Saída CA	22.000 W
Eficiência Energética Ponderada	98%
Faixa de Tensão de Saída	320 V ~ 480 V
Corrente Máxima de Saída CA	33 A ~ 45 A
Dimensões	1061 x 702 x 292 mm
Peso	70 Kg
Frequência	50 Hz / 60 Hz

Fonte: Autoria Própria – Dados compilados do datasheet do fabricante ABB

Este inversor solar apresenta uma eficiência energética ponderada de 98%, dois controles de MPPT, alta eficiência em todos os níveis de saída, ampla gama de tensão de entrada e conversor livre de eletrólito aumentando ainda mais a expectativa de vida e a confiabilidade em longo prazo, que somam na viabilidade técnica e econômica desta monografia.

2.6. Dimensionamento do Sistema de Geração Solar Fotovoltaica

2.6.1. Irradiação Solar Diária e Dados Climatológicos de São Paulo

Para obter-se informações da irradiação solar diária nas coordenadas geográficas do condomínio, foi consultado o programa SunData do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) atualizado com o banco de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2^a Edição, produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN). (CCST/LABREN/INPE, 2017). Abaixo seguem as especificações, características da localização e distância do ponto de referência mais próximo do condomínio que não poderia ser melhor, apenas 3,9 km distante do condomínio.

- **Cálculo:** Plano Inclinado
- **Estação:** São Paulo
- **Município:** São Paulo, SP - BRASIL
- **Latitude:** 23,5°S
- **Longitude:** 46,649°O
- **Distância do ponto de ref. (23,525556°S; 46,675278°O):** 3,9 km

A tabela 12 elenca a irradiação solar diária média mensal (kWh/m².dia) no plano horizontal e nas três inclinações: Latitude, Maior Média e Maior Mínimo.

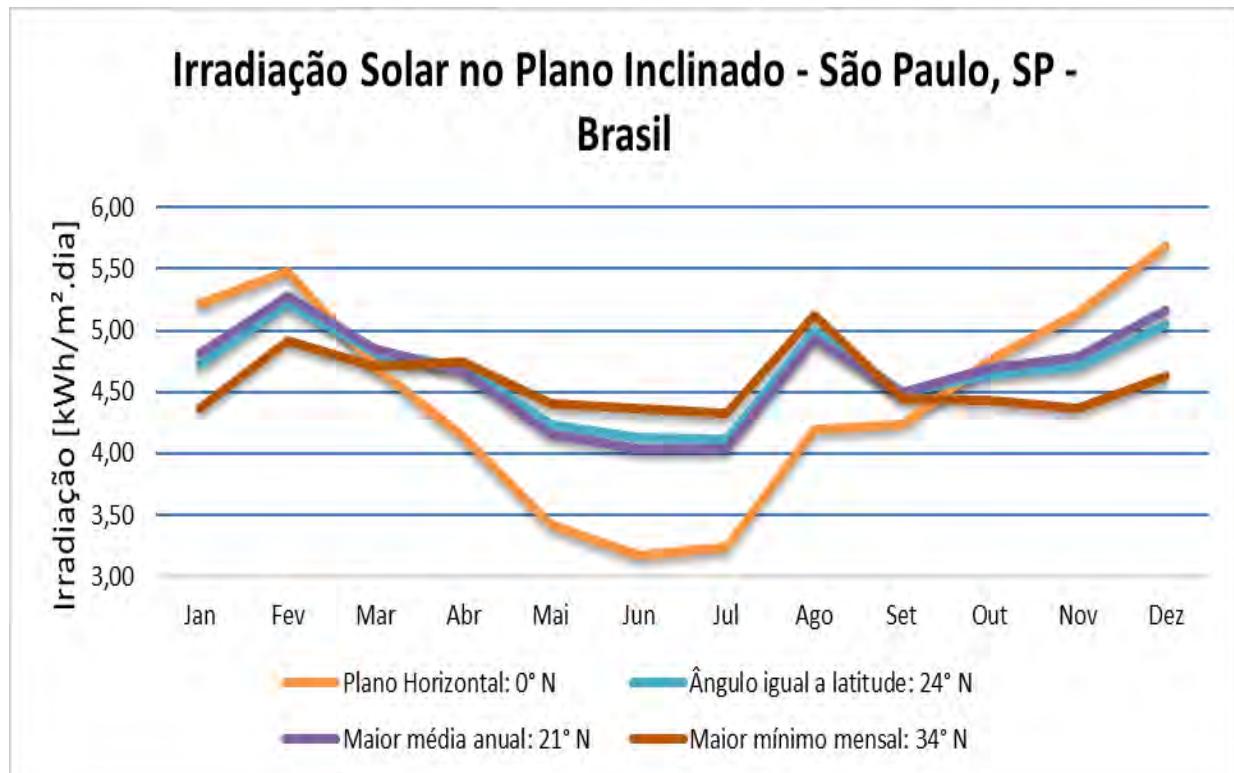
Tabela 12 - Irradiação solar diária média mensal

Ângulo /Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
Plano Horizontal: 0° N	5,22	5,48	4,70	4,14	3,42	3,17	3,24	4,20	4,24	4,76	5,14	5,69	4,45	2,52
Ângulo igual a latitude: 24° N	4,72	5,22	4,83	4,70	4,23	4,13	4,12	4,99	4,50	4,64	4,70	5,05	4,65	1,10
Maior média anual: 21° N	4,81	5,28	4,85	4,66	4,16	4,04	4,04	4,93	4,50	4,69	4,79	5,16	4,66	1,25
Maior mínimo mensal: 34° N	4,37	4,92	4,71	4,75	4,41	4,37	4,33	5,13	4,45	4,43	4,37	4,63	4,57	0,80

Fonte: Adaptado de CRESESB

A Figura 53 ilustra o gráfico plotado através das informações compiladas do programa SunData do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) onde a visualização torna-se mais clara e objetiva para a tomada de decisão.

Figura 53 - Gráfico da irradiação solar no plano inclinado - São Paulo, SP - Brasil



Fonte: Adaptado de CRESESB

Com a análise dos dados da Tabela 12, conclui-se que a irradiação solar no ângulo igual à latitude (24° N) e a maior média anual (21° N) são bem próximos, mas como o objetivo é gerar mais energia elétrica, opta-se em usar o maior valor de irradiação que é de $4,66 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ com a inclinação de 21° voltado para o Norte geográfico. Embora a inclinação do ângulo igual à latitude e o ângulo da maior média anual possua uma diferença de 3° , isso resulta em um espaçamento entre fileiras com distância e/ou sombra menor possibilitando um número maior de painéis solares fotovoltaicos instalados na cobertura.

Além da irradiação solar diária, é fundamental consultar os dados climatológicos da cidade de São Paulo-SP para auxiliar nos cálculos de dimensionamento do sistema solar fotovoltaico. A Tabela 13 elenca a temperatura máxima recorde, temperatura máxima média, temperatura média compensada,

temperatura mínima média e mínima recorde, precipitação, umidade relativa e horas de sol. Em análise rápida, conclui-se que a cidade de São Paulo-SP possui um clima tropical, que se caracteriza por apresentar verões quentes e chuvosos e inverno seco e pouco frio, onde a temperatura máxima média é de 25,7°C e a temperatura mínima média é de 16,2°C.

Tabela 13 - Dados climatológicos para São Paulo (Mirante de Santana)

Mês	Dados climatológicos para São Paulo (Mirante de Santana)												
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Ano
Temperatura máxima recorde (°C)	37	36,4	34,3	33,4	31,7	28,8	30,2	33	35,5	37,8	35,3	34,8	37,8
Temperatura máxima média (°C)	28,2	28,8	28	26,2	23,3	22,6	22,4	24,1	24,4	25,9	26,9	27,6	25,7
Temperatura média compensada (°C)	22,9	23,2	22,4	21	18,2	17,1	16,7	17,7	18,5	20	21,2	22,1	20,1
Temperatura mínima média (°C)	19,3	19,5	18,8	17,4	14,5	13	12,3	13,1	14,4	16	17,3	18,3	16,2
Temperatura mínima recorde (°C)	11,9	12,4	12	6,8	3,7	1,2	0,8	3,4	3,5	7	7	10,3	0,8
Precipitação (mm)	288,2	246,2	214,5	82,1	78,1	50,3	47,8	36	84,8	126,6	137	224,4	1 616
Dias com precipitação (≥ 1 mm)	16	14	13	7	7	4	4	4	7	10	10	14	110
Umidade relativa compensada (%)	77,2	76	77,1	75,3	75,6	73,2	71,6	69,4	72,5	74,3	73,6	75,5	74,3
Horas de sol	139,1	153,5	161,6	169,3	167,6	160	169	173,1	144,5	157,9	151,8	145,1	1.893,50

Fonte: Instituto Nacional de Meteorologia (INMET)

2.6.2. Estimativa de Temperatura de Operação da Célula Fotovoltaica

Para os cálculos de temperatura de operação da célula fotovoltaica, utilizam-se informações técnicas do painel solar fotovoltaico encontrado no ANEXO 2 e Tabela 13, conforme marca e modelo escolhido no item 2.3 desta monografia. Na Equação 19, foi calculada a temperatura de operação máxima da célula.

$$T_{Cmáx} = T_a + \frac{G_T}{800} \times (T_{NOC} - 20) \times 0,9 \quad (19)$$

$$T_{Cmáx} = 25,7 + \frac{1000}{800} \times (45 - 20) \times 0,9 \quad (19.1)$$

$$T_{Cmáx} = 53,83^{\circ}\text{C} \quad (19.2)$$

Onde:

T_a = Temperatura ambiente média anual máxima = 25,7°C

G_T = Radiação solar média no plano de célula = 1000 W/m²

T_{NOC} = Temperatura nominal de operação da célula = 45°C

$T_{Cmáx} = 53,83^{\circ}\text{C} < T_{máx} = 85^{\circ}\text{C}$

Na Equação 20, foi calculada a temperatura de operação mínima da célula, mesmo o fabricante disponibilizando no datasheet a temperatura mínima de operação que é de -40°C (ANEXO 2).

$$T_{Cmín} = T_a + \frac{G_T}{800} \times (T_{NOC} - 20) \times 0,9 \quad (20)$$

$$T_{Cmín} = 16,2 + \frac{0}{800} \times (45 - 20) \times 0,9 \quad (20.1)$$

$$T_{Cmín} = 16,20 °C \quad (20.2)$$

Onde:

T_a = Temperatura ambiente média anual mínima = 16,2°C

G_T = Radiação solar média no plano de célula = 0 W/m² (Neste caso considera-se noite, por isso o valor zero)

T_{NOC} = Temperatura nominal de operação da célula = 45°C

$T_{Cmín}$ = 16,20°C > $T_{mín}$ = -40°C

2.6.3. Estimativa de Potência Máxima do Painel (P_{mp})

Para a estimativa da potência máxima do painel, utilizou-se a Equação (21):

$$P_{mp} = P_{mp}^0 \times \frac{G_T}{G_{ref}} \times [1 + \gamma_{mp} \times (T_c - T_{Cref})] \quad (21)$$

$$P_{mp} = 330 \times \frac{1000}{1000} \times [1 - 0,0041 \times (53,83 - 25)] \quad (21.1)$$

$$P_{mp} \cong 291 W \quad (21.2)$$

Onde:

P_{mp}^0 = Potência nominal máxima do Painel Fotovoltaico = 330 W

G_T = Radiação solar média no plano de célula = 1000 W/m²

G_{ref} = radiação solar nas condições STC = 1000 W/m²

γ_{mp} = Coeficiente de temperatura para potência máxima = -0,0041°C (-0,41%°C)

T_c = Temperatura máxima da célula = 53,83°C

T_{Cref} = Temperatura da célula nas condições STC = 25°C

2.6.4. Energia Elétrica a Ser Gerada Pelo Sistema Fotovoltaico (E_{GFV})

Para calcular a estimativa de energia elétrica a ser gerada pelo sistema fotovoltaico (E_{GFV}) de apenas uma torre, utilizou-se a Equação (22):

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} \times P_{mp} \times (HSP) \times N \times (TD) \quad (22)$$

$$E_{GFV} = 0,99 \times 291 \times (4,66) \times 70 \times (0,72) \quad (22.1)$$

$$E_{GFV} = 67,66 \text{ kWh/dia por torre} \quad (22.2)$$

Onde:

η_{SPMP} = Eficiência do seguidor do ponto de máxima potência = 0,99

P_{mp} = Potência máxima do painel fotovoltaico = 291 W

HSP = Horas de Sol Pleno (Média diária anual = 4,66h)

N = Número de painéis fotovoltaicos que compõe o gerador (70 painéis por torre)

TD = Taxa adimensional de desempenho do gerador, recomendado no Brasil 0,7 a 0,8. ($TD = 0,73$)

Pelo fato das torres serem idênticas fisicamente e possuírem as mesmas características, faremos a hipótese que as duas torres irão ter as mesmas configurações do sistema de geração de energia elétrica fotovoltaica. Desta forma, utilizou-se a Equação (23) para calcular a energia total gerada.

$$E_{GFVtotal} = E_{GFV} \times \text{Quantidade de Torres} \quad (23)$$

$$E_{GFVtotal} = 67,66 \times 2 \quad (23.1)$$

$$E_{GFV} = 135,32 \text{ kWh/dia} \quad (23.2)$$

Onde:

E_{GFV} = Energia elétrica a ser gerada pelo sistema fotovoltaico (Por Torre)

Quantidade de Torres = 2 (Duas Torres: Milano e Torino)

2.6.5. Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI)

A fim de compensar as perdas de potência e ineficiência do sistema de geração de energia elétrica, Zilles mostra em estudo que recomenda um Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) entre 0,6 e 0,9, portanto, utilizou-se um inversor em cada torre, resultando em um FDI de 0,87 conforme Equação (24):

$$FDI = \frac{P_{INV}^0}{P_{GFV}^0} \quad (24)$$

$$FDI = \frac{20000}{(330 \times 70)} \quad (24.1)$$

$$FDI = 0,87 \quad (24.2)$$

Onde:

P_{INV}^0 = Potência nominal do inversor

P_{GFV}^0 = Potência nominal do gerador fotovoltaico

2.6.6. Conexão dos Painéis Fotovoltaicos Com o Inversor

Para a conexão dos painéis fotovoltaicos nas entradas do inversor, denominados de Strings, é importante conhecer os valores máximos e mínimos da tensão de circuito aberto (Voc), tensão de máxima potência (Vmp) e corrente de curto-circuito (Isc), afinal esses valores oscilam em função da temperatura da célula.

Com base na Tabela 13, a temperatura máxima média é de 28,8°C no mês de Fevereiro e a mínima média é de 12,3°C no mês de Julho na cidade de São Paulo. Com essas informações, utilizou-se a Equação (25) para calcular a temperatura de célula máxima.

$$T_{Cmáx} = T_a + \left(\frac{G_T}{800} \right) \times (T_{Noc} - 20) \times 0,9 \quad (25)$$

$$T_{Cmáx} = 28,8 + \left(\frac{1000}{800} \right) \times (45 - 20) \times 0,9 \quad (25.1)$$

$$T_{Cmáx} = 56,93 ^\circ C \quad (25.2)$$

Onde:

T_a = Temperatura ambiente média anual máxima = 28,8°C

G_T = Radiação solar média no plano de célula = 1000 W/m²

T_{NOC} = Temperatura nominal de operação da célula = 45°C

$T_{Cmáx}$ = 56,93°C < $T_{máx}$ = 85°C

Para calcular a temperatura de célula mínima, utilizou-se a Equação (26).

$$T_{Cmín} = T_a + \left(\frac{G_T}{800} \right) \times (T_{NOC} - 20) \times 0,9 \quad (26)$$

$$T_{Cmín} = 12,3 + \left(\frac{0}{800} \right) \times (45 - 20) \times 0,9 \quad (26.1)$$

$$T_{Cmín} = 12,3 °C \quad (26.2)$$

Onde:

T_a = Temperatura ambiente média anual mínima = 12,3°C

G_T = Radiação solar média no plano de célula = 0 W/m² (Neste caso considera-se noite, por isso o valor zero)

T_{NOC} = Temperatura nominal de operação da célula = 45°C

$T_{Cmín}$ = 12,3°C > $T_{mín}$ = -40°C

Para calcular a tensão de circuito aberto máxima, utilizou-se a Equação (27).

$$V_{ocmáx} = V_{oc}^0 \times [1 + \gamma_{oc} \times (T_{Cmín} - T_{Cref})] \quad (27)$$

$$V_{ocmáx} = 45,6 \times [1 - 0,0031 \times (12,3 - 25)] \quad (27.1)$$

$$V_{ocmáx} = 47,39 V \quad (27.2)$$

Onde:

V_{oc}^0 = Tensão nominal de circuito aberto = 45,6 V

γ_{oc} = Coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto = -0,0031°C (-0,31%/°C)

$T_{Cmín}$ = Temperatura mínima da célula = 12,3°C

T_{Cref} = Temperatura da célula nas condições STC = 25°C

Para calcular a tensão de circuito aberto mínimo, utilizou-se a Equação (28).

$$V_{ocmín} = V_{oc}^0 \times [1 + \gamma_{oc} \times (T_{Cmáx} - T_{Cref})] \quad (28)$$

$$V_{ocmín} = 45,6 \times [1 - 0,0031 \times (56,93 - 25)] \quad (28.1)$$

$$V_{ocmín} = 41,08 \text{ V} \quad (28.2)$$

Onde:

V_{oc}^0 = Tensão nominal de circuito aberto = 45,6 V

γ_{oc} = Coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto = -0,0031°C (-0,31%/°C)

$T_{Cmáx}$ = Temperatura máxima da célula = 56,93°C

T_{Cref} = Temperatura da célula nas condições STC = 25°C

Para calcular a tensão do ponto de máxima potência, utilizou-se a Equação (29).

$$V_{mp} = V_{mp}^0 \times [1 + \gamma_{oc} \times (T_{Cmáx} - T_{Cref})] \quad (29)$$

$$V_{mp} = 37,2 \times [1 - 0,0031 \times (56,93 - 25)] \quad (29.1)$$

$$V_{mp} = 33,52 \text{ V} \quad (29.2)$$

Onde:

V_{mp}^0 = Tensão nominal de máxima potência = 37,2 V

γ_{oc} = Coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto = -0,0031°C (-0,31%/°C)

$T_{Cmáx}$ = Temperatura máxima da célula = 56,93°C

T_{Cref} = Temperatura da célula nas condições STC = 25°C

Para calcular a corrente do ponto de máxima potência, utilizou-se a Equação (30).

$$I_{mp} = \frac{P_{mp}}{V_{mp}} \quad (30)$$

$$I_{mp} = \frac{291 \text{ W}}{33,52 \text{ V}} \quad (30.1)$$

$$I_{mp} = 8,68 \text{ A} \quad (30.2)$$

Onde:

P_{mp} = Potência máxima do painel fotovoltaico = 291 W

V_{mp} = Tensão de máxima potência do painel fotovoltaico = 33,52 V

Para calcular a corrente máxima de curto-circuito, utilizou-se a Equação (31).

$$I_{scmáx} = I_{sc}^0 \times [1 + \gamma_{sc} \times (T_{cmáx} - T_{cref})] \quad (31)$$

$$I_{scmáx} = 9,45 \times [1 + 0,00053 \times (56,93 - 25)] \quad (31.1)$$

$$I_{scmáx} = 9,61 \text{ A} \quad (31.2)$$

Onde:

I_{sc}^0 = Corrente nominal de curto-circuito = 9,45V

γ_{sc} = Coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito = 0,00053°C (0,053%/°C)

$T_{cmáx}$ = Temperatura máxima da célula = 56,93°C

T_{cref} = Temperatura da célula nas condições STC = 25°C

2.6.7. Condições de Operação dos Strings

Conforme citado no item 2.6.5 desta monografia, utilizou-se um inversor em cada torre com duas entradas independentes de MPPT¹⁴.

¹⁴ MPPT: Maximum power point tracking. Tradução: Rastreador do Ponto de Máxima Potência

A faixa de tensão de entrada de corrente contínua com configuração paralela de MPPT é de no mínimo 400V até 800V, conforme dados técnicos extraídos do Anexo 3 do inversor ABB.

Através destas informações, é possível calcular o número mínimo de painéis solares fotovoltaicos que podem ser conectados em série, conforme Equação (32) que utiliza a tensão de circuito aberto mínimo para os cálculos.

$$\begin{aligned}
 440V &\leq N_{série} \times Voc_{mín} \\
 440V &\leq N_{série} \times 41,08V \\
 10,71 &\leq N_{série}
 \end{aligned} \tag{32}$$

A Equação (33) utiliza a tensão de circuito aberto máxima para calcular o limite de painéis solares fotovoltaicos que podem ser conectados em série.

$$\begin{aligned}
 N_{série} \times Voc_{máx} &\leq 800V \\
 N_{série} \times 47,39 &\leq 800V \\
 N_{série} &\leq 16,88
 \end{aligned} \tag{33}$$

Com base nos resultados das Equações (32) e (33), conclui-se que o número mínimo é de onze e o número máximo é de dezessete painéis solares fotovoltaicos conectados em série.

O número máximo de arranjos fotovoltaicos conectados em paralelo por string ($N_{||}$) é calculado através da Equação (34).

$$\begin{aligned}
 N_{||} \times Isc_{máx} &< I_{máxString} \\
 N_{||} \times 9,61A &< 30A \\
 N_{||} &< 3,13
 \end{aligned} \tag{34}$$

Onde:

$N_{||}$ = Número de arranjos fotovoltaicos conectados em paralelo por string = 3

$Isc_{máx}$ = Corrente máxima de curto-circuito

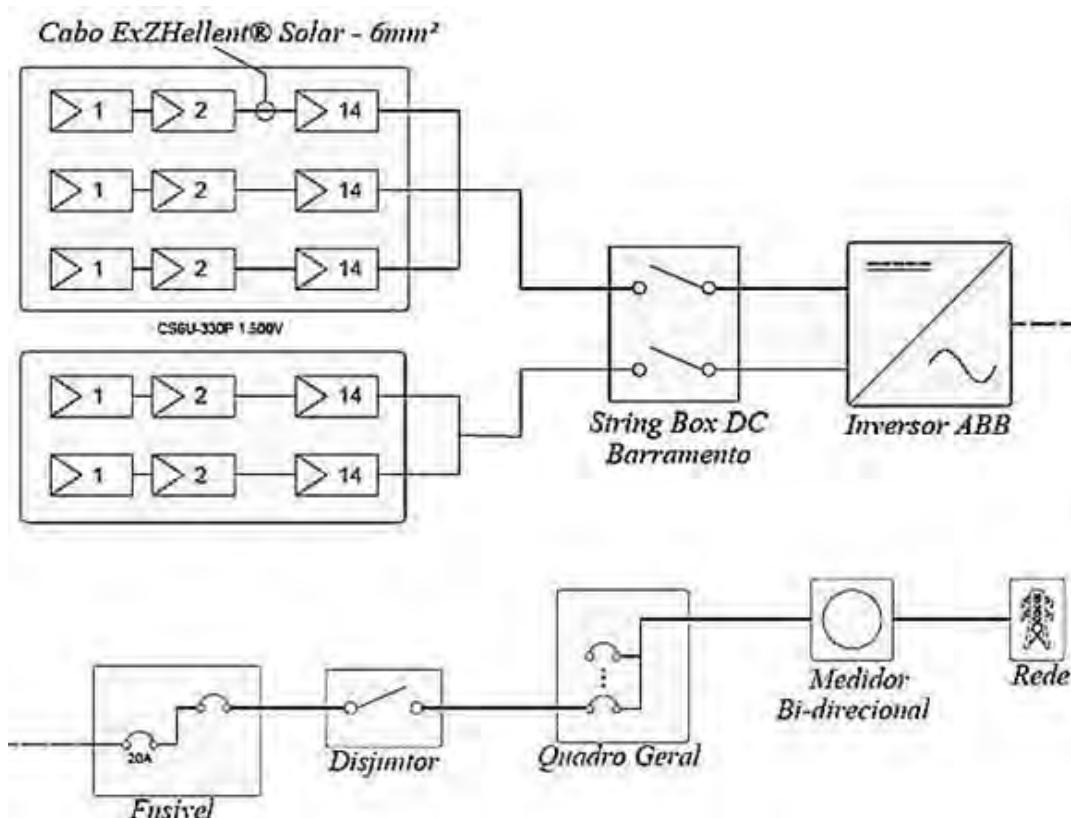
$I_{máxString}$ = Corrente máxima da String

2.6.8. Configurações dos Arranjos Fotovoltaicos com os Strings

Com os resultados calculados no item 2.6.7, os arranjos de painéis solares fotovoltaicos assumiram configurações com o MPPT A com 42 painéis e o MPPT B com 28 painéis, totalizando os 70 painéis solares fotovoltaicos em cada torre.

A Figura 54 ilustra o diagrama unifilar do sistema de geração solar fotovoltaico instalado na cobertura de cada torre.

Figura 54 - Diagrama unifilar do sistema de geração de energia elétrica fotovoltaica



Fonte: Autoria Própria

Conforme informações técnicas do Inversor ABB-TRIO 20.0-TL-OUTD (vide ANEXO 3) foram configurados os arranjos fotovoltaicos para atender as tensões mínimas e máximas de entradas no inversor, sendo que o MPPT A ficou com três strings de 14 painéis fotovoltaicos em série cada, resultando em uma tensão de 469,28V e uma corrente de 26A quando as três strings conectadas em paralelo. O MPPT B com duas strings de 14 painéis fotovoltaicos em série cada, resultando em uma tensão de 469,28V e uma corrente de 17,3A quando as três strings conectadas em paralelo. A tensão de circuito aberto assumiu o valor de 663V (47,39V * 14).

2.7. Custos Estimados para a Geração de Energia Elétrica Fotovoltaica

A Tabela 14 elenca os custos estimados para a geração de energia elétrica fotovoltaica no Condomínio Edifícios Milano e Torino. Os valores foram obtidos através de pesquisa de mercado nas principais mídias digitais.

Tabela 14 - Custos estimados para o projeto de geração de energia elétrica fotovoltaica

Quantidade	Unid.	Materiais	Preço Unitário [R\$]	Preço Total [R\$]
140	pç	Módulo Fotovoltaico Canadian Solar CS6U-330P Poly-Si	R\$ 650,00	R\$ 91.000,00
140	pç	Estrutura para módulo fotovoltaico	R\$ 50,00	R\$ 7.000,00
2	pç	Inversor ABB TRIO-20.0-TL-OUTD-S-US-480-A 20 kW	R\$ 16.500,00	R\$ 33.000,00
2	pç	StringBox DC - ABB	R\$ 745,00	R\$ 1.490,00
100	m	Cabo ExZHellt® Solar 6,0mm ² - Vermelho	R\$ 958,00	R\$ 958,00
100	m	Cabo ExZHellt® Solar 6,0mm ² - Preto	R\$ 958,00	R\$ 958,00
400	m	Cabo de Cobre 6,0mm ² - Vermelho (100m)	R\$ 250,00	R\$ 1.000,00
400	m	Cabo de Cobre 6,0mm ² - Azul (100m)	R\$ 250,00	R\$ 1.000,00
200	m	Cabo de Cobre 6,0mm ² - Brasileirinho (100m)	R\$ 250,00	R\$ 500,00
2	Kit	Proteções (Disjuntores, DPS, Fúseis e Chaves Seccionadoras)	R\$ 3.312,00	R\$ 6.624,00
1	VB	Conectores, parafusos, terminais, porcas, etc	R\$ 675,00	R\$ 675,00
1	VB	ART Projeto/Instalação	R\$ 2.000,00	R\$ 2.000,00
1	VB	Mão de Obra/Instalação	R\$ 36.295,00	R\$ 36.295,00
TOTAL				R\$ 182.500,00

Fonte: Autoria Própria

Nos custos acima, não foi considerado o valor de manutenção e operação do sistema pelo fato do condomínio possuir contrato de manutenção com empresa terceirizada no qual o custo será absorvido no contrato vigente.

O custo total do projeto para geração de energia elétrica fotovoltaica é de R\$ 182.500,00, resultando em R\$ 3,69/Wp.

2.8. Consumo Diário de Energia Elétrica da Área Comum do Condomínio

Para aprofundar mais o estudo, foi extraído do banco de dados do condomínio o registro do comportamento diário das cargas no período de 24 horas.

O registro é consolidado de hora em hora por medidores instalados nos quadros elétricos das principais cargas. A Tabela 15 elenca os consumos das CAGs¹⁵ de cada torre e outros consumos que englobam os elevadores, bombas de recalque, iluminações da área comum, computadores entre outros.

Tabela 15 - Consumo diário de energia elétrica da área comum do condomínio

Horas	Temp. [°C]	Consumo CAG Torino [kWh]	Consumo CAG Milano [kWh]	Outros Consumos [kWh]	Consumo Total [kWh]
00:00	23	6	94	144	244
01:00	23	6	140	107	253
02:00	23	6	140	130	276
03:00	23	6	140	135	282
04:00	23	6	141	132	279
05:00	23	8	141	165	314
06:00	23	15	335	206	556
07:00	23	597	420	106	1.123
08:00	24	269	416	241	927
09:00	23	446	346	117	910
10:00	23	270	433	225	927
11:00	24	255	425	215	895
12:00	25	493	426	173	1.091
13:00	26	673	428	171	1.273
14:00	26	546	436	106	1.088
15:00	26	473	450	168	1.091
16:00	27	268	444	244	956
17:00	25	252	448	305	1.005
18:00	24	321	431	227	979
19:00	24	438	413	108	959
20:00	23	484	343	129	956
21:00	22	6	140	179	325
22:00	22	6	93	180	279
23:00	22	6	93	157	256
TOTAL	24*	5.857	7.315	4.071	17.244

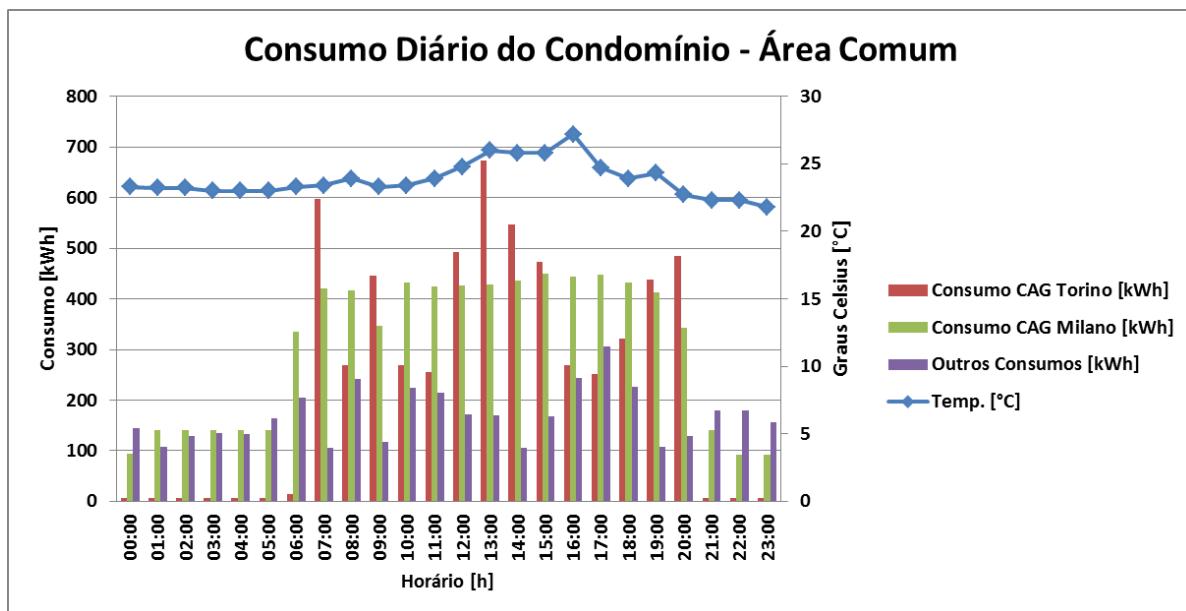
Fonte: Autoria Própria

¹⁵ CAG é a abreviação de Central de Água Gelada.

* Temperatura média do dia em Graus Celsius (°C)

A Figura 55 ilustra de forma gráfica o comportamento da carga em relação à temperatura externa medida em graus Celsius (°C).

Figura 55 - Consumo diário de energia elétrica da área comum do condomínio



Fonte: Autoria Própria

Em análise gráfica torna-se evidente que existe um maior consumo às 06h00 e entre 12h00 às 14h00. Essa elevação de consumo às 06h00 é justificada pelo simples fato de ser o horário do funcionamento dos equipamentos de ar-condicionado (CAG) onde exigem uma maior demanda de energia elétrica para realizar a troca de calor nos ambientes internos de trabalho, ou seja, retiram todas as cargas térmicas dos conjuntos. A torre Torino em especial tem o maior consumo de CAG por ter na automação set-points baixos de temperaturas exigindo mais dos equipamentos.

O maior consumo diário, entre 12h00 às 14h00, justifica-se por dois grandes motivos: Aumento de temperatura externa e o horário de almoço dos usuários do condomínio. O horário de almoço faz com que a utilização dos elevadores aumente, tanto pra quem está indo almoçar quanto pra quem já almoçou e está retornando para o conjunto, geralmente com uma carga térmica elevada por ter caminhado até o restaurante e por ter consumido alimentos que serão convertidos em energias.

Com o aumento da temperatura externa, faz com que a fachada do condomínio ganhe temperatura que consequentemente será diminuída pelo sistema de climatização elevando ainda mais o consumo de energia elétrica do condomínio.

2.9. Consumo Mensal de Energia Elétrica da Área Comum do Condomínio

O consumo mensal de energia elétrica foi compilado das contas de energia elétrica fornecido pela AES Eletropaulo do período de Janeiro até Dezembro de 2017, conforme apresentado na Tabela 16.

Tabela 16 - Consumo mensal de energia elétrica da área comum do condomínio

Mês/Ano	Consumo [kWh]	Preço [R\$]
jan/17	335.881	155.564,01
fev/17	373.185	173.799,32
mar/17	379.711	178.749,61
abr/17	404.887	203.804,51
mai/17	287.076	137.002,83
jun/17	277.982	150.858,06
jul/17	263.588	134.987,49
ago/17	286.132	147.928,92
set/17	271.305	155.532,38
out/17	386.094	181.190,36
nov/17	354.552	186.284,40
dez/17	397.454	196.189,83
Total Anual	4.017.847	2.001.892
Média Mensal	334.821	166.824

Fonte: Autoria Própria- Dados compilados da conta de energia elétrica AES Eletropaulo

O consumo anual neste período foi de 4.017.847 kWh (~ 4GWh/ano), com a média mensal de consumo de 334.821 kWh/mês. O custo anual de energia elétrica da área comum do condomínio em 2017 foi de aproximadamente R\$ 2MM, com média mensal de R\$ 167k.

Esses valores estão na estrutura tarifária horo-sazonal verde, mais especificamente A4 verde. Essa modalidade tarifária exige um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua a demanda pretendida pelo condomínio, independentemente da hora do dia (ponta ou fora de ponta). Embora não seja explícita, a REN 456 permite que sejam contratados dois valores diferentes de demanda, um para o período seco e outro para o período úmido.

Entre Maio até Novembro (período seco) as tarifas de consumo na ponta e fora de ponta são mais caras que entre Dezembro até Abril (período úmido).

2.10. Simulação de Geração Fotovoltaica Mensal

A Tabela 17 elenca informações da quantidade de dias contidos em cada mês do ano e os resultados das simulações de gerações fotovoltaicas diárias e mensais.

Tabela 17 - Simulações de gerações fotovoltaicas diárias e mensais (HSP com média diária anual = 4,66h)

Mês	Dias	Simulação de Geração Fotovoltaica [kWh/dia]	Simulação de Geração Fotovoltaica [kWh/mês]
Janeiro	31	135,32	4.194,92
Fevereiro	28	135,32	3.788,96
Março	31	135,32	4.194,92
Abril	30	135,32	4.059,60
Maio	31	135,32	4.194,92
Junho	30	135,32	4.059,60
Julho	31	135,32	4.194,92
Agosto	31	135,32	4.194,92
Setembro	30	135,32	4.059,60
Outubro	31	135,32	4.194,92
Novembro	30	135,32	4.059,60
Dezembro	31	135,32	4.194,92

Fonte: Autoria Própria

O valor obtido na simulação de geração fotovoltaica diária foi calculado no item 2.6.4 desta monografia levando em conta o método de Horas de Sol Pleno (HSP) extraído do site do CRESESB, onde a média diária anual é de 4,66h. Os valores finais são das duas torres juntas, ou seja, dos 140 painéis fotovoltaicos instalados.

Para calcular o valor final da geração mensal, utilizou-se a Equação (35):

$$\text{Geração Fotovoltaica mensal} = \text{Geração diária} \times \text{Nº dias no mês} \quad (35)$$

Onde:

Geração diária= 135,32 kWh

Nº de dias no mês= Variável Mensal

2.11. Simulação de Geração Fotovoltaica Mensal x Complemento da Concessionária

A Tabela 18 elenca informações da simulação de geração fotovoltaica mensal e a quantidade de energia elétrica que a concessionária tem que complementar nos meses para o condomínio operar.

Tabela 18 - Simulação de geração fotovoltaica mensal x Complemento da concessionária

Mês/Ano	Consumo [kWh]	Simulação de Geração Fotovoltaica [kWh]	Complemento da Concessionária [kWh]
jan/17	335.881	4.194,92	331.686,08
fev/17	373.185	3.788,96	369.396,04
mar/17	379.711	4.194,92	375.516,08
abr/17	404.887	4.059,60	400.827,40
mai/17	287.076	4.194,92	282.881,08
jun/17	277.982	4.059,60	273.922,40
jul/17	263.588	4.194,92	259.393,08
ago/17	286.132	4.194,92	281.937,08
set/17	271.305	4.059,60	267.245,40
out/17	386.094	4.194,92	381.899,08
nov/17	354.552	4.059,60	350.492,40
dez/17	397.454	4.194,92	393.259,08
Total Anual	4.017.847	49.392	3.968.455
Representividade	100%	1,23%	98,77%

Fonte: Autoria Própria

A geração de energia elétrica fotovoltaica é de aproximadamente 49.392 kWh por ano, representando apenas 1,23% comparado ao consumo anual do condomínio, cujo valor é de 4.017.847kWh (~ 4GWh/ano). Para o condomínio operar, a concessionária tem que fornecer no mínimo 3.968.455 kWh anual, lembrando que a geração fotovoltaica pode ter oscilações na geração por conta das condições climáticas. Conclui-se que não haverá excedente de energia para a rede.

2.12. Viabilidade Econômica

Para o estudo de viabilidade econômica foram criados três cenários hipotéticos, cujo objetivo é simular dados e resultados mais próximos possíveis da realidade. No estudo foram calculados os paybacks simples e descontado, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL).

Abaixo encontram-se as premissas consideradas para o início das simulações econômicas em todos os cenários:

- Investimento inicial para a geração de energia elétrica fotovoltaica – R\$182.500,00 (Tabela 14);
- Simulação de geração solar fotovoltaica anual – 49.392 kWh/ano (Tabela 18);
- As Tarifas AES Eletropaulo A4 verde oscilaram aleatoriamente entre R\$0,52/kWh à R\$0,98/kWh para base de cálculo;
- Alíquotas de PIS, COFINS e ICMS já estão embutidas na tarifa AES Eletropaulo;
- Período de análise – 15 anos;
- Bandeiras tarifárias mensais aleatórias;
- Taxa de desconto (SELIC) fixa em 6,40% ao ano (Banco Central do Brasil, Out/2018).

2.12.1. Cenário 1 – Bandeiras Tarifárias Mais Usuais no Ano

No cenário 1 foram adotadas bandeiras tarifárias mais comuns durante o ano levando em consideração o período seco e úmido. A Tabela 19 elenca os meses com os períodos e as bandeiras tarifárias adotadas mensalmente.

Tabela 19 - Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 1

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Período	Úmido					Seco				Úmido		
Bandeira Tarifária	Verde		Amarela	Patamar I	Amarela		Verde					

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 20 elenca informações da geração solar fotovoltaica anual com os acréscimos de valores conforme bandeiras tarifárias estabelecidas na Tabela 19. O valor total da economia estimada com a geração solar fotovoltaica anual é o quanto de energia elétrica não seria consumida da concessionária devido à energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico.

Tabela 20 - Precificação de acordo com as Bandeiras Tarifárias mensais – Cenário 1

Geração Anual FV [kWh]		49.392
Tarifa AES Eletropaulo [R\$0,52/kWh]	R\$	25.683,84
Acréscimo Tarifário - Bandeira Amarela [R\$0,01/kWh]	R\$	164,64
Acréscimo Tarifário - Bandeira Vermelha Patamar I [R\$0,03/kWh]	R\$	246,96
Acréscimo Tarifário - Bandeira Vermelha Patamar II [R\$0,05/kWh]	R\$	-
Economia com a Geração Solar Fotovoltaica [R\$/ano]	R\$	26.095,44

Fonte: Autoria Própria

Para calcular o payback simples, utilizou-se a equação (36):

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa Anual}} \quad (36)$$

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{R\$ 182.500,00}}{\text{R\$ 26.095,44}} \quad (36.1)$$

$$\text{Payback Simples} \cong 7 \text{ anos} \quad (36.2)$$

A fim de calcular o payback descontado, foi considerada a depreciação do valor investido versus o valor economizado na conta de energia elétrica em virtude da compensação da energia gerada. A Tabela 21 elenca os parâmetros financeiros utilizados nos cálculos do payback descontado.

Tabela 21 - Parâmetros financeiros para o Cenário 1

Investimento Inicial [II₀]	R\$	182.500,00
Fluxo de Caixa [FLC]	R\$	26.095,44
Taxa de Desconto [r]		6,40%
Período em Anos [n]		15 anos

Fonte: Autoria Própria

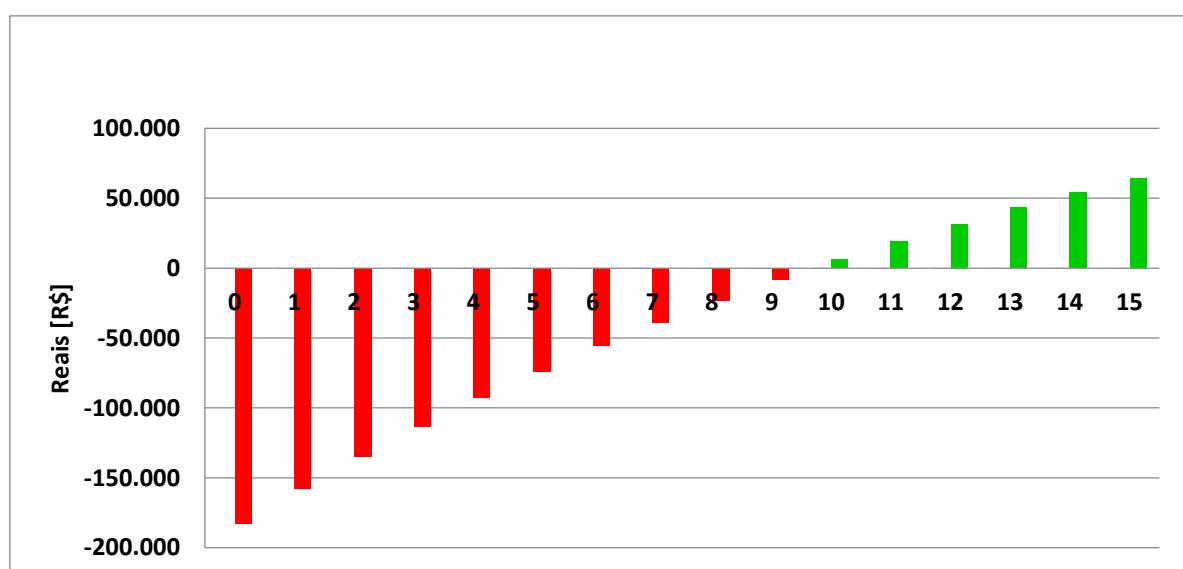
A Tabela 22 elenca os resultados obtidos, considerando a taxa de desconto, no caso a SELIC, de 6,40% ao ano em um período de 15 anos. A Figura 56 ilustra de maneira gráfica os valores do fluxo de caixa acumulado (FLCA) possibilitando a visualização do payback descontado durante os anos.

Tabela 22 - Fluxos de caixa do cenário 1 - Taxa SELIC

Ano	Fluxo de Caixa [R\$]	Fluxo de Caixa Descontado [R\$]	Fluxo de Caixa Acumulado [R\$]
0	-R\$ 182.500,00	-R\$ 182.500,00	-R\$ 182.500,00
1	R\$ 26.095,44	R\$ 24.525,79	-R\$ 157.974,21
2	R\$ 26.095,44	R\$ 23.050,55	-R\$ 134.923,66
3	R\$ 26.095,44	R\$ 21.664,05	-R\$ 113.259,60
4	R\$ 26.095,44	R\$ 20.360,95	-R\$ 92.898,65
5	R\$ 26.095,44	R\$ 19.136,23	-R\$ 73.762,41
6	R\$ 26.095,44	R\$ 17.985,18	-R\$ 55.777,23
7	R\$ 26.095,44	R\$ 16.903,37	-R\$ 38.873,86
8	R\$ 26.095,44	R\$ 15.886,62	-R\$ 22.987,24
9	R\$ 26.095,44	R\$ 14.931,04	-R\$ 8.056,20
10	R\$ 26.095,44	R\$ 14.032,93	R\$ 5.976,73
11	R\$ 26.095,44	R\$ 13.188,84	R\$ 19.165,57
12	R\$ 26.095,44	R\$ 12.395,53	R\$ 31.561,10
13	R\$ 26.095,44	R\$ 11.649,93	R\$ 43.211,03
14	R\$ 26.095,44	R\$ 10.949,19	R\$ 54.160,22
15	R\$ 26.095,44	R\$ 10.290,59	R\$ 64.450,81

Fonte: Autoria Própria

Figura 56 - Gráfico de Payback Descontado – Cenário 1



Fonte: Autoria Própria

Os resultados obtidos foram compilados e apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 - Resumo dos resultados do Cenário 1

Payback Simples [anos]	7,0
Payback Descontado [anos]	9,6
VPL para 15 anos [R\$]	64.450,81
TIR para 15 anos [%]	11,51%

Fonte: Autoria Própria

2.12.2. Cenário 2 – Bandeiras Tarifárias com Cinco Meses no Patamar I

No cenário 2 foram adotadas cinco bandeiras tarifárias de Patamar I levando em consideração o período seco. A Tabela 24 elenca os meses com os períodos e as bandeiras tarifárias adotadas mensalmente.

Tabela 24 - Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 2

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Período	Úmido					Seco					Úmido	
Bandeira Tarifária	Verde		Amarela					Patamar I			Amarela	

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 25 elenca informações da geração solar fotovoltaica anual com os acréscimos de valores conforme bandeiras tarifárias estabelecidas na Tabela 24. O valor total da economia estimada com a geração solar fotovoltaica anual é o quanto de energia elétrica não seria consumida da concessionária devido à energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico.

Tabela 25 - Precificação de acordo com as Bandeiras Tarifárias mensais – Cenário 2

Geração Anual FV [kWh]	49.392
Tarifa AES Eletropaulo [R\$0,75/kWh]	R\$ 37.044,00
Acréscimo Tarifário - Bandeira Amarela [R\$0,01/kWh]	R\$ 205,80
Acréscimo Tarifário - Bandeira Vermelha Patamar I [R\$0,03/kWh]	R\$ 617,40
Acréscimo Tarifário - Bandeira Vermelha Patamar II [R\$0,05/kWh]	R\$ -
Economia com a Geração Solar Fotovoltaica [R\$/ano]	R\$ 37.867,20

Fonte: Autoria Própria

Para calcular o payback simples, utilizou-se a equação (37):

$$Payback Simples = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa Anual}} \quad (37)$$

$$Payback Simples = \frac{\text{R\$ 182.500,00}}{\text{R\$ 37.867,20}} \quad (37.1)$$

$$Payback Simples \cong 4,8 \text{ anos} \quad (37.2)$$

A fim de calcular o payback descontado, foi considerada a depreciação do valor investido versus o valor economizado na conta de energia elétrica em virtude da compensação da energia gerada. A Tabela 26 elenca os parâmetros financeiros utilizados nos cálculos do payback descontado.

Tabela 26 - Parâmetros financeiros para o Cenário 2

Investimento Inicial [II₀]	R\$	182.500,00
Fluxo de Caixa [FLC]	R\$	37.867,20
Taxa de Desconto [r]		6,40%
Período em Anos [n]		15 anos

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 27 elenca os resultados obtidos, considerando a taxa de desconto, no caso a SELIC, de 6,40% ao ano em um período de 15 anos. A Figura 57 ilustra de maneira gráfica os valores do fluxo de caixa acumulado (FLCA) possibilitando a visualização do payback descontado durante os anos.

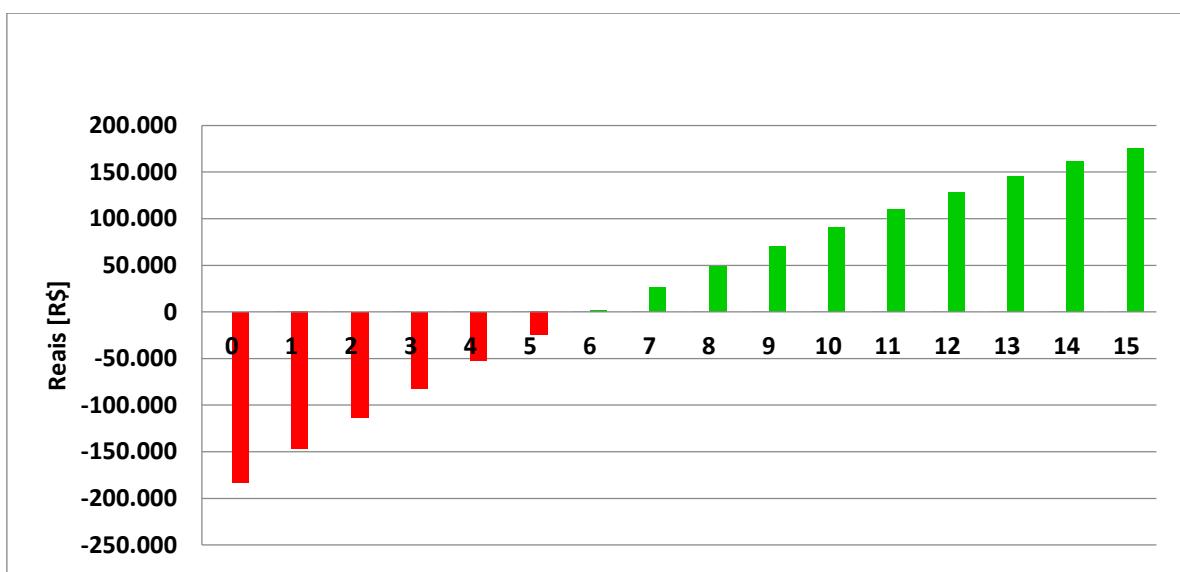
Tabela 27 - Fluxos de caixa do cenário 2 - Taxa SELIC

Ano	Fluxo de Caixa [R\$]	Fluxo de Caixa Descontado [R\$]	Fluxo de Caixa Acumulado [R\$]
0	-R\$ 182.500,00	-R\$ 182.500,00	-R\$ 182.500,00
1	R\$ 37.867,20	R\$ 35.589,47	-R\$ 146.910,53
2	R\$ 37.867,20	R\$ 33.448,75	-R\$ 113.461,77
3	R\$ 37.867,20	R\$ 31.436,80	-R\$ 82.024,97
4	R\$ 37.867,20	R\$ 29.545,86	-R\$ 52.479,11
5	R\$ 37.867,20	R\$ 27.768,67	-R\$ 24.710,44
6	R\$ 37.867,20	R\$ 26.098,37	R\$ 1.387,93
7	R\$ 37.867,20	R\$ 24.528,55	R\$ 25.916,48

8	R\$	37.867,20	R\$	23.053,14	R\$	48.969,62
9	R\$	37.867,20	R\$	21.666,49	R\$	70.636,11
10	R\$	37.867,20	R\$	20.363,24	R\$	90.999,35
11	R\$	37.867,20	R\$	19.138,38	R\$	110.137,74
12	R\$	37.867,20	R\$	17.987,20	R\$	128.124,94
13	R\$	37.867,20	R\$	16.905,27	R\$	145.030,21
14	R\$	37.867,20	R\$	15.888,41	R\$	160.918,61
15	R\$	37.867,20	R\$	14.932,71	R\$	175.851,33

Fonte: Autoria Própria

Figura 57 - Gráfico de Payback Descontado – Cenário 2



Fonte: Autoria Própria

Os resultados obtidos foram compilados e apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 - Resumo dos resultados do Cenário 2

Payback Simples [anos]	4,8
Payback Descontado [anos]	5,9
VPL para 15 anos [R\$]	175.851,33
TIR para 15 anos [%]	19,27%

Fonte: Autoria Própria

2.12.3. Cenário 3 – Bandeiras Tarifárias com Sete Meses em Vermelho Sendo Quatro de Patamar II

No cenário 3 foram adotadas três bandeiras tarifárias de Patamar I e quatro de Patamar II levando em consideração o período seco e úmido. A Tabela 29 elenca os meses com os períodos e as bandeiras tarifárias adotadas mensalmente.

Tabela 29 - Bandeiras tarifárias adotadas para o cenário 3

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Período	Úmido				Seco				Úmido			
Bandeira Tarifária	Verde			Patamar I			Amarelo		Patamar II			

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 30 elenca informações da geração solar fotovoltaica anual com os acréscimos de valores conforme bandeiras tarifárias estabelecidas na Tabela 29. O valor total da economia estimada com a geração solar fotovoltaica anual é o quanto de energia elétrica não seria consumida da concessionária devido à energia gerada pelo sistema solar fotovoltaico.

Tabela 30 - Precificação de acordo com as Bandeiras Tarifárias mensais – Cenário 3

Geração Anual FV [kWh]	49.392
Tarifa AES Eletropaulo [R\$0,98/kWh]	R\$ 48.404,16
Acréscimo Tarifário - Bandeira Amarela [R\$0,01/kWh]	R\$ 41,16
Acréscimo Tarifário - Bandeira Vermelha Patamar I [R\$0,03/kWh]	R\$ 370,44
Acréscimo Tarifário - Bandeira Vermelha Patamar II [R\$0,05/kWh]	R\$ 823,20
Economia com a Geração Solar Fotovoltaica [R\$/ano]	R\$ 49.638,96

Fonte: Autoria Própria

Para calcular o payback simples, utilizou-se a equação (38):

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa Anual}} \quad (38)$$

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{R\$ 182.500,00}}{\text{R\$ 49.638,96}} \quad (38.1)$$

$$\text{Payback Simples} \cong 3,7 \text{ anos} \quad (38.2)$$

A fim de calcular o payback descontado, foi considerada a depreciação do valor investido versus o valor economizado na conta de energia elétrica em virtude da compensação da energia gerada. A Tabela 31 elenca os parâmetros financeiros utilizados nos cálculos do payback descontado.

Tabela 31 - Parâmetros financeiros para o Cenário 3

Investimento Inicial [I₀]	R\$	182.500,00
Fluxo de Caixa [FLC]	R\$	49.638,96
Taxa de Desconto [r]		6,40%
Período em Anos [n]		15 anos

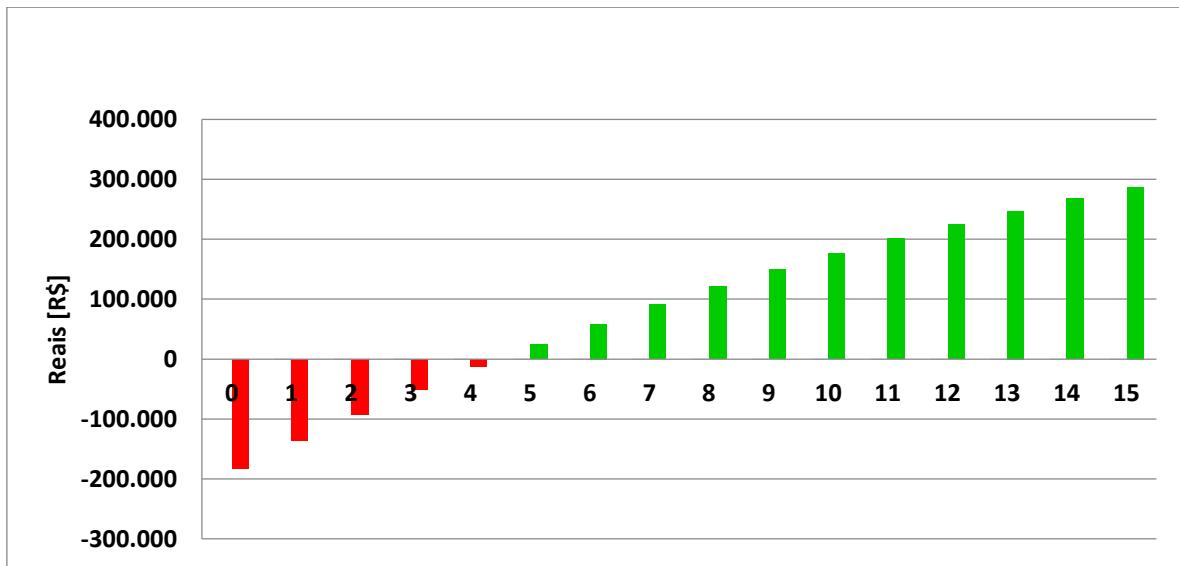
Fonte: Autoria Própria

A Tabela 32 elenca os resultados obtidos, considerando a taxa de desconto, no caso a SELIC, de 6,40% ao ano em um período de 15 anos. A Figura 58 ilustra de maneira gráfica os valores do fluxo de caixa acumulado (FLCA) possibilitando a visualização do payback descontado durante os anos.

Tabela 32 - Fluxos de caixa do cenário 3 - Taxa SELIC

Ano	Fluxo de Caixa [R\$]	Fluxo de Caixa Descontado [R\$]	Fluxo de Caixa Acumulado [R\$]
0	-R\$ 182.500,00	-R\$ 182.500,00	R\$ 182.500,00
1	R\$ 49.638,96	R\$ 46.653,16	R\$ 135.846,84
2	R\$ 49.638,96	R\$ 43.846,95	R\$ 91.999,89
3	R\$ 49.638,96	R\$ 41.209,54	R\$ 50.790,35
4	R\$ 49.638,96	R\$ 38.730,77	R\$ 12.059,57
5	R\$ 49.638,96	R\$ 36.401,10	R\$ 24.341,53
6	R\$ 49.638,96	R\$ 34.211,56	R\$ 58.553,09
7	R\$ 49.638,96	R\$ 32.153,72	R\$ 90.706,81
8	R\$ 49.638,96	R\$ 30.219,67	R\$ 120.926,48
9	R\$ 49.638,96	R\$ 28.401,94	R\$ 149.328,42
10	R\$ 49.638,96	R\$ 26.693,55	R\$ 176.021,97
11	R\$ 49.638,96	R\$ 25.087,93	R\$ 201.109,90
12	R\$ 49.638,96	R\$ 23.578,88	R\$ 224.688,78
13	R\$ 49.638,96	R\$ 22.160,60	R\$ 246.849,38
14	R\$ 49.638,96	R\$ 20.827,63	R\$ 267.677,01
15	R\$ 49.638,96	R\$ 19.574,84	R\$ 287.251,85

Fonte: Autoria Própria

Figura 58 - Gráfico de Payback Descontado – Cenário 3*Fonte: Autoria Própria*

Os resultados obtidos foram compilados e apresentados na Tabela 33.

Tabela 33 - Resumo dos resultados do Cenário 3

Payback Simples [anos]	3,7
Payback Descontado [anos]	4,3
VPL para 15 anos [R\$]	287.251,85
TIR para 15 anos [%]	26,39%

Fonte: Autoria Própria

2.12.4. Resumo Financeiro dos Três Cenários

A Tabela 34 elenca os resultados obtidos nos três cenários de forma resumida para facilitar a tomada de decisão.

Tabela 34 - Resumo Financeiro dos Três Cenários

Resumo dos Resultados	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
Payback Simples [anos]	7,0	4,8	3,7
Payback Descontado [anos]	9,6	5,9	4,3
VPL para 15 anos [R\$]	R\$ 64.450,81	R\$ 175.851,33	R\$ 287.251,85
TIR para 15 anos [%]	11,51%	19,27%	26,39%

Fonte: Autoria Própria

Conclui-se que os três cenários apresentaram bons indicadores de viabilidade econômica pelo fato da Taxa Interna de Retorno (TIR) ser maior que a taxa de desconto e o Valor Presente Líquido (VPL) serem sempre positivos.

Independente do cenário escolhido torna-se um investimento com um retorno maior do que o mínimo exigido, ou seja, os três cenários seriam aprovados mesmo com as bandeiras tarifárias oscilando mensalmente, passando de verde para vermelha de Patamar II.

Por fim, o tempo de retorno através do método de payback simples entre o cenário 1 e o cenário 3 são de 3,3 anos e pelo método de payback descontado onde considera-se o valor do dinheiro no tempo são de 5,2 anos. Neste caso, quanto mais bandeiras tarifárias vermelhas de Patamar II tiver no ano e tarifas elevadas, mais rápido será o retorno do investimento inicial.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta monografia, objetivou-se apresentar o enorme potencial energético da energia solar fotovoltaica voltada às áreas vagas do condomínio corporativo e demonstrar como o aproveitamento desta fonte de energia renovável pode contribuir, de forma expressiva, para dar resposta às atuais e futuras necessidades energéticas do condomínio e do nosso país.

No estudo foi utilizado o conhecimento adquirido ao longo de todo o curso como parte de um projeto verídico que simulou a viabilidade técnica e econômica para a implantação de um sistema de micro geração fotovoltaica no Condomínio Edifícios Milano e Torino com o objetivo de compensação de energia e consequentemente a redução do valor total da conta de energia elétrica da área comum.

O dimensionamento do sistema solar fotovoltaico foi limitado pela área disponível nas coberturas dos edifícios, totalizando uma área de 544m² com 140 painéis fotovoltaicos voltados diretamente para o Norte geográfico com o espaçamento entre fileiras de 1 metro. Essa distância foi adotada através do estudo de sombreamento no dia 21 de Junho na passagem da meridiana ($\omega=0^\circ$), onde a intensidade da radiação é máxima e o comprimento do sombreamento foi de 75 cm, ou seja, em todos os outros dias na passagem da meridiana as sombras serão cada vez menores durante o ano.

Através do método de Horas de Sol Pleno (HSP), foi possível estimar a geração anual de energia elétrica fotovoltaica resultando em 49.392 kWh através dos 140 módulos de 330 Wp, correspondendo a uma potência instalada de 46.200 kWp. Para atender e realizar a conversão da corrente elétrica contínua para a alternada foi escolhido para o projeto dois inversores da marca ABB de 20.750 W cada. Essa geração solar fotovoltaica corresponde apenas a 1,23% do consumo anual de energia elétrica do condomínio.

O investimento inicial ficou orçado em R\$ 182.500,00 (cento e oitenta e dois mil e quinhentos reais), no qual não foi considerado o valor de manutenção e operação do sistema pelo fato do condomínio possuir contrato de manutenção com empresa terceirizada no qual o custo será absorvido no contrato vigente. Outro custo que não foi considerado é referente ao sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), visto que o condomínio já possui e realiza manutenções preventivas e corretivas anualmente, logo o custo total do projeto para geração de energia elétrica fotovoltaica foi de R\$ 182.500,00, resultando em R\$ 3,69/Wp.

Conclui-se que o estudo de viabilidade técnico e econômico para os três cenários apresentados são totalmente viáveis, visto que os indicadores econômicos apresentaram bons resultados, como por exemplo, a Taxa Interna de Retorno (TIR) ser maior que a taxa de desconto e o Valor Presente Líquido (VPL) serem sempre positivos. Pelo fato do condomínio possuir um único proprietário e utilizar capital próprio para aprovação de projetos, torna-se muito mais fácil para concretizar projetos no papel de energia renovável uma vez que não depende de empréstimos e dinheiros de terceiros para acrescentar taxas de descontos.

Outro ponto importante, é que mesmo o gerador solar fotovoltaico suprindo apenas 1,23% da demanda diária, a geração fotovoltaica é um excelente marketing para o condomínio trazer novos clientes e conseguir certificados de qualidade e sustentabilidade, como por exemplo, o LEED¹⁶.

Para finalizar, acredita-se que as fontes renováveis nos próximos anos sejam determinantes para nos tornarmos sustentáveis e reduzirmos ao máximo os impactos causados pela mudança climática, assim mitigando os danos causados a fauna e a flora com prejuízos irreparáveis ao nosso planeta.

¹⁶ Leadership in Energy and Environmental Design. Traduzindo: Liderança em Energia e Design Ambiental.

REFERÊNCIAS

ABB. **Inversores String Trifásicos – Trio20-0kw-27-6kw.** Disponível em: <<https://new.abb.com/power-converters-inverters/es/solar/inversores-string/trifasicos/trio-20-0kw-27-6kw/>>. Acesso em 22 de julho de 2018.

ABB. **Surge Protective Devices.** Disponível em: <<https://new.abb.com/low-voltage/products/system-pro-m/surge-protective-devices-ovr/spd-class-2/>>. Acesso em 23 de agosto de 2018.

ABC PARA RAIOS. **Projeto SPDA.** Disponível em: <<http://www.abcpararaios.com.br/projeto-spda/>>. Acesso em 28 de agosto de 2018.

ABRAVA. **Manual de capacitação em projetos de sistemas de aquecimento solar** – Edição de Abril, 2008.

AES ELETROPAULO. **Mini E Microgeração.** Disponível em: <<https://www.aeseletropaulo.com.br/padroes-e-normas-tecnicas/geradores-de-energia/paginas/mini-e-micro-gera%C3%A7%C3%A3o.aspx>> Acesso em 13 de junho de 2018.

ANEEL. **Prodist Módulo 3.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99/>. Acesso em 11 de junho de 2018.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 687.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 11 de junho de 2018.

ASSARAF, J. **The world of quantum physics everything is energy, 2015.** Disponível em: <<https://in5d.com/the-world-of-quantum-physics-everything-is-energy/>>. Acesso em 25 de junho de 2018.

BAKER, J. **50 Idéias De Física Quântica Que Você Precisa Conhecer.** Tradução Rafael Garcia. 1.ed. – São Paulo: Planeta, 2015.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxa SELIC.** Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/htms/selic/selicdiarios.asp>>. Acesso em 31 de Outubro de 2018.

BLUESOL. **Placa De Energia Solar Manutenção.** Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/placas-fotovoltaicas/placa-de-energia-solar-manutencao>>. Acesso em 11 de junho de 2018.

BLUESOL. **Placas Fotovoltaicas.** Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/placas-fotovoltaicas>>. Acesso em 14 de junho de 2018.

CASTRO, R. **Legislação e Regulação.** In: SIMÕES MOREIRA, J. R. (org). Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. 1ª Edição. Rio de Janeiro: LTC, 2017. Capítulo 18, p 368-378.

CCST/LABREN/INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição.** São Paulo – SP, 2017.

CEPEL-CRESES. **Banco de Baterias.** Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=cse_banco_baterias>. Acesso em 05 de Agosto de 2018.

CEPEL-CRESES. **Componentes De Um Sistema Fotovoltaico.** Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=341>. Acesso em 16 de Agosto de 2018.

CEPEL-CRESES. **Energia Solar Fotovoltaica.** Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>. Acesso em 14 de junho de 2018.

CEPEL-CRESES. **Manual De Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro>>. Acesso em: 21 de junho de 2018.

CLAMPER. **Dispositivos De Proteção Contra Surtos Elétricos.** Disponível em: <<http://www.clamper.com.br/2016/12/16/o-que-e-dps-dispositivos-de-protectao-contra-surtos-eletricos/>>. Acesso em 23 de agosto de 2018.

DEPOSIT PHOTOS. **Disjuntor Caixa Moldada.** Disponível em: <<https://br.depositphotos.com/119952984/stock-illustration-molded-case-circuit-breaker-multi.html>>. Acesso em 21 de agosto de 2018.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes** - 4^a ed. New Jersey - USA: John Wiley & Sons, 2013.

ENELX. **String Box.** Disponível em: <<https://www.enelx.com.br/blog/2016/05/tudo-sobre-energia-solar-string-box/>>. Acesso em 23 de agosto de 2018.

ENELX. **Tudo Sobre Energia Solar.** Disponível em: <<https://www.enelx.com.br/blog/2016/02/tudo-sobre-energia-solar-parte-3-medidor/>>. Acesso em 13 de junho de 2018.

GENERAL CABLE. **Cabos Para Instalações De Energia Solar Fotovoltaica.** Disponível em: <<https://www.generalcable.com/assets/documents/LATAM%20Documents/Brazil%20Site/Catalogo-ExZHellent-Solar.pdf?ext=.pdf>>. Acesso em 08 de Agosto de 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS - INPE. **Proteções De Edificações.** Disponível em:

<<http://www.inpe.br/webelat/homepage/menu/protecao/protecao.edificacoes.php/>>. Acesso em 28 de agosto de 2018.

IT MEDIA. **Smart Japan.** Disponível em: <<http://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1509/02/news025.html>>. Acesso em 13 de junho de 2018.

MINULIGHT. Medidor Eletrônico De Energia Apolo 6031 E 6031I. Disponível em: <<https://www.minulight.com.br/energia-eletrica/medidores-de-energia/medidor-eletronico-de-energia-apolo-6031-e-6031i/>>. Acesso em 22 de julho de 2018.

NAKANO, A. **Notas de aula de Solar II. Disciplina ERG 007.** PECE, POLI – USP, 2017.

NASA. **Earth Planet Profile.** Disponível em: <<https://pds.jpl.nasa.gov/planets/special/earth.htm>>. Acesso em 11 de junho de 2018.

NASA. **Solar Cells.** Disponível em: <<https://science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2002/solarcells>>. Acesso em 14 de junho de 2018.

NASA. **Solar System Exploration.** Disponível em: <<https://solarsystem.nasa.gov/solar-system/sun/overview>>. Acesso em 11 de junho de 2018.

NASA. **What Is Earth?** Disponível em: <<https://www.nasa.gov/audience/forstudents/5-8/features/nasa-knows/what-is-earth-58.html>>. Acesso em 12 de junho de 2018.

NASA. **What Is The Speed Of The Earth's Rotation?** Disponível em: <<https://image.gsfc.nasa.gov/poetry/ask/a10840.html>>. Acesso em 11 de junho de 2018.

NEO SOLAR. **Chave Seccionadora Fotovoltaica.** Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/chave-seccionadora-fotovoltaica-schneider-c60na.html>>. Acesso em 23 de agosto de 2018.

NEW ECO SOLAR BR. **Componentes do Sistema Solar Fotovoltaico: Baterias.** Disponível em: <<https://newecosolarbr.blogspot.com/2016/09/baterias-importancia-dele-num-sistema.html>>. Acesso em 09 de Agosto de 2018.

PACHECO, C. R. F. **Fundamentos da Utilização de Energia Solar.** In: SIMÕES MOREIRA, J. R. (org). Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. 1ª Edição. Rio de Janeiro: LTC, 2017. Capítulo 09, p 187-221.

PACHECO, C. R.F. **Notas de aula de Solar I.** Disciplina ERG 006. PECE, POLI – USP, 2017.

PARENTE, V. **Notas de aula de Análise de Viabilidade Econômica de Projetos de Energia.** Disciplina ERG 001. PECE, POLI – USP, 2017.

PDX. **Las Líneas De Latitud Y De Longitud.** Disponível em: <https://www.pdx.edu/geography-education/sites/www.pdx.edu.geography-education/files/Map08_Sp.pdf>. Acesso em 12 de junho de 2018.

PHYSICAL GEOGRAPHY. **Earth Sun Geometry.** Disponível em: <<http://www.physicalgeography.net/fundamentals/6h.html>>. Acesso em 11 de junho de 2018.

PORTAL ENERGIA. **Controlador de Carga do Sistema Solar.** Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/controlador-carga-sistema-solar/>>. Acesso em 09 de Agosto de 2018.

POWER - O Poder por Trás da Energia - History Channel, 2014.

RÜTHER, R. et al. **Atlas Brasileiro De Energia Solar** - 2.ed. -
- São José dos Campos : INPE, 2017. 88p.: il. (E-BOOK).

SENAI. **Instalação de sistema de microgeração solar fotovoltaica**. São Paulo.
Editora: SENAI-SP Editora, 2016.

SIGNIFICADOS. **Ano** **Bissexto.** Disponível em:
<<https://www.significados.com.br/ano-bissexto/>>. Acesso em 11 de junho de 2018.

SIMÕES MOREIRA, J.R. **Energia e Panorama Energético**. In: SIMÕES MOREIRA, J. R. (org). Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética. 1ª Edição. Rio de Janeiro: LTC, 2017. Capítulo 01, p 1-13.

SOL CENTRAL. **REN** **Nº** **687.** Disponível em:
<<http://www.solcentral.com.br/legislacao/ren-687/#more-6367>>. Acesso em 21 de Agosto de 2018.

T8M ENERGIA SOLAR. **Sistemas Conectados A Rede Grid-Tie**. Disponível em: <http://t8menergiasolar.com.br/sistemas-conectados-a-rede-grid-tie/>. Acesso em 05 de Agosto de 2018.

UOL. **Pensador**. Disponível em: <<http://pensador.uol.com.br/energia/>>. Acesso em 11 de junho de 2018.

VILLALVA, M., & Gazoli, J. **Energia Solar Fotovoltaica Conceitos E Aplicações**. São Paulo, Brasil: Érica Ltda, 2012.

ZJBENYSWITCH. **Combiner Box.** Disponível em:
<<http://www.zjbenyswitch.com/PV-Combiner-Box/BHS-1-1823.html>>. Acesso em 23 de agosto de 2018.

ANEXOS

ANEXO 1 – CABOS PARA INSTALAÇÕES DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - EXZHELLENT® SOLAR, GENERAL CABLE;

ANEXO 2 – CANADIAN SOLAR DATASHEET MAXPOWER CS6U-330P-1500V;

ANEXO 3 – ABB STRING INVERTERS TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20 - 27.6 KW.

**ANEXO 1 – CABOS PARA INSTALAÇÕES DE ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA - EXZHELLENT® SOLAR, GENERAL CABLE**



**Cabos para instalações de
energia solar fotovoltaica**

PARA UMA ENERGIA LIMPA



ANEXO 1 – (CONTINUAÇÃO)



Soluções inovadoras em fios e cabos elétricos.

Somos um dos maiores fabricantes mundiais de fios e cabos, com mais de 170 anos de história de progresso contínuo em nível global e mais de 40 anos no Brasil. Atendemos nossos clientes através de uma rede de fábricas localizadas em mercados estratégicos, além de escritórios de vendas e centros de distribuição ao redor do globo.

Fabricamos fios e cabos de cobre, alumínio e fibras ópticas da mais alta qualidade oferecendo soluções para os segmentos de Construção, Infraestrutura, Transmissão e Distribuição de Energia, Indústria, Aplicações Especiais e Energias Renováveis.

Contamos com uma ampla gama de produtos para inúmeras aplicações e com uma experiência ímpar em pesquisa e desenvolvimento, cujo objetivo é manter e expandir a nossa liderança em tecnologia e inovação a fim de oferecer soluções para as sempre dinâmicas necessidades dos nossos clientes, desenvolvendo novos materiais, lançando novos produtos e criando novas soluções.

Os nossos produtos, marcas e tecnologias criam um perfil único que, combinado com a nossa experiência em engenharia, vendas, distribuição, logística e atendimento, fazem da General Cable um parceiro forte e importante para a expansão dos nossos clientes.

A General Cable oferece toda a força e respaldo de uma grande companhia que, aliados à nossa equipe de colaboradores, com a sua agilidade e dedicação, responde com soluções sob medida para cada cliente.

Para mais informações visite www.generalcablebrasil.com



ANEXO 1 – (CONTINUAÇÃO)

EXZHELLENT® SOLAR

1.8 kV CC

General Cable

EXZHELLENT® SOLAR

APLICAÇÃO:

Os cabos ExZHellent® Solar foram desenhados para resistir às exigentes condições ambientais que se encontram em qualquer tipo de instalação fotovoltaica, seja em plantas fotovoltaicas ou instalações prediais. O ExZHellent® Solar garante máxima eficiência na transmissão da energia produzida durante toda a vida da sua instalação.

CONSTRUÇÃO:**1. Condutor:**

Cobre estanhado flexível, encordoamento de classe 5.

2. Isolação:

Elastômero termofixo livre de halogénios.

3. Cobertura:

Elastômero termofixo livre de halogénios.

Cores disponíveis: vermelho, preto e verde/amarelo.

**NORMAS:**

TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

EN 50618

Projeto ABNT NBR 20.03-036

TENSÃO:

1.8 kV CC

CARACTERÍSTICAS:

ANEXO 1 – (CONTINUAÇÃO)



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E ELÉTRICAS:

Seção Nominal mm ²	Cor de Cobertura	Diâmetro Externo Nominal mm	Peso Aproximado kg/km	Raio Min. de Curvatura mm	Resistência Elétrica C.C. Máx. do Condutor a 20 °C Q/km	Ampacidade (I) A	Queda de Tensão (%) em C.C. V/A/km
1,5	■ ○ ■	5,4	35	22	13,7	25	39,17
2,5	■ ■ ○ ■	5,9	45	24	8,21	34	22,87
4	■ ■ ■ ○ ■	6,6	60	26	5,09	45	14,18
6	■ ■ ■ ■ ○ ■	7,4	90	30	3,29	57	9,445
10	■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	8,8	120	35	1,95	79	5,433
16	■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	10,1	190	40	1,24	105	3,455
25	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	12,5	300	50	0,795	140	2,215
35	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	14,0	395	56	0,565	174	1,574
50	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	16,3	555	65	0,393	219	1,095
70	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	18,7	790	75	0,277	273	0,7717
95	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	20,8	1.030	83	0,210	328	0,5851
120	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	23,0	1.250	92	0,164	385	0,4569
150	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	25,7	1.550	129	0,132	443	0,3678
185	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	28,7	1.910	144	0,108	506	0,3009
240	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	32,3	2.458	162	0,0817	606	0,2276
300	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	35,6	3.050	178	0,0654	700	0,1822
400	■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ■ ○ ■	40,6	4.050	203	0,0495	842	0,1379

[1] Dois cabos encostados um ao outro, na horizontal, ao ar livre, temperatura ambiente de 60 °C, temperatura no condutor de 120 °C.

[2] Na temperatura de operação de 120 °C.



ANEXO 1 – (CONTINUAÇÃO)

General Cable

EXZHELLENT® SOLAR
1.8 kV CC

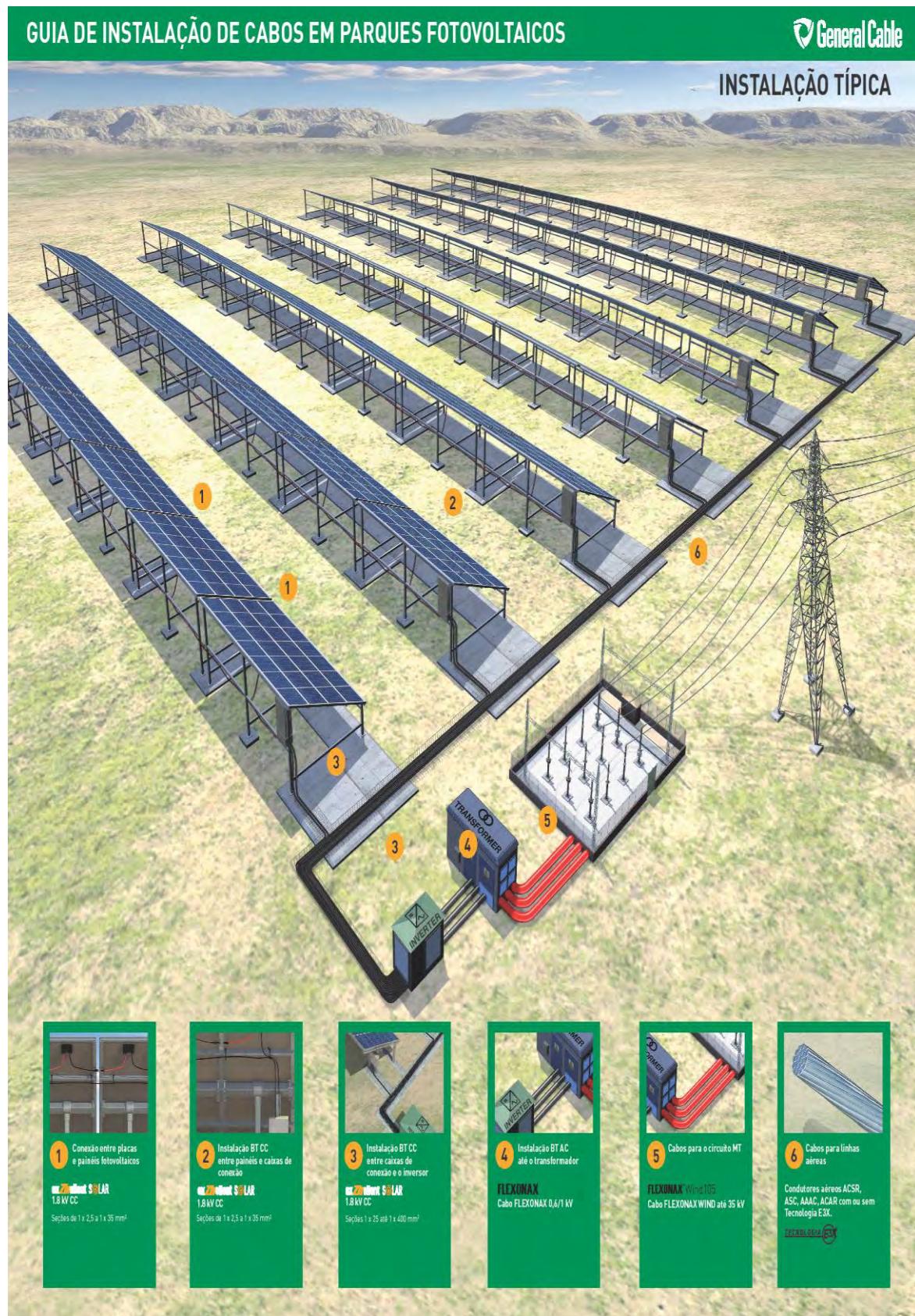
WIREMAN SOLAR

RESISTÊNCIA A INTEMPÉRIETEMPERATURA MÁXIMA
DO CONDUTOR
120°C (1)RESISTÊNCIA A
TEMPERATURAS
EXTREMASRESISTÊNCIA
À RADIAÇÃO UVRESISTÊNCIA
AO OZÔNIORESISTÊNCIA
À ABSORÇÃO
DE ÁGUA**VIDA ÚTIL**VIDA ÚTIL
DE 30 ANOS**RESISTÊNCIA MECÂNICA**RESISTÊNCIA AOS
IMPACTOSRESISTÊNCIA À
ABRASÃORESISTÊNCIA
AO RASGAMENTO**ECOLÓGICO - ALTA SEGURANÇA**LIVRE DE
HALOGENOSBAIXA EMISSÃO
DE GASES
CORROSIVOSBAIXA GERAÇÃO
DE FUMADANÃO PROPAGADOR
DE INCÊNDIO

(1) Até 20.000 horas de funcionamento.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

ANEXO 1 – (CONTINUAÇÃO)



ANEXO 1 – (CONTINUAÇÃO)



CONSTRUÇÃO



Oferecemos soluções para qualquer aplicação em projetos para construção civil, seja residencial ou comercial, com fios e cabos de alta segurança e da mais alta qualidade.

ENERGIAS RENOVÁVEIS



Projetamos, desenvolvemos e fabricamos fios e cabos elétricos que atendem aos mais rigorosos requisitos em aplicações para energia eólica e solar.

TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA



Por mais de um século, a General Cable tem sido mundialmente pioneira no projeto e fabricação de cabos para sistemas de energia, transmitindo a potência necessária para conectar nosso mundo.

ÓLEO, GÁS E PETRÓLEO



Nossas soluções em fios e cabos garantem a segurança e a integridade operacional de equipamentos críticos, nos mais exigentes ambientes de exploração, produção e extração.

INDÚSTRIA



Nossos cabos mantêm as linhas de produção e a maquinaria da sua indústria em movimento, oferecendo confiabilidade e assegurando o seu funcionamento contínuo.

INDÚSTRIA FERROVIÁRIA



Os sistemas de transporte, como metrô, trens de passageiros ou de carga, continuam se expandindo, exigindo cabos capazes de suportar e manter o fluxo de energia, comunicação e controle de forma segura e confiável.

General Cable Brasil
Av. Francisco Matarazzo, 1400
Edifício Milano, 7º andar, conj. 71
05001-703 Águas Brancas
São Paulo, Brasil

Tel.: +55 11 3457 0200
vendas@generalcablebrasil.com
www.generalcablebrasil.com





ANEXO 2 – CANADIAN SOLAR DATASHEET MAXPOWER CS6U-330P-1500V



MAXPOWER (1500 V) CS6U-315 | 320 | 325 | 330P



Canadian Solar's new 1500 V module is a product for high voltage systems, which can increase the string length of solar systems by up to 50%, saving BOS costs.

KEY FEATURES

- Designed for high voltage systems of up to 1500 V_{dc}, saving on BoS costs
- Cell efficiency of up to 18.8 %
- Excellent module efficiency of up to 16.97 %
- Outstanding low irradiance performance: 96.0 %
- High PTC rating of up to 91.55 %
- IP67 junction box for long-term weather endurance
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

25

linear power output warranty

10

product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way



* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

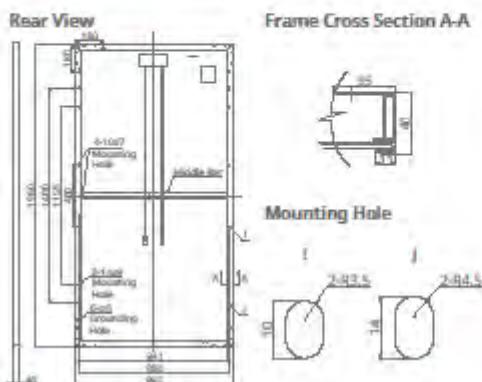
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

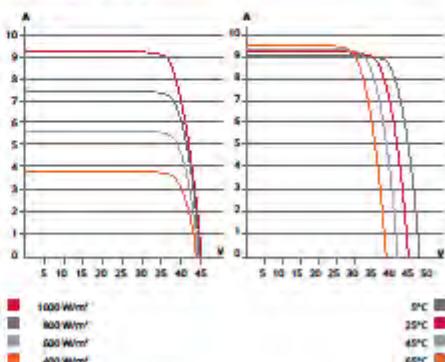
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ANEXO 2 – (CONTINUAÇÃO)

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1500 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ +5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1960 x 992 x 40 mm (77.2 x 39.1 x 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	PV1500DC-F1 4 mm ² (IEC) & 12 AWG 2000 V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION

ANEXO 3 – ABB STRING INVERTERS TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD 20 - 27.6 KW



SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD

20 to 27.6 kW



01

01
TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD
outdoor string inverter

The dual input section containing two independent Maximum Power Point Tracking (MPPT), allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions.

The TRIO features a high speed and precise MPPT algorithm for real power tracking and improved energy harvesting.

High efficiency at all output levels

Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels guaranteeing consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

This device has an efficiency rating of up to 98.2%.

The very wide input voltage range makes the inverter suitable for installations with reduced string size.

The TRIO 20.0/27.6 commercial inverter offers more flexibility and control to installers who have large installations with varying aspects or orientations.

Highlights

- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Detachable wiring box to allow an easy installation
- Wide input voltage range
- Integrated string combiner with different options of configuration which include DC and AC disconnect switch in compliance with international standards (S2, S11, -S21, -S2F and -S2X versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- Capability to connect external sensors for monitoring environmental conditions
- Availability of auxiliary DC output voltage (24 V, 300 mA)

ANEXO 3 – (CONTINUAÇÃO)

PRODUCT FLYER FOR TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD ABB SOLAR INVERTERS

ABB string inverters
TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD
20 to 27.6 kW



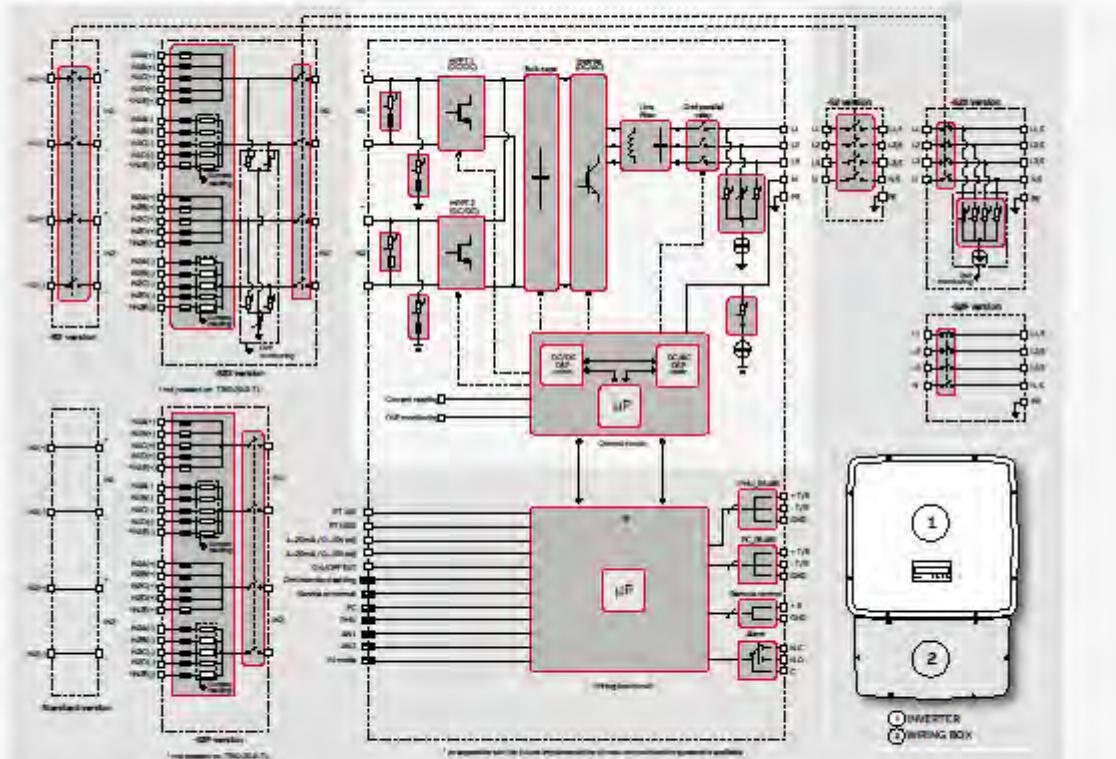
Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage (V _{max,dc})	1000 V	
Start-up DC input voltage (V _{start})	430 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range (V _{start} ...V _{dcmax})	0.7 x V _{start} ...950 V (min 200 V)	
Rated DC input voltage (V _{dc})	620 V	
Rated DC input power (P _{dc})	20750 W	28600 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT (P _{dc,mppt})	12000 W	16000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P _{dc}	440...800 V	500...800 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [800 V to V _{dcmax} = 950 V]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P _{dc} , max unbalance example	12000 W [480 V to V _{dcmax} = 800 V] the other channel: P _{dc} = 12000 W [350 V to V _{dcmax} = 800 V]	16000 W [500 V to V _{dcmax} = 800 V] the other channel: P _{dc} = 16000 W [400 V to V _{dcmax} = 800 V]
Maximum DC input current (I _{dc,max}) / for each MPPT (I _{dc,mppt,max})	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	30.0 A	40.0 A
Number of DC input pairs for each MPPT	1 (4 in -S2X, -S2F, -S11, -S21 versions) / 1 (5 in -S2X and -S2F versions, 4 in -S11 and -S21)	
DC connection type	PV quick fit connector ¹⁾ / Screw terminal block on Standard and -S2 versions	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 4	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester (-S2X, -S11 and -S21 versions)	-S2X: Type 2; -S11, -S21: Type 1+2	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	40 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power (P _{ac} @cosφ=1)	20000 W	27600 W
Maximum AC output power (P _{ac,max} @cosφ=1)	22000 W ²⁾	30000 W ²⁾
Maximum apparent power (S _{ac})	22200 VA	30670 VA
Rated AC grid voltage (V _{ac})	400 V	
AC voltage range	320...480 V ²⁾	
Maximum AC output current (I _{ac,max})	33.0 A	45.0 A
Contributory fault current	35.0 A	46.0 A
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range (f _{min} ...f _{max})	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with P _{dc} = 20.0 kW, ± 0.8 with max 22.2 kVA	
Total current harmonic distortion	> 0.995, adj. ± 0.9 with P _{dc} = 27.6 kW, < 3%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG36	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	50.0 A	63.0 A
Output overvoltage protection - varistor	4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-S2X version)	4 (Type 2)	
Operating performance		
Maximum efficiency (η _{max})	98.2%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Feed in power threshold	40 W	
Night consumption	< 0.6 W	
Communication		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232, 485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 WiFi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 WiFi Logger Card (opt.)	
User interface	Graphic display	

ANEXO 3 – (CONTINUAÇÃO)

PRODUCT FLYER FOR TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD ABB SOLAR INVERTERS

ABB TRIO-20.0/27.6-TL-OUTD string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C/113°F	
Relative humidity	0...100% condensing	
Sound pressure level, typical	50 dBA @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP65	
Cooling	Natural	
Dimension (H x W x D)	1061 mm x 702 mm x 292 mm / 41.7" x 27.6" x 11.5"	
Weight	< 70.0 kg / 154.3 lbs (Standard version)	< 75.0 kg / 165.4 lbs (Standard version)
Mounting system	Wall bracket	
Safety		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE (50 Hz only), RCM	
Safety and EMC standard	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, GS9/3, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS 4777, BDEW, NBS-097-2-1, MEA, IEC 61727, IEC 62116, Cetlulul 30/2013, VFR 2014	
Available products variants		
Standard	TRIO-20.0-TL-OUTD-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-400
With DC+AC switch	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2-400
With DC+AC switch and fuse	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2F-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2F-400
With DC+AC switch, fuse and surge arrester	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2X-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400
With DC+AC switch, fuse and 1 DC surge arrester Type 1 + 2	TRIO-20.0-TL-OUTD-S1J-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S1J-400
With DC+AC switch, fuse and 2 DC surge arrester Type 1 + 2	TRIO-20.0-TL-OUTD-S2J-400	TRIO-27.6-TL-OUTD-S2J-400

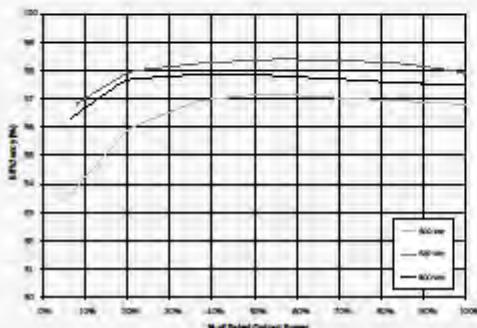
^a The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard^a Limited to 20000 W for Germany^b The Frequency range may vary depending on specific country grid standard^b Limited to 27600 W for Germany^c Please refer to the document "String Inverters - Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

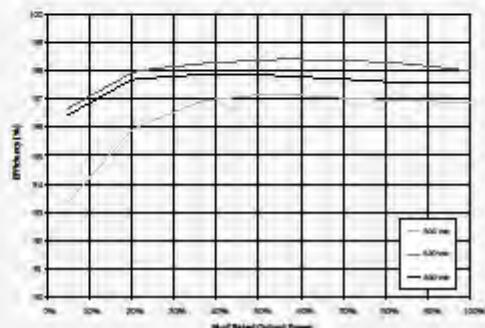
ANEXO 3 – (CONTINUAÇÃO)



Efficiency curves of TRIO-20.0-TL-OUTD



Efficiency curves of TRIO-27.6-TL-OUTD



For more information please contact
your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

We reserve the right to make technical
changes or modify the contents of this
document without prior notice. With
regard to purchase orders, the agreed
particulars shall prevail. ABB AG does not
accept any responsibility whatsoever for
potential errors or possible lack of
information in this document.

We reserve all rights in this document and
in the subject matter and illustrations
contained therein. Any reproduction,
disclosure to third parties or utilization of
its contents – in whole or in parts – is
forbidden without prior written consent of
ABB AG. Copyright © 2007 ABB
All rights reserved.

