

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Willyston Reme Dantas Ferreira

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM PRÉDIOS PÚBLICOS DA SECRETARIA DE
EDUCAÇÃO DO MUNICÍPIO DE BALNEÁRIO CAMBORIÚ/SC**

Belo Horizonte - MG

2026

Willyston Reme Dantas Ferreira

ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA IMPLANTAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM PRÉDIOS PÚBLICOS DA SECRETARIA DE EDUCAÇÃO DO MUNICÍPIO DE BALNEÁRIO CAMBORIÚ/SC

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de Especialista em Fontes Renováveis: Geração, Operação e Integração.

Orientador: Prof. Dr. Luis Guilherme Monteiro de Oliveira

Coorientadora: Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa

Belo Horizonte - MG

2026



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO - EAD

ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA

Aos vinte e oito dias do mês de fevereiro de 2026, às 11h20min, o estudante Willyston Remê Dantas Ferreira, matrícula 2024691590, defendeu o Trabalho intitulado "Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Implantação de Sistemas Fotovoltaicos em Prédios Públicos da Secretaria de Educação do Município de Balneário Camboriú/SC", tendo obtido a média 93 (noventa e três).

Participaram da banca examinadora os abaixo indicados, que, por nada mais terem a declarar; assinam eletronicamente a presente ata.

Nota: 90 (noventa)

Orientador: Prof. Dr. Luiz Guilherme Monteiro de Oliveira

Nota: 95 (noventa e cinco)

Examinador: Prof. Dr. Joao Ricardo da Mata Soares de Souza



Documento assinado eletronicamente por João Ricardo da Mata Soares de Souza, Professor do Magistério Superior, em 12/03/2026, às 12:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por Luís Guilherme Monteiro Oliveira, Usuário Externo, em 18/03/2026, às 19:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_organizacao_acesso_externo=0, informando o código verificador 4967172 e o código CRC 59E6CE3D.

INSTRUÇÕES

Este documento deve ser editado apenas pelo Orientador e deve ser assinado eletronicamente por todos os membros da banca.

AGRADECIMENTOS

Sinceros agradecimentos à Universidade Federal de Minas Gerais por proporcionar uma formação técnica e de qualidade, representada pela coordenação do curso pelo professor Victor Flores Mendes, bem como a equipe administrativa, representada pela Fátima Carvalho.

Agradecimentos ao professor Luis Guilherme Monteiro de Oliveira e a professora Wadaed Uturbey da Costa por terem aceitado o desafio de orientar o meu trabalho de conclusão de curso.

Agradecimentos à CELESC G, meu antigo local de trabalho onde adquiri grande experiência na área de geração de energia elétrica e propiciou conhecimentos para o desenvolvimento deste trabalho.

Agradecimentos à Guarda Municipal da Prefeitura de Balneário Camboriú pelos registros fotográficos aéreos das unidades educacionais com potencial para geração de energia fotovoltaica.

RESUMO

O retrofit é uma requalificação de prédios antigos que moderniza instalações e a estética, adaptando-os às necessidades atuais, tornando-os mais eficientes, sustentáveis e seguros sem descaracterizar a essência arquitetônica. O retrofit garante que as instalações estejam em conformidade com as regulamentações atuais de segurança e eficiência. A instalação de sistema de geração fotovoltaico é uma estratégia comum no retrofit para gerar energia limpa e renovável, reduzindo custos e o impacto ambiental. O objetivo geral do trabalho de conclusão de curso é a análise da viabilidade técnica e econômica de um sistema de geração fotovoltaico. A Secretaria de Educação da Prefeitura de Balneário Camboriú possui diversos edifícios públicos, dentre eles foram identificadas as edificações com o telhado orientado para o norte geográfico e estimados o potencial de geração fotovoltaico. O CEM Professor Armando Cesar Ghislandi apresentou o maior potencial de geração fotovoltaica e foi selecionado para avaliação da sua viabilidade técnica e econômica. Através de simulações realizadas através do software PVSyst foi definida a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) com capacidade instalada de 336 kWp e fator de dimensionamento do inversor (FDI) de 1,12. A geração de energia elétrica anual está estimada em 456 MWh. O consumo de energia anual do CEM Ghislandi é aproximadamente 92 MWh, portanto, anualmente pode ser injetada na rede elétrica da concessionária 364 MWh. A viabilidade financeira foi calculada através de indicadores econômicos tais como: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), taxa mínima de atratividade (TMA), *payback* simples e descontado. O investimento no SFCR é estimado em aproximadamente R\$ 988 mil reais com *payback* simples de 4 anos e *payback* descontado de 8 anos, no entanto está sujeito à variação devido às mudanças regulatórias pela ANEEL. O retorno financeiro do investimento pode ser otimizado com ações de eficiência energética, como a troca dos equipamentos antigos de ar-condicionado por tecnologias mais atuais.

Palavras-chave: retrofit, viabilidade técnica e econômica, sistema de geração fotovoltaico, CEM Ghislandi e Prefeitura de Balneário Camboriú.

ABSTRACT

Retrofitting is the requalification of old buildings that modernizes facilities and aesthetics, adapting them to current needs, making them more efficient, sustainable, and safe without altering their architectural essence. Retrofitting ensures that facilities comply with current safety and efficiency regulations. The installation of a photovoltaic generation system is a common strategy in retrofitting to generate clean and renewable energy, reducing costs and environmental impact. The overall objective of this final course project is to analyze the technical and economic feasibility of a photovoltaic generation system. The Education Department of the Municipality of Balneário Camboriú has several public buildings; among them, buildings with roofs oriented towards geographic north were identified, and their photovoltaic generation potential was estimated. The CEM Professor Armando Cesar Ghislandi presented the greatest photovoltaic generation potential and was selected for evaluation of its technical and economic feasibility. Through simulations performed using PVSyst software, the installation of a grid-connected photovoltaic system (GCPV) with an installed capacity of 336 kWp and an inverter sizing factor (IDF) of 1.12 was defined. Annual electricity generation is estimated at 456 MWh. The annual energy consumption of the Ghislandi Energy Center is approximately 92 MWh; therefore, 364 MWh can be injected into the utility grid annually. Financial viability was calculated using economic indicators such as net present value (NPV), internal rate of return (IRR), minimum attractive rate of return (MARR), simple and discounted payback. The investment in the GCPV is estimated at approximately R\$ 988,000 with a simple payback of 4 years and a discounted payback of 8 years; however, this is subject to variation due to regulatory changes by ANEEL (Brazilian Electricity Regulatory Agency). The financial return on investment can be optimized with energy efficiency measures, such as replacing old air conditioning equipment with more modern technologies.

Keywords: retrofitting, technical and economic feasibility, photovoltaic generation system, CEM Ghislandi and Municipality of Balneário Camboriú.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Usina fotovoltaica SEBRAE em Fortaleza/CE [PEN 24].....	13
Figura 2 - Creche municipal Hassis em Florianópolis/SC. [GBC 17]	14
Figura 3 - Vista frontal da creche municipal Hassis – Florianópolis/SC. [GBC 17].....	14
Figura 4 - Irradiação solar global no Brasil [POT 26].....	18
Figura 5 - Irradiação solar global na Alemanha [POT 26]	19
Figura 6 - Irradiação global horizontal de cidades selecionadas [ATL 25].....	20
Figura 7 - Ilustração explicativa da irradiância solar [VIL 15].....	21
Figura 8 - Inclinação do módulo fotovoltaico [FIN 06].....	23
Figura 9 - Definição do ângulo azimutal de superfície [FIN 06]	23
Figura 10 - Convenção de Sinais [FIN 06].....	23
Figura 11 - Representação das três gerações de células fotovoltaicas [DEV 23]	24
Figura 12 - Produção anual de módulo fotovoltaico por tecnologia. [FRA 25].....	25
Figura 13 - Eficiência das células fotovoltaicas [FRA 25]	26
Figura 14 - Tipos de células fotovoltaicas.....	26
Figura 15 - Características técnicas de um modulo fotovoltaico. Fonte: Leapton Solar	28
Figura 16 - Tipos de arranjos fotovoltaicos.....	29
Figura 17 - Datasheet do Inversor SG250HX. Fonte: Sungrow	30
Figura 18 - Componentes da tarifa de energia elétrica. [EST 25]	34
Figura 19 - Custo de intervenções no ciclo de vida de um edifício. [MIT 24]	37
Figura 20 - Selo Procel de eficiência energética. [PBE 25]	39
Figura 21 - Exemplificação baixo fator de simultaneidade. Fonte: Canal Solar, 2023.....	40
Figura 22 - Tipos de Lâmpadas.....	41
Figura 23 - Tipos de sistemas de refrigeração. [MIT 24].....	43
Figura 24 - Classe do Condicionador de ar split importado até 2022. [PBE 25].....	44
Figura 25 - Classe do Condicionador de ar split importado até 2025. [PBE 25].....	44
Figura 26 - Foto aérea do CEM Ghislandi	56
Figura 27 - Foto aérea do CEM Ghislandi	57
Figura 28 - Vista superior dos telhados do CEM Ghislandi.....	60
Figura 29 - Projeto arquitetônico do CEM Ghislandi.....	60
Figura 30 - Estrutura Metálica do Telhado do CEM Ghislandi	61
Figura 31 - Consumo de energia elétrica CEM Ghislandi (CELESC, 2025).....	62
Figura 32 - Indicação das abas do telhado.....	64

Figura 33 - Resumo do sistema no PVsyst	65
Figura 34 - Dimensionamento fotovoltaico no PVsyst	65
Figura 35 - Diagrama simplificado do sistema fotovoltaico	66
Figura 36 - Balanço energético geração FV /consumo do CEM Ghislandi	70
Figura 37 - Ilustração da instalação do sistema fotovoltaico.....	71
Figura 38 - Comparativo do payback simples e descontado	76
Figura 39 - Edifício principal do CEM Medici.....	81
Figura 40 - Quadra poliesportiva do CEM Medici	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - TUSD fio B	35
Tabela 2 - Lista dos NEI's da Prefeitura de Balneário Camboriú	51
Tabela 3 - Lista dos CEM's da Prefeitura de Balneário Camboriú	53
Tabela 4 - Histórico de contas de energia elétrica	54
Tabela 5 - Estimativa de potência instalada fotovoltaica para telhados orientados para norte geográfico.....	55
Tabela 6 - Dados da fatura de energia elétrica do CEM Ghislandi (CELESC, 2025).	63
Tabela 7 - Cenários considerados para o estudo de caso	63
Tabela 8 - UFV CEM Ghislandi - Inclinação 27°/ Azimute 0° / Inversor = 2x75 kW	67
Tabela 9 - UFV CEM Ghislandi - Inclinação 2°/ Azimute 0° / Inversor = 2x75 kW	68
Tabela 10 - UFV CEM Ghislandi - Inclinação 2°/ Azimute 180° / Inversor = 2x75 kW	68
Tabela 11 - Balanço líquido de energia injetada na rede elétrica da concessionária.....	71
Tabela 12 - Investimento na UFV CEM Ghislandi.....	73
Tabela 13 - Indicadores Financeiros UFV CEM Ghislandi	74
Tabela 14 - Aplicação de recursos na troca dos Inversores.....	75
Tabela 15 - Lista de equipamentos de ar-condicionado do CEM Ghislandi	77
Tabela 16 - Consumo dos equipamentos de ar-condicionado homologados	78
Tabela 17 - Economia de energia estimada com a troca dos equipamentos	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT.	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL.	Agência Nacional de Energia Elétrica
BACEN.	Banco central do Brasil
CAPEX.	Capital expenditure
CEAC.	Centro educacional de atendimentos de contraturno
CEF.	Caixa Econômica Federal
CEM.	Centro de educação municipal
FDI.	Fator de dimensionamento do inversor
GDFV.	Geração distribuída fotovoltaica
Imp.	Corrente de máxima potência
Isc.	Corrente de curto-circuito
NBR.	Norma Brasileira
NEI.	Núcleo de educação infantil
NMOT.	Nominal Module Operating Temperature
OPEX.	operational expenditure
PIMVP.	Protocolo Internacional para Medição e Verificação de Performance
Pmax.	Potência máxima
RN.	Resolução Normativa
SCEE.	Sistema de compensação de energia elétrica
SFCR.	Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica
SINAPI.	Sistema nacional de pesquisa de custos e índices da construção civil
STC.	Standard Test Conditions
TCU.	Tribunal de contas da união
TE.	Tarifa de energia
TFSEE.	Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica
TIR.	Taxa interna de retorno
TMA.	Taxa mínima de atratividade
TUSD.	Tarifa de uso do sistema de distribuição
Vmp.	Tensão de máxima potência
Voc.	Tensão de circuito aberto
VPL.	Valor presente líquido

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1 Motivação do Estudo.....	12
1.2 Objetivo Geral.....	15
1.2.1 Objetivos Específicos.....	15
1.3 Organização do Trabalho.....	15
2. REVISÃO CONCEITUAL	17
2.1 Energia Solar Fotovoltaica.....	17
2.1.1 Células Fotovoltaicas.....	23
2.1.2 Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR).....	26
2.1.3 Legislação aplicada ao setor fotovoltaico.....	32
2.2 Eficiência Energética.....	36
2.2.1 Sistema de iluminação.....	41
2.2.2 Sistema de aquecimento e refrigeração.....	42
2.2.3 Medição e verificação de resultados de eficiência energética.....	45
2.3 Viabilidade Econômica.....	47
2.3.1 Valor Presente Líquido (VPL).....	48
2.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR).....	49
2.3.3 Taxa Mínima de Atratividade (TMA).....	49
2.3.4 Período de <i>Payback</i> (<i>Tempo de Retorno do investimento</i>).....	50
3. METODOLOGIA	51
3.1 Modelagem técnica.....	54
3.2 Modelagem econômica.....	57
4. ESTUDO DE CASO	59
4.1 CEM Professor Armando Cesar Ghislandi.....	59
4.1.1 Consumo energético do CEM Ghislandi.....	62

4.1.2 Dimensionamento fotovoltaico.....	63
4.1.3 Resultados da simulação no PVsyst.....	66
4.1.4 Viabilidade econômica.....	72
4.1.5 Ações de eficiência energética	76
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	80
5.1 Sugestões para trabalhos futuros.....	81
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
7. ANEXO I - COMPOSIÇÃO DOS SERVIÇOS PARA INSTALAÇÃO DO SFCR.....	88
8. ANEXO II - ORÇAMENTO PARA INSTALAÇÃO DO SFCR.....	91
9. ANEXO III - SIMULAÇÕES NO PVSYST.....	93

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação do Estudo

As edificações públicas do município de Balneário Camboriú estão com suas instalações elétricas críticas, expondo os usuários e transeuntes à diversos riscos elétricos. A solução para o problema é a realização do retrofit das instalações elétricas.

O conceito retrofit (“retro”, do latim, significa movimentar-se para trás e “fit”, do inglês, adaptação, ajuste) surgiu na década de 90 como um conjunto de ações para revitalização de um ativo de modo a melhorar o seu desempenho. O retrofit pode ser aplicado em diversos campos da engenharia e arquitetura. [BAR 24]

Conforme a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) Norma Brasileira (NBR) 15575-1 Edificações habitacionais – Desempenho:

Retrofit é a remodelação ou atualização do edifício ou de sistema, através da incorporação de novas tecnologias e conceitos, normalmente visando à valorização do imóvel, mudança de uso, aumento da vida útil e eficiência operacional e energética. [ABN 24]

O retrofit aplicado a modernização de edificações, incluindo edifícios públicos, visa preservar a estética original ao mesmo tempo em que atualiza suas instalações para maior eficiência, conforto e segurança. A inclusão de sistemas fotovoltaicos é um componente chave do retrofit sustentável, podendo ser combinada com outras melhorias como isolamento térmico, sistemas de iluminação eficientes e automação das instalações elétricas.

O objetivo do retrofit é tornar edifícios mais eficientes, sustentáveis e seguros, valorizando o patrimônio histórico e arquitetônico, e a instalação de sistemas fotovoltaicos é uma estratégia comum no retrofit para gerar energia limpa e renovável, reduzindo custos e o impacto ambiental.

Um exemplo de retrofit é a edificação do SEBRAE em Fortaleza/CE demonstrada na Figura 1, na edificação foram empregadas ações de sustentabilidade e eficiência energética, com a troca das instalações elétricas, medidas arquitetônicas para ampliar a iluminação natural, substituição da iluminação artificial por tecnologia LED, atualização do sistema de climatização, bem como instalação de um sistema de geração fotovoltaico totalizando 52,5 de kWp de capacidade instalada. [PEN 24]



Figura 1 - Usina fotovoltaica SEBRAE em Fortaleza/CE [PEN 24]

As edificações autossuficientes em energia podem obter o selo GBC Zero Energy certificado pela Green Building Council (GBC).

O GBC Zero Energy é a certificação que reconhece edificações altamente eficientes, capazes de produzir, no mínimo, a mesma quantidade de energia que consomem ao longo do ano. A certificação promove o uso de fontes renováveis, estratégias avançadas de eficiência energética e soluções inovadoras para reduzir o impacto ambiental das construções. [GBC 17].

Além dos benefícios internos, o retrofit de edifícios públicos pode servir como exemplo e incentivo para outras reformas no município, contribuindo para a revitalização urbana, a preservação do patrimônio público e eficiência na utilização dos recursos públicos.

Como exemplo de um empreendimento elegível para certificação GBC Zero Energy é a creche municipal Hassis no município de Florianópolis/SC demonstrada nas Figura 2 e Figura 3. Através de ações de eficiência energética, seu consumo anual foi estimado em 21.000 kWh/ano e o potencial de geração de energia renovável em 30.496 kWh/ano, ou seja, sua geração seria superior ao consumo, todavia, atualmente isto não ocorre devido a instalação incorreta dos aquecedores solares e a adição de equipamentos elétricos não planejados. Como

solução, foi sugerida o acréscimo de sistema fotovoltaico para manter o selo GBC Zero Energy. [GBC 17]



Figura 2 - Creche municipal Hassis em Florianópolis/SC. [GBC 17]



Figura 3 - Vista frontal da creche municipal Hassis – Florianópolis/SC. [GBC 17]

Este projeto também é motivado para aproveitar os recursos do programa de eficiência energética oferecido pela concessionária local CELESC D. Anualmente, a CELESC D promove um edital para os interessados realizarem ações de eficiência energética nas edificações, após as ações de eficiência energética, o interessado pode propor a instalação de um sistema de geração fotovoltaica.

Portanto, este trabalho possui como foco a análise técnica e econômica de um sistema fotovoltaico a ser instalada em edificação pública da Prefeitura do Balneário Camboriú-SC aproveitando recursos vindos do Edital Programa de Eficiência Energética ANEEL CELESC D.

1.2 Objetivo Geral

Avaliar a viabilidade técnica e econômica para implantação de sistemas fotovoltaicos em edificações do município de Balneário Camboriú/SC.

1.2.1 Objetivos Específicos

1. Definir as edificações com viabilidade técnica para instalação de um sistema de geração fotovoltaico;
2. Dimensionar um sistema de geração fotovoltaico de microgeração para atender todo ou parte do consumo energético da edificação;
3. Analisar o custo para implantação do sistema de geração fotovoltaico e o tempo de retorno do investimento sob a ótica da legislação vigente;
4. Analisar possíveis ações de eficiência energética para reduzir o consumo de energia elétrica da edificação.

1.3 Organização do Trabalho

O trabalho de conclusão de curso está organizado por capítulos. O capítulo 1 (um) apresenta as motivações para a escolha do tema, bem como o objetivo geral a ser alcançado com o trabalho, sendo o objetivo geral detalhado através dos objetivos específicos.

O capítulo 2 (dois) apresenta uma revisão conceitual, cujo objetivo é revisar a literatura da especialização aplicada ao estudo de caso, que inclui estudos sobre o sistema de geração

fotovoltaico e a análise da sua viabilidade econômica, bem como noções de eficiência energética.

Posteriormente, no capítulo 3 (três) são apresentadas as metodologias técnica e econômica, juntamente com os parâmetros selecionados para realizar a análise do estudo de caso.

Após a revisão conceitual e as metodologias aplicáveis, o capítulo 4 (quatro) evidencia o estudo de caso selecionado para instalação do sistema de geração fotovoltaico. Neste tópico, são descritas as características atuais da edificação, bem como seu histórico de consumo energético, além de indicar possíveis ações de eficiência energética. O PVSyst foi a ferramenta computacional utilizada para realizar o dimensionamento e simulações de forma a obter dados técnicos do potencial de geração de energia para a edificação selecionada. Por fim, é estudada a viabilidade econômica para implantação do empreendimento por meio de métricas de investimento.

Finalmente, é apresentado um resumo com os principais resultados obtidos e sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO CONCEITUAL

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

O potencial brasileiro para geração fotovoltaica é devidamente comprovado e este está presente em todo o território nacional, sendo que o menor potencial está localizado no município de Garuva no estado de Santa Catarina [ATL 25], e ainda assim é maior do que o local mais ensolarado da Alemanha [POT 26]. A comparação com a Alemanha é pertinente, tendo em vista que o país é um dos principais implementadores deste tipo de tecnologia [JUN 20].

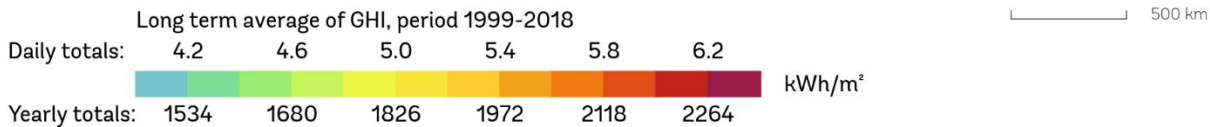
A Figura 4 apresenta o Atlas Solarimétrico Brasileiro, enquanto a Figura 5, mostra o Atlas Solarimétrico Alemão, onde é possível observar a diferença da disponibilização do recurso solar nos dois países. Embora a pior localidade no Brasil apresente uma irradiação global anual de aproximadamente 1530 kWh/m², ainda assim, é superior ao melhor local na Alemanha que possui uma irradiação global horizontal anual de aproximadamente 1240 kWh/m².

O Brasil possui o potencial para o aproveitamento da irradiação global horizontal anual incidente próximo à 2260 kWh/m² tendo destaque a região do semiárido brasileiro onde os estados de Minas Gerais, Bahia, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte, do Ceará possuem as melhores potências. Portanto, a inserção de fontes renováveis de energia, em especial a energia solar fotovoltaica, tem um grande campo de aplicação no território brasileiro.

SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION

BRAZIL



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Figura 4 - Irradiação solar global no Brasil [POT 26]

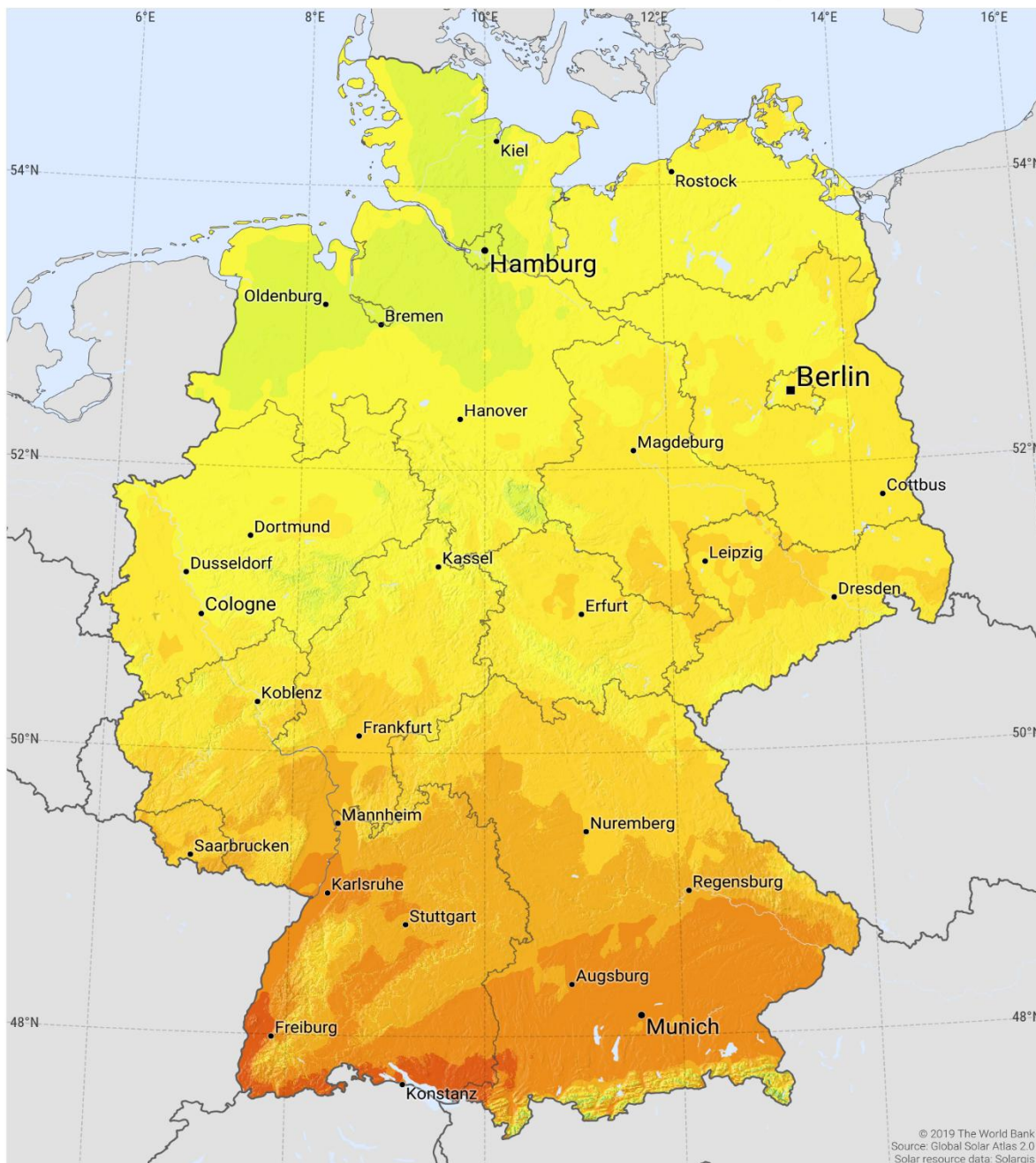
SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION GERMANY

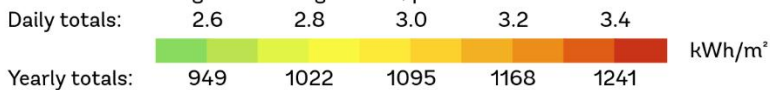


ESMAP

SOLARGIS



Long term average of GHI, period 1994-2018



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Figura 5 - Irradiação solar global na Alemanha [POT 26]

A Figura 6 apresenta cidades brasileiras que foram selecionadas de acordo com a incidência da irradiação global horizontal, tendo os dados extraídos do Atlas Solarimétrico Brasileiro elaborado pelo LABREN, com destaque para o município de Balneário Camboriú no estado de Santa Catarina (Latitude: -26.9861, Longitude: -48.6427), onde verifica-se um dos menores níveis de irradiação global no Brasil, apesar que para os meses de verão, de dezembro a março, a irradiação global é máxima. [ATL 25]

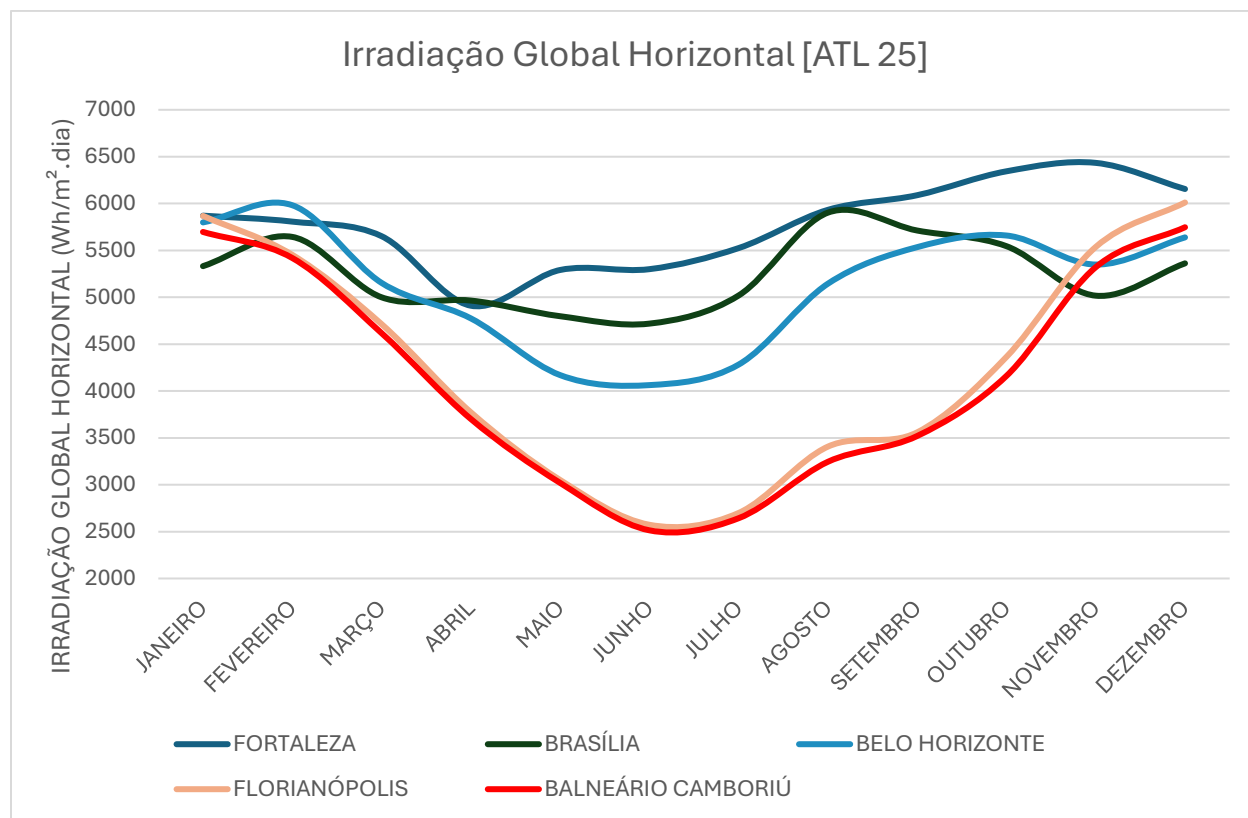


Figura 6 - Irradiação global horizontal de cidades selecionadas [ATL 25]

Conforme o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE, 2025), a irradiância solar global é a potência instantânea por unidade de área gerada pelo sol para os diferentes comprimentos de onda recebida pela Terra e expressa em W/m^2 (Watt por metro quadrado). A Irradiância Solar Total (TSI) foi considerada constante por muito tempo, com um valor de aproximadamente $1.361 W/m^2$, no entanto, observações revelaram variações em diferentes escalas de tempo [DEF 25]. Conforme ABNT NBR 16690:2019, é adotada uma irradiância no plano da célula ou do módulo fotovoltaico de $1000 W/m^2$ para condições padrão de ensaio. [ABN 19]

As condições padrão de ensaio são um conjunto de parâmetros utilizados em laboratório para quantificar o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Os parâmetros referenciais são a temperatura da célula, irradiância no plano do módulo fotovoltaico e massa de ar. Sendo definidas como irradiância igual a 1000 W/m^2 , temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar igual à 1,5. Todos os parâmetros estão definidos na ABNT NBR 16690:2019 Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto.

A radiação solar é a forma de transferência de energia advinda do sol, por meio da propagação de ondas eletromagnéticas e, devido ao efeito de rotação e translação da Terra, a irradiância solar varia ao longo do dia e dos meses do ano. Ao realizar a integração dos valores de irradiância de uma área em um intervalo de tempo é possível quantificar a energia recebida do sol, conceito definido como irradiação solar conforma apresenta a Figura 7.

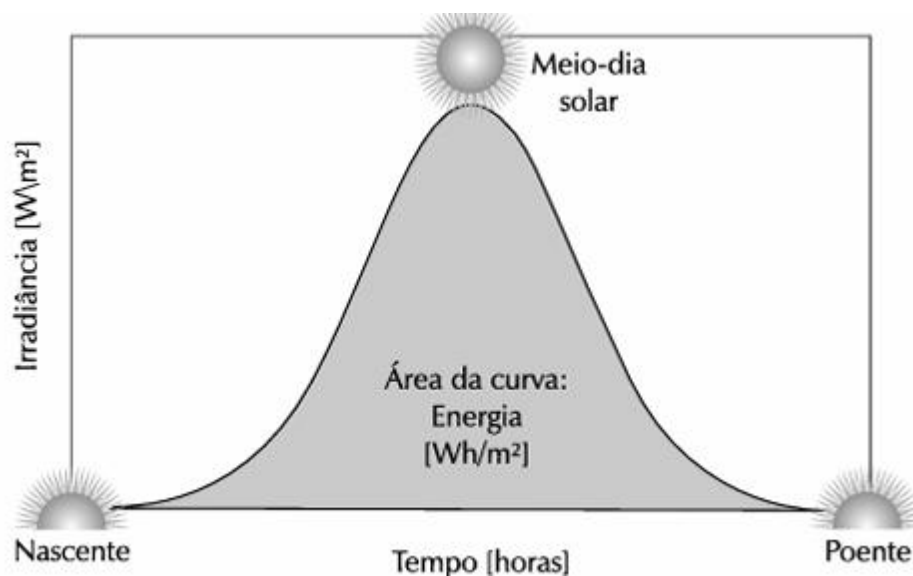


Figura 7 - Ilustração explicativa da irradiância solar [VIL 15]

A radiação solar incidente sobre a superfície terrestre é chamada de radiação solar global, e esta é composta por duas componentes: radiação solar direta e radiação solar difusa. Sendo que a radiação solar difusa ainda possui uma parcela denominada de albedo. A radiação solar direta é aquela que incide diretamente do Sol e sem interferências da atmosfera, portanto, é a componente que possui maior intensidade energética. A radiação solar difusa é aquela que sofre efeitos de refração e/ou reflexão na atmosfera, ou seja, são raios solares dispersados por moléculas de ar, aerossóis, poeira e nuvens e que chegam à Terra em todas as

direções. Finalmente, o albedo é uma medida de quanta energia solar uma superfície reflete sendo uma subcomponente da radiação solar difusa.

Para otimizar a radiação solar incidente sobre o módulo fotovoltaico é necessário definir os ângulos da instalação solar, que estão associados à inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos na superfície.

Ângulo de inclinação do coletor (β) é o ângulo formado pelo plano inclinado do coletor solar e o plano horizontal, conforme Figura 8.

A escolha incorreta do ângulo de inclinação do módulo reduz a captação da radiação solar e, conseqüentemente, a eficiência da conversão de energia fotovoltaico em energia elétrica. Embora a otimização da geração de energia fotovoltaica ocorra com os módulos variando o seu ângulo de inclinação ao longo das estações do ano, a inclinação dos módulos igual a latitude local apresenta resultados muito próximos com a inclinação dos módulos variando ao longo do ano, com perdas de radiação em aproximadamente 3%, segundo OLIVEIRA e MALAGÓN [OLI 18]. Portanto, convém adotar como padrão um ângulo de inclinação do coletor (β) igual a latitude do local de instalação.

Ângulo azimutal de superfície (γ), também denominado de ângulo de orientação do coletor, corresponde ao ângulo formado entre a direção norte-sul e a projeção no plano horizontal da reta normal à superfície do coletor solar e medido a partir do Sul ($\gamma = 0$), conforme mostrado na Figura 9. Seu valor varia na faixa ($-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$) de acordo com a convenção mostrada a seguir na Figura 10. [FIN 06]

Finalmente, tanto o ângulo de inclinação quanto o ângulo azimutal de superfície (orientação) exercem influência na geração de energia elétrica, por isso, a recomendação de se inclinar o módulo FV igual à latitude da localidade e orientá-lo para o norte geográfico, para os módulos abaixo da linha do equador, é utilizada de forma a maximizar a geração de energia elétrica ao longo do ano. [RON 14]

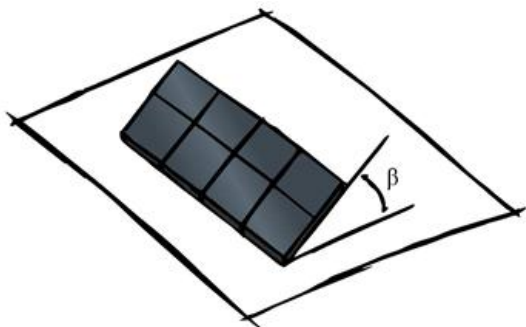


Figura 8 - Inclinação do módulo fotovoltaico [FIN 06]

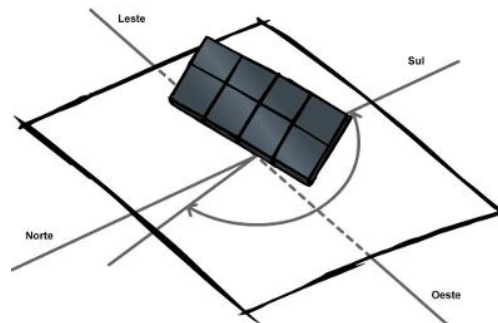
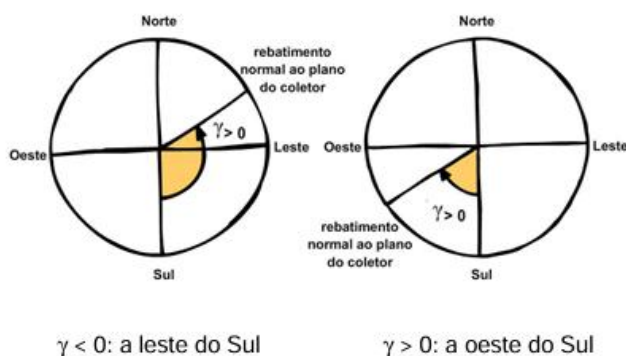


Figura 9 - Definição do ângulo azimutal de superfície [FIN 06]



$\gamma < 0$: a leste do Sul

$\gamma > 0$: a oeste do Sul

Figura 10 - Convenção de Sinais [FIN 06]

2.1.1 Células Fotovoltaicas

O efeito fotovoltaico é o processo físico-químico pelo qual uma célula fotovoltaica converte radiação solar em eletricidade. A luz solar é composta de fótons, ou partículas de energia solar. Estes fótons contêm grande quantidade de energia, correspondente aos diferentes comprimentos de onda do espectro solar. Quando os fótons colidem com uma célula fotovoltaica, eles podem ser refletidos ou absorvidos, ou mesmo atravessar direto a célula. Somente os fótons absorvidos pela célula fotovoltaica geram eletricidade.

A célula fotovoltaica é composta por um material semicondutor com junção pn realizada através de um tratamento químico chamado dopagem de forma a originar propriedades elétricas específicas nos semicondutores. Dois tipos de dopagem usuais são os semicondutores tipo-n e o tipo-p. Um semicondutor é chamado do tipo-n quando é dopado com algum elemento dotado de mais elétrons em sua camada de valência que o material semicondutor, resultando em um excesso de elétrons. A separação dos portadores de carga elétrica pela junção pn dá origem ao efeito fotovoltaico. [EFE 25]

O silício é o segundo material semiconductor mais abundante na Terra e por isso um dos mais utilizados na produção de células fotovoltaicas [SOL 25].

Segundo a ABNT (2013), a célula fotovoltaica é um dispositivo fotovoltaico elementar especificamente desenvolvido para realizar a conversão direta de energia solar em energia elétrica. [ABN 13]. Atualmente, existem três gerações de células fotovoltaicas, conforme demonstrado na Figura 11, sendo que as pesquisas continuam em busca de aumentar a eficiência elétrica e reduzir os custos de fabricação.

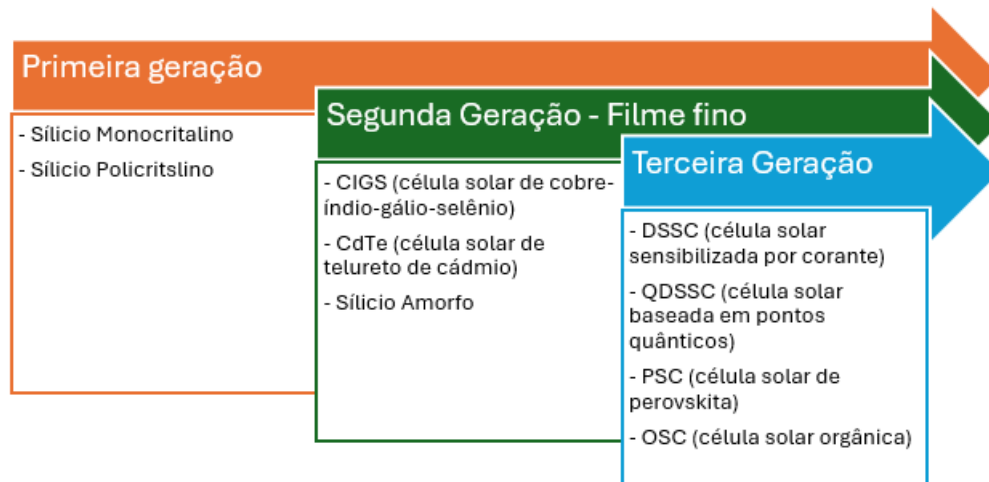


Figura 11 - Representação das três gerações de células fotovoltaicas [DEV 23]

A primeira geração é a tecnologia mais difundida no mercado, sendo composta por células fotovoltaicas monocristalinas e policristalinas. As células monocristalinas possuem uma composição de silício mais pura, portanto mais eficientes do que as células policristalinas, no entanto aquelas são mais caras. As células monocristalinas apresentam uma eficiência média aproximada de 20%, enquanto as policristalinas são de 15%. Conforme relatório publicado pela instituição Fraunhofer e demonstrado na Figura 12, a produção de células fotovoltaicas monocristalinas foi dominante, correspondendo a 687 GWp de um total de 703 GWp. [FRA 25]

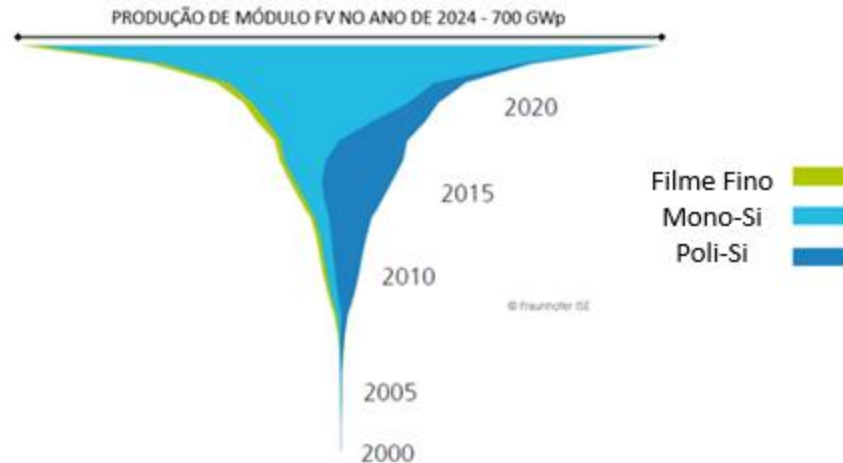


Figura 12 - Produção anual de módulo fotovoltaico por tecnologia. [FRA 25]

A segunda geração é composta pelas células solares filme fino utilizando materiais como silício, cádmio e cobre. Esta geração obteve como princípio a redução dos custos de produção, bem como a utilização de menos recursos como água e carbono na sua fabricação, com as células de telureto de cádmio (CdTe). Todavia, estas células apresentam um alto teor de toxicidade. [DEV 23]

Os custos de fabricação dos módulos solares com células de primeira geração estão em constante redução, fazendo com o que a fabricação das células de filme fino fosse reduzida ao longo dos anos. [FRA 25]

As células de terceira geração também são feitas de filme fino como as de segunda geração, no entanto estão em desenvolvimento em busca de soluções mais eficientes e sustentáveis no setor fotovoltaico. Nesta geração, destacam as células sensibilizadas por corante (DSSC), as células solares baseadas em pontos quânticos (QDSSC), as células de natureza orgânica (OSC) e as células de perovskita (PSC). [FLO 23]

Na Figura 13 é possível observar um panorama dos níveis de eficiência entre as várias gerações de células fotovoltaicas. Observa-se que as células monocristalinas apresentam uma eficiência em laboratório de 27,8 %, superior as tecnologias de segunda geração, no entanto, também são possíveis observar a tendência de crescimento de eficiência das tecnologias de terceira geração com células de perovskita (PSC).

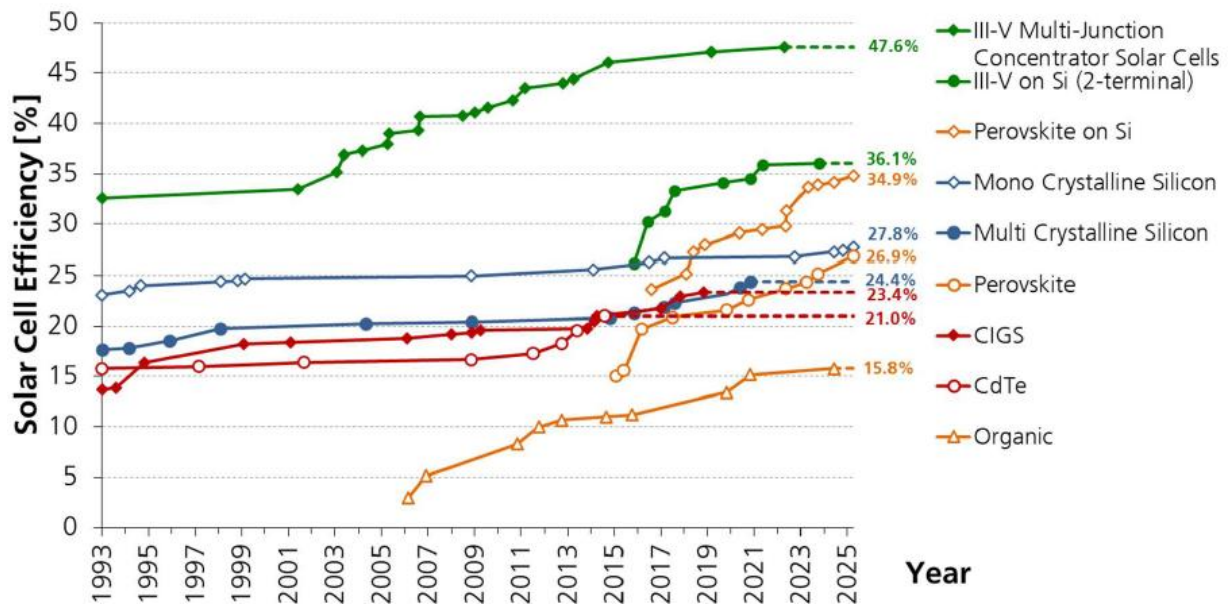
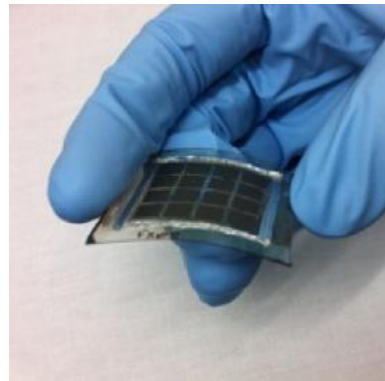


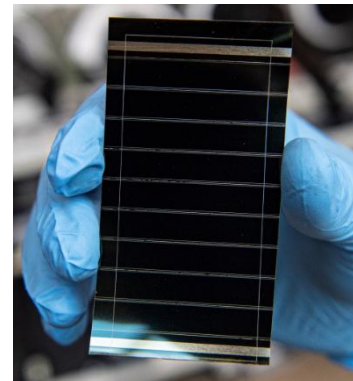
Figura 13 - Eficiência das células fotovoltaicas [FRA 25]



a) Célula solar de silício monocristalino [AYB 23]



b) Célula solar CdTE [SOL 25]



c) célula solar perovskita [SOL 25]

Figura 14 - Tipos de células fotovoltaicas

2.1.2 Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR)

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica são compostos por módulos fotovoltaicos, por inversores fotovoltaicos, proteções elétricas (corrente contínua e corrente alternada), um sistema de telecomunicações para aquisição e fornecimento dos dados.

Segundo a ABNT (2013), o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente (em série/paralelo) e encapsuladas, com objetivo de gerar energia elétrica [ABN 13].

Cada módulo fotovoltaico possui um datasheet com as principais características elétricas, mecânicas e térmicas. Dentre as características elétricas, são apresentadas duas condições de ensaios onde os dados elétricos são disponibilizados, ou seja, as condições-padrão de ensaio (STC – *Standard Test Conditions*) e as condições de ensaio na temperatura nominal de operação da célula (NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature*).

A categoria STC fornece as características elétricas do módulo FV para as condições de laboratório com uma irradiância igual a 1000 W/m^2 , temperatura da célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa de ar igual à 1,5.

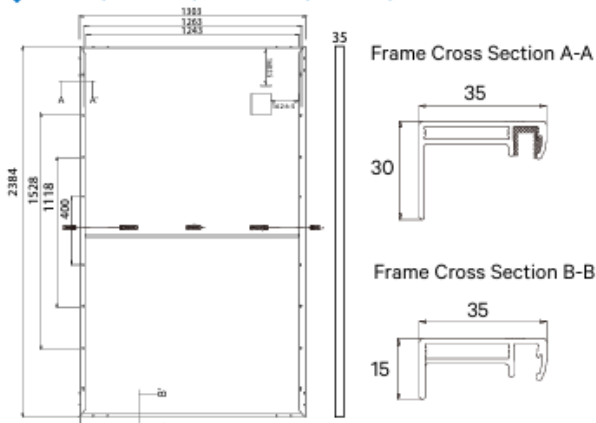
A categoria NOCT fornece as condições nominais do módulo FV em condições reais de operação com uma irradiância igual a 800 W/m^2 , temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$, velocidade do vento de 1 m/s e massa de ar igual à 1,5. [ABN 13]

Para ambas as categorias são definidas as características elétricas, entre elas: tensão de circuito aberto (V_{oc} – *open circuit voltage*), corrente de curto-circuito (I_{sc} – *short circuit current*), tensão de máxima potência (V_{mp}), corrente de máxima potência (I_{mp}), potência máxima (P_{max}) e eficiência η (%).

O aumento da temperatura pode influenciar as condições de operação do módulo fotovoltaico, para correção das capacidades nominais é utilizado os coeficientes de temperatura para as grandezas elétricas: tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e potência máxima.

Outras características relevantes são as dimensões do módulo FV, peso, grau de proteção e tipo de conector da caixa de junção. Como exemplo, a Figura 15 apresenta ficha técnica (datasheet) de um módulo fotovoltaico da marca Lepton Solar LP210-M-66MH com potência nominal variando de 650Wp a 670Wp

MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Weight	34kg
Dimensions	2384mm*1303mm*35mm
Cell Dimensions	210*210mm
Cell Amount	66*2 pcs
Maximum System Voltage	1500V
Junction Box	IP68
Frame	Aluminum Alloy
Cable	4mm ² , Landscape: N 1500mm/P 1500mm Portrait: N 280mm/P 280mm
Connector	MC4 compatible
Application Level	Class A

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

Power	650W	655W	660W	665W	670W
Open Circuit Voltage	45.58V	45.78V	45.98V	46.18V	46.38V
Short Circuit Current	18.16A	18.21A	18.26A	18.31A	18.36A
Maximum Power Voltage	37.61V	37.81V	38.01V	38.21V	38.41V
Maximum Power Current	17.28A	17.32A	17.36A	17.40A	17.44A
Module Efficiency	20.92%	21.09%	21.25%	21.41%	21.57%

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

ELECTRICAL PARAMETERS AT NMOT

Power	491W	495W	499W	503W	507W
Open Circuit Voltage	42.30V	42.48V	42.67V	42.86V	43.04V
Short Circuit Current	14.89A	14.93A	14.97A	15.01A	15.06A
Maximum Power Voltage	34.86V	35.05V	35.24V	35.42V	35.61V
Maximum Power Current	14.09A	14.13A	14.16A	14.19A	14.23A
Module Efficiency	15.82%	15.94%	16.06%	16.18%	16.32%

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NMOT	41±3°C	Temp Coefficient of ISC	+0.05%/°C
Temp Coefficient of VOC	-0.28%/°C	Temp Coefficient of Pmax	-0.36%/°C

Figura 15 - Características técnicas de um módulo fotovoltaico. Fonte: Leapton Solar

Os módulos fotovoltaicos podem ser agrupados em série ou paralelo, formando um arranjo fotovoltaico. Conforme a ABNT NBR 10899/2013, o arranjo fotovoltaico é um conjunto de módulos fotovoltaicos ou subarranjos fotovoltaicos mecânica e eletricamente integrados,

incluindo a estrutura de suporte. Um arranjo fotovoltaico não inclui sua fundação, rastreador solar, controle térmico e outros elementos similares. [ABN 13]

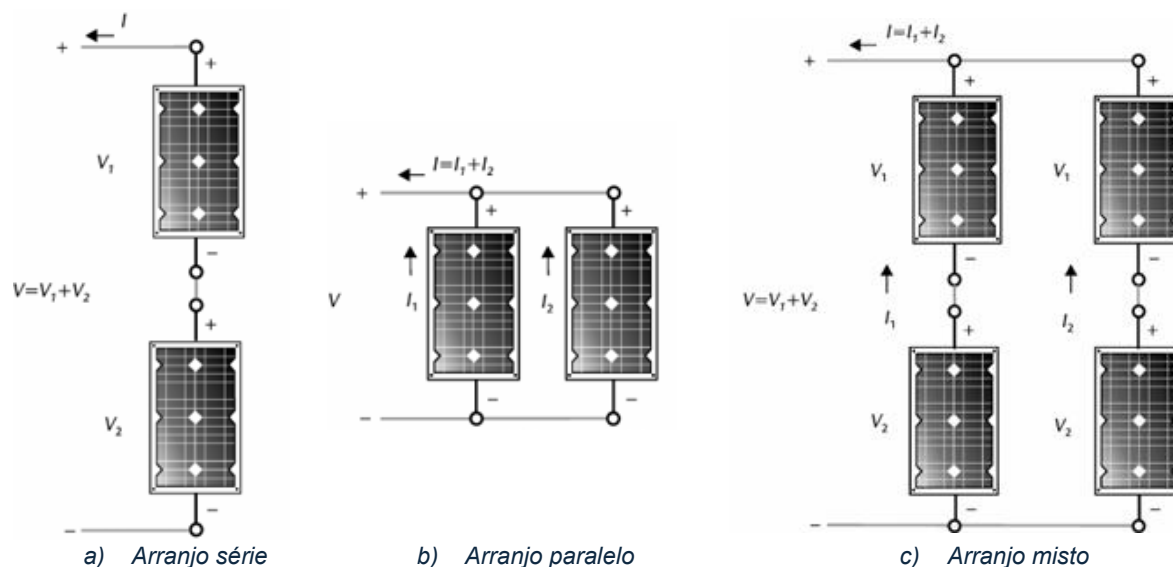


Figura 16 - Tipos de arranjos fotovoltaicos

Os arranjos fotovoltaicos são conectados ao inversor. O inversor é um conversor estático de potência que possui como principal função converter a corrente contínua do gerador fotovoltaico em corrente alternada [ABN 13]. O inversor também faz o controle da amplitude, fase e frequência da tensão de conversão que deve ser similar às grandezas da rede elétrica de conexão, de modo que haja sincronização entre o sistema de geração fotovoltaico e a rede elétrica. Após a sincronização, o inversor deve realizar a injeção da potência na rede elétrica da instalação e/ou concessionária de energia local.

O inversor também deve ser capaz de monitorar as grandezas elétricas, de modo a operar no ponto de máxima potência e, caso haja, uma variação fora dos limites pré-estabelecidos, atuar as proteções elétricas adequadas e realizar a desconexão e isolamento do sistema de geração fotovoltaico.

Dentre as topologias encontradas no mercado para SFCR, atualmente estão disponíveis: inversor fotovoltaico híbrido, micro inversor, inversor string e inversor central.

A seleção do inversor é fundamental para assegurar um bom desempenho em termos de produtividade e segurança do SFCR. O projetista deve considerar características como tensão

alternada de conexão com a rede elétrica, tensão contínua de conexão dos módulos, corrente elétrica das *strings*, potência nominal, desempenho no ponto de máxima potência, eficiência de conversão, as proteções elétricas exigidas pela concessionária, sistema de comunicação, flexibilidade de instalação, durabilidade do equipamento e segurança operacional.

Como exemplo, a Figura 17 apresenta ficha técnica (datasheet) de um inversor fotovoltaico da marca Sungrow com potência nominal de 250 kVA para uma temperatura de operação de 30° C.

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overtoltage protection	DC Type II / AC Type II

Figura 17 - Datasheet do Inversor SG250HX. Fonte: Sungrow

Conforme normativa da concessionária, os inversores precisam ser homologados e quando aplicável ser certificado pelo INMETRO para que o inversor possa ser conectado à rede elétrica.

O dimensionamento do inversor divide-se entre: escolha da tensão de entrada correspondente aos limites estabelecidos pelo fabricante do equipamento; determinação do número de fileiras de módulos FVs que serão conectados em série e/ou paralelo; determinação da potência nominal, correlacionando ao fator de dimensionamento do inversor (FDI).

A depender do tipo de inversor, o equipamento possui um intervalo de tensão contínua de entrada para iniciar sua operação. Conforme os dados do inversor da Sungrow, Figura 17, o equipamento começa a injetar energia elétrica com uma tensão contínua entre 500 e 1500V, no entanto, somente entre o intervalo de 860 a 1300V é que o circuito de conversão do inversor rastreará o ponto de máxima potência. Dentro deste intervalo, é recomendável que o arranjo fotovoltaico seja dimensionado para operar na tensão de entrada nominal, de modo a reduzir as perdas elétricas e otimizar a eficiência.

O arranjo fotovoltaico deve ser dimensionado para atingir uma tensão contínua nominal, esta configuração pode ser realizada com a disposição em série ou em paralelo dos módulos, em muitos casos, recomenda-se realizar o dimensionamento das *strings* considerando as condições STC. A tensão nominal do arranjo fotovoltaico é calculada considerando a tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico, caso a disposição seja em série é necessário somar a tensão de circuito aberto dos módulos FV, e para uma disposição em paralelo, a tensão é igual para todos.

Outro fator importante, é a corrente nominal por arranjo fotovoltaico, pois cada inversor possui uma corrente máxima permitida por *string*. Na disposição dos módulos FVs em paralelo, deve ser somada a corrente de curto-circuito dos módulos FVs conectados, para a disposição em série, a corrente de curto-circuito do módulo FV é a mesma para toda a *string* de conexão.

O FDI representa a razão entre a potência nominal do inversor P_{INV}^0 e a potência nominal ou potência de pico do gerador fotovoltaico P_{FV}^0 .

$$FDI = \frac{P_{INV}^0}{P_{FV}^0} \quad (1)$$

A escolha do FDI está relacionada com a produtividade do sistema fotovoltaico. Sendo que a produtividade (YF) corresponde à relação entre o valor médio da energia produzida pelo SCFR no intervalo de tempo $\Delta t = t_2 - t_1$ e a potência nominal do gerador fotovoltaico. [FIL 22]

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} dt}{P_{FV}^{nom}} \quad (2)$$

Para baixos níveis de produtividade correlacionado com um baixo fator de dimensionamento do inversor promove um aumento das perdas elétricas do inversor pelo processo de limitação de potência. O mesmo ocorre quando se tem um sobredimensionamento do sistema de geração fotovoltaico com um alto FDI, neste caso, as perdas elétricas do inversor aumentam pelo corte de potência, elevando a temperatura do equipamento e reduzindo sua vida útil.

Um determinado nível de sobredimensionamento é aceitável para melhorar o funcionamento do sistema fotovoltaico, particularmente do inversor, em dias nublados ou no nascer e pôr do sol, forçando o equipamento a entregar um maior nível de energia. [ZIL 12].

Outro parâmetro é o Performance Ratio (PR), ou Taxa de Desempenho, é um indicador fundamental de qualidade para usinas solares fotovoltaicas. Ele representa a porcentagem de energia que a usina realmente gera em relação ao que ela poderia ter gerado se funcionasse idealmente, desconsiderando perdas. Um PR próximo de 100% indica máxima eficiência, sendo comum valores em torno de 75-80%.

Por fim, o inversor necessita de um sistema de comunicação para monitoramento e gestão das grandezas elétricas. Os equipamentos podem ser conectados com fio, através de conexão ethernet e/ou RS485, ou uma conectividade sem fio, Wi-Fi. Alguns modelos de equipamentos permitem conexão Bluetooth, mas como é uma tecnologia limitada, é usada apenas para monitoramento das grandezas in-loco.

2.1.3 Legislação aplicada ao setor fotovoltaico

O histórico de legislação sobre a geração distribuída demonstra que cada resolução normativa teve um objetivo diferente. Quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulgou a Resolução Normativa (RN) Nº 482/2012, o cenário era que o custo para instalação da geração distribuída fotovoltaica (GDFV) era relativamente alto, ou seja, em um primeiro momento, a ideia era incentivar a implantação desta nova tecnologia por meio de incentivos financeiros.

Naquela época a ANEEL estabeleceu a tarifação *net metering*, ou medida da energia líquida, este sistema permite registrar a energia elétrica inserida na rede e a energia consumida da rede elétrica, criando um sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) pelo excedente

que é exportado, bem como a cobrança mínima do custo de disponibilidade para qualquer unidade consumidora, mesmo que ela gerasse toda a energia elétrica necessária para sua instalação.

A ANEEL definiu os conceitos de micro e minigeração distribuída na RN N° 482/2012, posteriormente, ela manteve os conceitos, no entanto, com a alteração dos limites de potência por categoria com a publicação da Lei 14.300 - Marco legal da microgeração e minigeração distribuída e RN N° 1031/2022.

“XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras” [IMP 22]

A Lei 14.300 - Marco legal da microgeração e minigeração distribuída surgiu da necessidade de trazer uma segurança jurídica e os recursos necessários para o desenvolvimento do setor fotovoltaico no Brasil, conforme justificado no Projeto de Lei N.º 5.829, DE 2019 da Câmara dos Deputados.

Além disso, o acórdão N° 817/2022 do Tribunal de Contas da União (TCU) definiu que o sistema de compensação de energia elétrica da RN ANEEL N° 482/2012 e alterado posteriormente pela RN ANEEL N° 687/2015, “foi estruturado com base em diferenciação tarifária sem previsão legal que importa subsídio cruzado”, ou seja, os consumidores sem sistema de geração de energia elétrica próprio arcariam com os custos de melhorias da rede elétrica da concessionária em prol de uma parcela minoritária, de forma injusta.

Portanto, após um longo processo de consulta pública aos agentes do setor elétrico e a comunidade externa, o marco regulatório da geração distribuída foi promulgado no dia 06 de janeiro de 2022 com um período de transição de 12 meses, de modo que os agentes

pudessem se adaptar as mudanças. Portanto, apenas no dia 07 de janeiro de 2023 é que a legislação entrou em vigência.

A nova legislação trouxe importantes mudanças do sistema de compensação de energia elétrica, passando a cobrar alguns componentes da fatura de energia elétrica. A tarifa é composta por dois grandes blocos: tarifa de energia e a tarifa de uso do sistema de distribuição.

A tarifa de energia (TE) inclui os custos e encargos referente a geração de energia elétrica, enquanto a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) inclui os custos e encargos referentes a infraestrutura de transmissão e distribuição de energia elétrica.

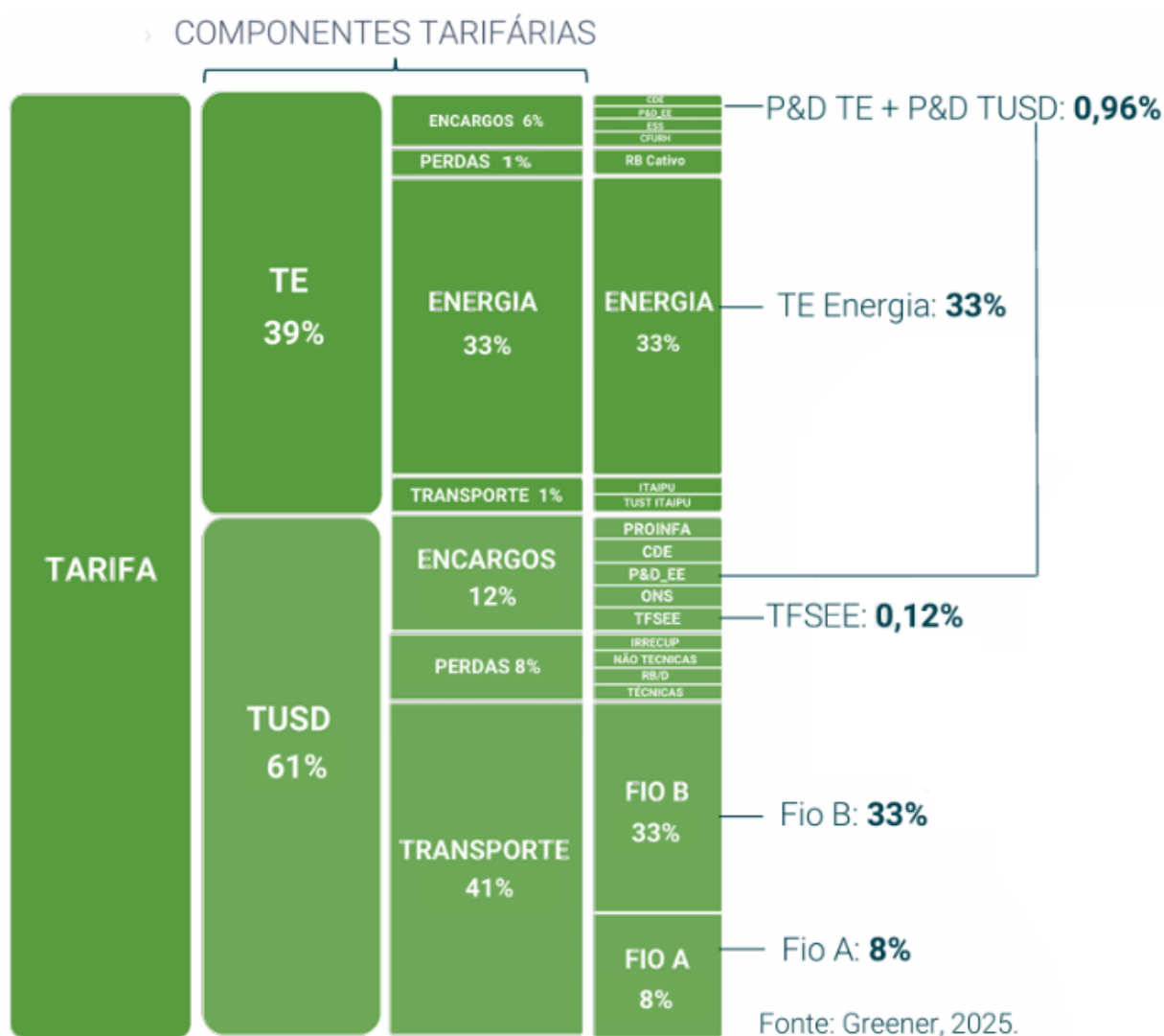


Figura 18 - Componentes da tarifa de energia elétrica. [EST 25]

Os percentuais apresentados na Figura 18 representam a média do peso dessas componentes na tarifa total, considerando as 58 distribuidoras mais relevantes no país e suas respectivas tarifas Grupo B Convencional.

Desde 2023, os consumidores do grupo B estão sendo cobrados pelo uso do sistema de distribuição (TUSD) fio B de forma progressiva até 2028 e em 2029 a ANEEL fará uma nova regulamentação conforme destacado na Tabela 1.

Tabela 1 - TUSD fio B

Ano	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
TUSD Fio B	15%	30%	45%	60%	75%	90%	100%

Para os consumidores na modalidade de autoconsumo remoto com potência maior que 500 kW ou geração compartilhada, além da cobrança de 100% da TUSD fio B, ocorre a cobrança de 40% da TUSD fio A, a taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica (TFSEE) e a tarifa de pesquisa e desenvolvimento (P&D).

“autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;” [IMP,22]

A cobrança do custo de disponibilidade foi outro ponto alterado pela nova legislação, para os projetos aplicados na vigência da lei, caso o consumo medido seja maior que o valor de referência, não ocorre a cobrança do custo de disponibilidade, caso o consumo medido seja inferior ao valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade.

Para os consumidores do grupo B, o valor de referência depende do tipo de fornecimento, ligação monofásica é 30 kWh, ligação bifásica é 50 kWh e ligação trifásica é 100 kWh.

Para as usinas de microgeração acima de 500 kW, ocorreu a implementação da TUSD injeção em substituição da TUSD demanda, de modo a faturar a energia injetada na rede elétrica em média tensão.

2.2 Eficiência Energética

A eficiência energética é um conceito que deve ser tratado por todas as edificações, desde a sua concepção e estudo de viabilidade até o fim da vida útil da edificação. O conceito de eficiência energética é:

“A eficiência energética na arquitetura pode ser entendida como um atributo inerente à edificação representante do seu potencial em possibilitar conforto térmico, visual e acústico aos usuários com baixo consumo de energia.” [LAM 14].

Portanto, a eficiência energética busca utilizar a menor quantidade de recursos possíveis, mantendo os níveis aceitáveis de conforto para os usuários das edificações.

Quando um projeto é concebido de maneira integrada entre os diversos subsistemas, sejam eles: arquitetura, elétrica, hidráulica, iluminação e refrigeração, é muito mais fácil atingir as metas de eficiência energética, inclusive obtendo certificações específicas.

Do contrário, quando se analisa uma edificação existente, que muitas vezes, não possui projeto arquitetônico e nem projetos complementares, o nível de dificuldade para implementar ações de eficiência energética é maior, mas não impossível.

Muitos prédios públicos não possuem a documentação das edificações, sendo necessário realizar o levantamento de informações para o diagnóstico energético. O diagnóstico energético pode ser um campo bastante amplo, avaliando sob a ótica do uso de energia elétrica, mas também do ponto de vista térmico. Para fins de estudo, serão tratados somente o uso da energia elétrica.

O diagnóstico energético busca identificar os usos de energia elétrica da edificação, quantificar o consumo de energia elétrica dos equipamentos e identificar e quantificar as prováveis oportunidades para reduzir o gasto de energia elétrica da edificação. O diagnóstico energético da edificação pode ser otimizado conforme demonstrado na Figura 19. Caso as medidas de eficiência energética sejam planejadas na etapa de concepção do projeto, a eficácia das ações tende a ser muito maior quando comparado na etapa de uso, operação e manutenção da edificação. [MIT 24]

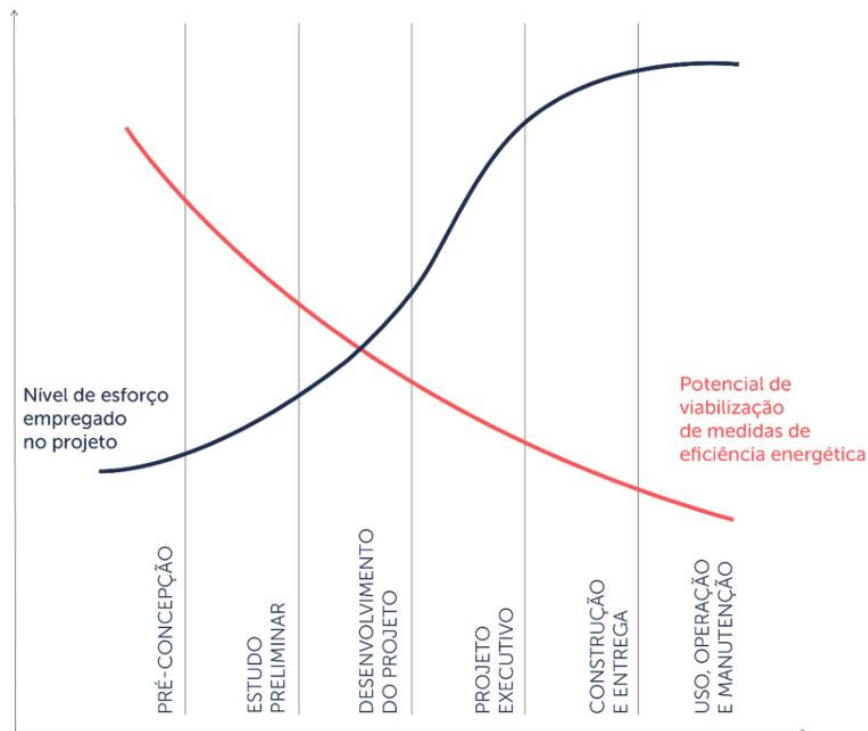


Figura 19 - Custo de intervenções no ciclo de vida de um edifício. [MIT 24]

Dentre as principais atuações de eficiência energética, estão:

- Projeto, instalação e manutenção de isolamento térmico em sistemas de aquecimento e refrigeração;
- Programação horária para os sistemas iluminação, aquecimento e refrigeração;
- Aproveitamento do potencial da iluminação e ventilação natural;
- Troca de equipamentos elétricos antigos por outros mais modernos e eficientes;
- Gestão das informações de consumo de energia elétrica para acompanhamento e comparação com edificações similares.

A gestão de informações fornece subsídios para a tomada de decisões, pois é possível verificar os maiores gastos energéticos da edificação, mas para isto é definir os indicadores adequados.

Para isto, é necessário verificar:

1. Qual grandeza está sendo medida e monitorada?
2. Por que é medido?
3. Como é realizada a medição?
4. Quais valores e desvios são esperados?

5. Qual ação pode ser tomada em caso de desvio significativo?
6. Quem é o responsável pela coleta de dados e medições?
7. O que e onde é registrado? [MIT 24]

Alguns países como Reino Unido (CIBSE - *Chartered Institution of Building Services Engineers*) e Estados Unidos (*Energy Star Portfolio Manager*) fornecem sistemas com uma base de dados de consumo energético por tipo de edificação, esta ferramenta auxilia os estudos para verificar o status da edificação em relação as outras construções. No Brasil, está em desenvolvimento o projeto DEO - Desempenho Energético Operacional elaborada pelo Conselho Brasileiro de Construção Sustentável. [MIT 24]

Com relação aos equipamentos elétricos, atualmente existe o selo Procel - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. O Procel foi instituído em 30 de dezembro de 1985, pela portaria interministerial nº 1877 e reafirmado pelo Decreto nº 9863, de 27 de junho de 2019. Cujo objetivo é aumentar a competitividade do País, postergar investimentos no setor elétrico e reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Atualmente, ele é política do Ministério de Minas e Energia e executado pela Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional- ENBPar. [PRO 25]

O Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) para eficiência energética dispõe da avaliação para os equipamentos elencados abaixo. Conforme Figura 20, todos os equipamentos devem possuir um selo Procel de identificação indicando as suas características técnicas.

1. Fogões e fornos a gás;
2. Aquecedores de água a gás;
3. Refrigeradores e seus assemelhados de uso doméstico;
4. Condicionadores de ar, tipo janela e split hi-wall;
5. Lâmpadas fluorescentes compactas com reator integrado;
6. Lâmpadas incandescentes;
7. Lâmpadas decorativas;
8. Lâmpadas a vapor de sódio;
9. Máquinas de lavar roupas;
10. Ventiladores de teto;
11. Televisores (*Stand-by*);
12. Aquecedores de água elétricos, e
13. Aquecimento solar

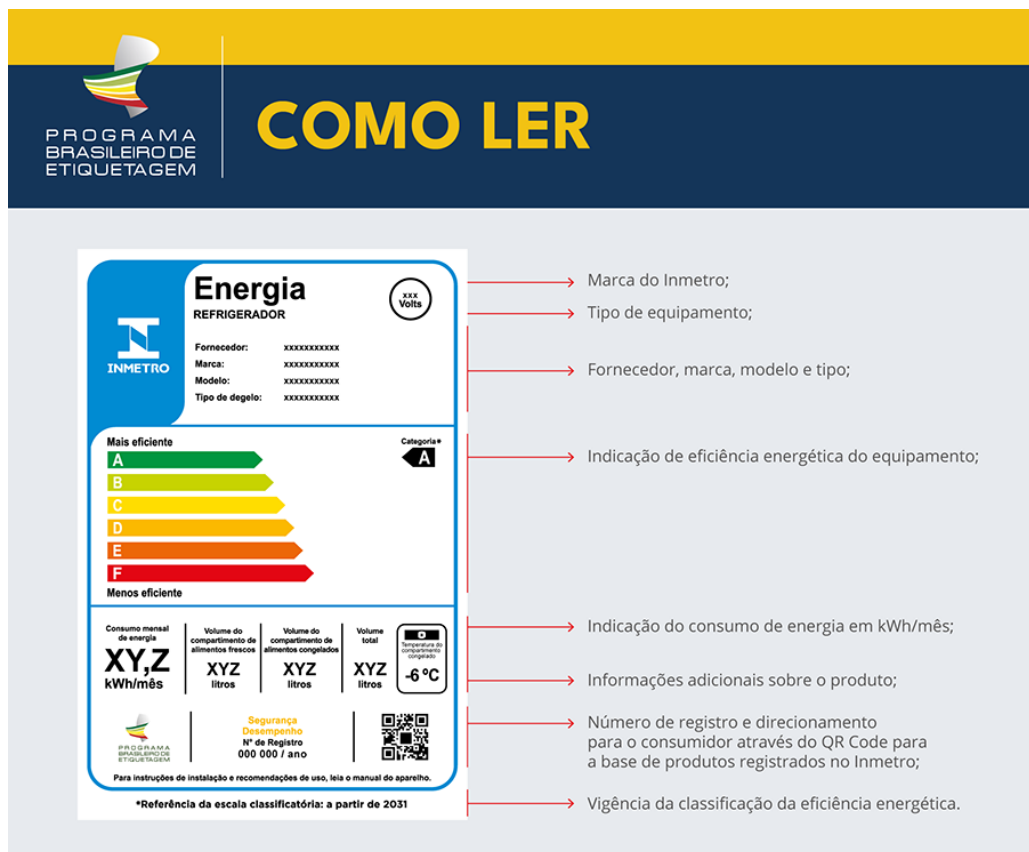


Figura 20 - Selo Procel de eficiência energética. [PBE 25]

As ações de eficiência energética buscam reduzir o consumo de energia elétrica, mas o objetivo final é a redução do gasto financeiro mantendo a qualidade dos serviços prestados pela edificação.

Portanto, outras atuações podem ser feitas ao verificar a fatura de energia elétrica, pois é possível avaliar a modalidade tarifária mais adequada à edificação, comparar gastos excessivos com ultrapassagem de demanda, multas por excesso de energia reativa e até mesmo deslocar o consumo/demanda da edificação para horários fora de ponta.

Ao associar o diagnóstico energético com a implantação de geração local de energia elétrica, é possível reduzir os custos operacionais de uma edificação. Quanto maiores são as ações de eficiência energética para reduzir o consumo, menor será o custo para instalação de um sistema fotovoltaico, reduzindo ainda mais o tempo de retorno do investimento.

Com a ascensão da geração distribuída fotovoltaica, está em discussão o conceito “*Net Zero Energy Buildings*”, em que o balanço energético anual da edificação é zerado com uma combinação de eficiência energética e geração de energia elétrica local. Algumas tipologias de

edificações são mais favoráveis para obter esta certificação, são elas: comércio varejista, galpões, pequenos escritórios e escolas. [MIT 24]

Um fator primordial para uma edificação obter o conceito “*Net Zero Energy Buildings*” é um alto valor de fator de simultaneidade. O fator de simultaneidade é o percentual de consumo energético instantâneo em relação a geração total de energia elétrica produzido pela usina FV ou ao consumo total da curva de carga, além disso esse fator varia entre 0% e 100%. Um método para obter o fator de simultaneidade consiste em confrontar as curvas de geração da usina fotovoltaica com as curvas do consumo de carga, como mostra a Figura 21.

Um alto fator de simultaneidade significa que toda a energia gerada está sendo consumida ao mesmo tempo, sendo necessário pouco ou nenhum consumo de energia elétrica da rede da concessionária.

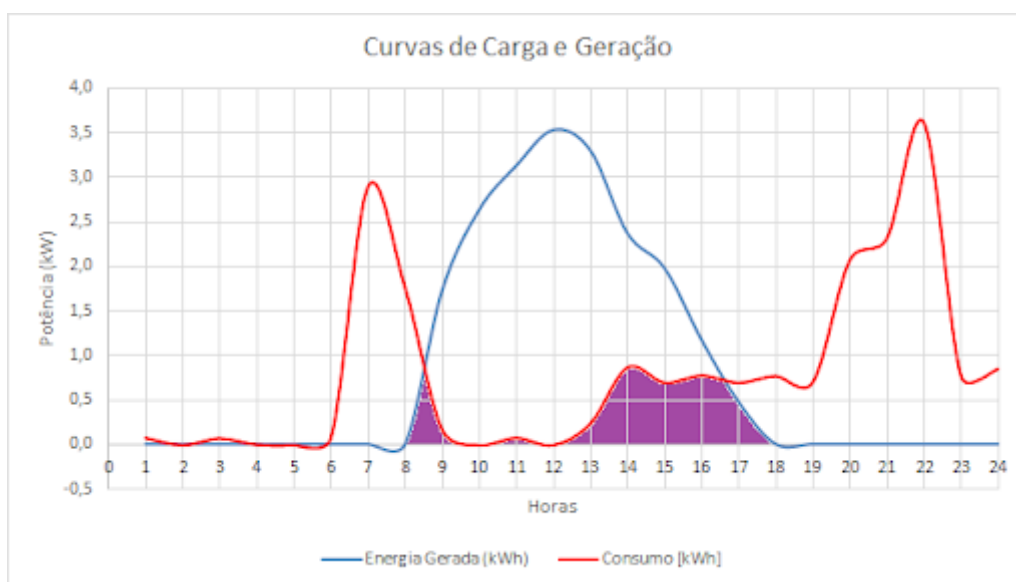


Figura 21 - Exemplificação baixo fator de simultaneidade. Fonte: Canal Solar, 2023

Nenhum sistema é totalmente perfeito e, portanto, não existem processos 100% eficientes, porém é possível melhorar o diagnóstico energético das edificações para valores aceitáveis, do ponto de vista técnico e econômico. [MIT 24]

2.2.1 Sistema de iluminação

O sistema de iluminação é responsável por fornecer a quantidade suficiente de luz para o ambiente, de modo que o usuário consiga executar as suas atividades normalmente. Este sistema pode ser realizado de forma conjunta entre a iluminação natural e um sistema artificial.

Sob a ótica da eficiência energética, é preferível que seja dada prioridade no uso da iluminação natural. No entanto, caso não seja possível, será necessário a instalação de luminárias com lâmpadas adequadas para o ambiente. A quantidade de iluminação artificial deve estar dimensionada de acordo com o preconizado na ABNT NBR 8995-1 Iluminação de ambientes de trabalho.

Ao realizar o diagnóstico energético, é importante verificar quais os tipos de tecnologia de lâmpadas empregadas na edificação. Dentre os tipos de lâmpadas consideradas ineficientes, estão: incandescente comum, halógena compacta, halógena palito e halógena dicrômica.



Figura 22 - Tipos de Lâmpadas

Até alguns atrás, as lâmpadas fluorescentes eram consideradas as lâmpadas mais eficientes para ambientes internos, no entanto com o avanço da tecnologia, o LED (Diodo emissor de luz) passou a apresentar resultados mais vantajosos, tanto em ambientes internos quanto para a iluminação pública. Portanto, deve-se dar preferência na utilização de lâmpadas com tecnologia LED [CEP 24]. Até mesmo na utilização de iluminação decorativa, o LED consegue reproduzir diferentes temperaturas de cores.

A utilização de controles automáticos de iluminação, sensor de presença, relé fotoelétrico e dimerização são importantes ferramentas para reduzir o consumo elétrico, pois acionam o sistema de iluminação somente quando estritamente necessário.

Outro ponto relevante no sistema de iluminação são os tipos de luminárias, o ideal é que todo o fluxo luminoso gerado pela lâmpada seja direcionado a estação de trabalho, para que isto

ocorra, as luminárias possuem um acessório chamado refletor, geralmente é utilizado o alumínio anodizado de alta pureza. Este acessório aumenta a eficiência energética, reduzindo as perdas luminosas do ambiente.

O sistema de iluminação corresponde, em média, a 20% do consumo de energia elétrica da edificação, portanto, a troca de lâmpadas por outras mais eficientes e com uma vida útil maior pode contribuir para a redução dos custos operacionais e, quando possível, também pode ser adotado o controle automático de iluminação, bem como priorizar a entrada de luz natural no ambiente. [MIT 24]

2.2.2 Sistema de aquecimento e refrigeração

Os sistemas de aquecimento e refrigeração são projetados para garantir o conforto térmico dos usuários com o objetivo de controlar a temperatura do ambiente. O conforto térmico é uma característica intrínseca do ser humano e reflete a sua satisfação com o ambiente, o que impacta o seu nível de produtividade. [MIT 24]

Existem dois tipos de sistemas de refrigeração: sistemas individuais e sistemas centralizados. [MIT 24]

Os sistemas individuais são realizados por equipamentos de ar-condicionado tipo janela ou split, em que cada equipamento realiza a troca do ar interno com o ar externo.

Os sistemas centralizados são utilizados em edificações com uma grande carga térmica, em geral, superior a 100 TR (1 TR equivale a 12000 BTU/h). São utilizados equipamentos mais eficientes em comparação com os sistemas individuais, e são utilizados os Chillers. [CEP 24]

Resfriamento	Aquecimento	
Central de água gelada (<i>Chillers</i>)	Caldeiras (<i>boilers</i>) Aquecedores solares Unidades de biomassa	Centralizado
VRF (<i>Variable Refrigerant Flow</i>)	Bombas de calor	Centralizado e/ou individual
Rooftop e self-contained	Aquecedores a gás	
Split dutado (Splitão)	Aquecedores elétricos	
Ar condicionado tipo <i>Split</i>		Individual
Ar condicionado de Janela		

Figura 23 - Tipos de sistemas de refrigeração. [MIT 24]

Os equipamentos de ar-condicionado são classificados em níveis de eficiência conforme o selo PROCEL, por meio do INMETRO. O INMETRO utiliza a métrica IDRS – Índice de Desempenho de Resfriamento Sazonal para avaliar a eficiência elétrica dos aparelhos, que leva em consideração o desempenho do equipamento em diversas condições de operação ao longo do ano. [PBE 25]

“IDRS é a razão entre a quantidade anual total de calor que o equipamento pode remover do ar interno quando operado para resfriamento no modo ativo e a quantidade anual total de energia consumida pelo equipamento durante o mesmo período, conforme definição da norma técnica ISSO 16358-1:2013”

De acordo com a Lei 13.589 de 4 de janeiro de 2018, todos os edifícios de uso público e coletivo são obrigados a possuir um plano de manutenção, operação e controle (PMOC) para os sistemas de ar-condicionado e a ABNT NBR 5674 define os requisitos para a gestão do sistema de manutenção.

CONDICIONADORES DE AR SPLIT (com prazo de adequação para fabricação e importação até 31/12/2022)	
CLASSES	Índice de Desempenho de Resfriamento Sazonal – IDRS (Wh/Wh)
A	≥ 5,50
B	≥ 5,00
C	≥ 4,50
D	≥ 4,00
E	≥ 3,50
F	≥ 3,14

Figura 24 - Classe do Condicionador de ar split importado até 2022. [PBE 25]

CONDICIONADORES DE AR SPLIT (com prazo de adequação para fabricação e importação até 31/12/2025)	
CLASSES	Índice de Desempenho de Resfriamento Sazonal – IDRS (Wh/Wh)
A	≥ 7,00
B	≥ 6,00
C	≥ 5,30
D	≥ 4,60
E	≥ 3,90
F	≥ 3,50

Figura 25 - Classe do Condicionador de ar split importado até 2025. [PBE 25]

O conceito de eficiência energética aplicada aos sistemas de refrigeração começa com o cálculo térmico do ambiente a ser refrigerado, de modo a dimensionar a capacidade de refrigeração adequada.

Caso a edificação já apresente um sistema de refrigeração, é necessário avaliar as unidades individualmente e verificar a sua classe de eficiência conforme o selo PROCEL, realizando a troca dos equipamentos mais antigos por equipamentos mais eficientes.

Os equipamentos com tecnologia INVERTER possuem controle de rotação do motor, sendo mais eficiente com cargas parciais e podendo chegar a uma economia de até 40% em comparação com os modelos splits convencionais. [MIT 24]

Uma alternativa para reduzir o consumo de energia elétrica, é padronizar a temperatura no intervalo entre 22°C e 24°C, que é uma temperatura adequada para o conforto térmico do corpo humano.

2.2.3 Medição e verificação de resultados de eficiência energética

Anualmente, as concessionárias de energia elétrica divulgam uma chamada pública para seleção de projetos de eficiência energética e ANEEL como reguladora orienta os procedimentos e as metodologias a serem aplicadas para apurar os resultados obtidos.

Todos os parâmetros são baseados no Protocolo Internacional de Medição e Verificação de performance (PIMVP), isto permite padronizar a medição em todo o território nacional, criando um banco de dados para avaliar o impacto das ações de eficiência energética.

O relatório do diagnóstico energético deve ser baseado nos seguintes parâmetros: variáveis, independentes, fatores estáticos, fronteira de medição, duração das medições, modelo do consumo da linha de base, amostragem e cálculo das economias. [CHA 24]

As variáveis independentes refletem o uso do consumo de energia elétrica e permitem realizar a comparação antes e depois da implementação das ações de eficiência energética. Alguns exemplos de variáveis independentes são taxa de ocupação, iluminância externa e graus dia de refrigeração.

Os fatores estáticos podem alterar o modo padrão de consumo de energia elétrica, entre estes fatores, pode ser alterações físicas do ambiente medido, alterações na temperatura de referência ou aumento/redução de pessoas do ambiente.

A fronteira de medição determina o limite onde será instalado o medidor, de modo a verificar os efeitos das ações de eficiência energética. Para equipamentos isolados, a fronteira de medição é ponto de conexão com a rede elétrica, para toda a instalação, o ponto de medição é a fronteira com a rede da concessionária.

A duração das medições é variável e depende do tipo de sistema a ser avaliado, de acordo com o regulamento, para iluminação geral, a medição deve ser realizada 1 segundo antes da troca do equipamento e um segundo após a implementação da ação de eficiência energética. Para os casos de condicionamento ambiental, a avaliação é mais detalhada, tendo em vista as variações externas de temperatura, portanto são realizadas as medições diariamente 30 dias antes da troca dos equipamentos e 30 dias após a ação de eficiência energética, as medições devem ser realizadas com as mesmas condições meteorológicas e ser realizadas nos meses de maior consumo energético.

O modelo do consumo da linha de base define a equação que relaciona o consumo de energia em função das variáveis independentes, em geral é uma análise de regressão.

A amostragem das medições possui relação direta com a quantidade de ações de eficiência energética implementadas, portanto, em alguns casos é necessário utilizar técnicas de amostragem, com a devida atenção aos erros que podem ser introduzidos, tendo em vista que não serão medidos todos os equipamentos. Para o caso de uma mesma marca e modelo de equipamento, pode-se criar um subconjunto. O tamanho da amostra pode ser definido conforme equações (3) e (4).

$$n_0 = \frac{z^2 \times cv^2}{e^2} \quad (3)$$

$$n = \frac{n_0 \times N}{n_0 + N} \quad (4)$$

Onde:

n = tamanho reduzido da amostra

n₀ = tamanho inicial da amostra

N = população

z = valor padrão da distribuição normal (confiabilidade de 95%) = 1,96

cv = coeficiente de variação das medidas (mínimo = 0,5)

e = precisão desejada = 0,1

Se $n < n_0$, deve-se adotar n como a quantidade de amostras a serem medidas.

Pode-se ajustar a estimativa inicial do tamanho da amostra

Por fim, é necessário realizar o cálculo das economias. O PIMVP determina duas formas de medição, pela energia evitada ou pela economia normalizada. O método energia evitada considera somente as medições do período de determinação da economia, enquanto a economia normalizada pode considerar outros períodos como base de ajuste.

Consumo de energia evitado (ou Economia) =

Consumo da linha de base ajustado

– Consumo do período de determinação da economia

± Ajustes não-de rotina do consumo da linha de base às condições do período de determinação da economia

Economia Normalizada =

(Consumo da linha de base

± Ajustes de rotina às condições fixas

± Ajustes não de rotina às condições fixas)

– (Consumo do período de determinação da economia

± Ajustes de rotina às condições fixas ± Ajustes não-de rotina às condições fixas)

2.3 Viabilidade Econômica

A inserção de fontes renováveis de energia no sistema elétrica brasileiro aumentou expressivamente com a promessa de redução dos custos de energia elétrica, no entanto vários fatores podem afetar a decisão para a instalação de um sistema de geração distribuída.

1. Custo dos Equipamentos: o valor de aquisição dos componentes de geração fotovoltaica (módulos solares e inversores) tem reduzido ano a ano, o que é um fator positivo para implementação do sistema. Este impacto é ainda mais positivo, quando se possui um ganho de escala, reduzindo o valor do kW de instalação. O custo dos equipamentos pode ser obtido multiplicando a potência de instalação pelo custo médio praticado no mercado (R\$/Wp).
2. Complexidade do sistema: a utilização de armazenamento de energia e o custo elevado para aquisição, operação e manutenção das baterias pode impactar negativamente ao contrário de sistema conectados à rede elétrica sem armazenamento;
3. Tarifa de Energia: O valor da tarifa varia de estado para estado, bem como a implementação das bandeiras tarifárias ao longo do ano, além disso, ocorre aumento gradativo da cobrança da tarifa TUSD Fio B conforme Lei 14.300/2022;
4. Impostos aplicáveis: a incidência de impostos sobre a aquisição dos sistemas fotovoltaicos ou sobre a comercialização do excedente de energia elétrica pode afetar o retorno do investimento aplicado;

5. Opções de financiamento: A possibilidade de financiamento de parte ou a totalidade da instalação, pode tornar o sistema mais acessível, no entanto é necessário avaliar a taxa de juros a ser aplicada anualmente;
6. Custos de operação e manutenção: Apesar do sistema fotovoltaico não necessitar de manutenção frequente, é necessário considerar a limpeza do sistema de tempos em tempos a depender do local de instalação, além disso, eventuais emergências podem acontecer por defeitos de fabricação e/ou instalação, sendo necessário considerar estas despesas ao longo do funcionamento da instalação;
7. Vida útil do sistema: Todo o sistema é projetado para funcionar de forma eficiente e confiável durante um período de, normalmente 25 anos, com a troca regular do inversor por períodos de 10 a 12 anos.

A partir das informações acima, é possível estimar, com base em indicadores financeiros, a viabilidade econômica da instalação de um sistema fotovoltaico. Os principais indicadores são: valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), taxa mínima de atratividade (TMA) e o tempo de retorno sobre o investimento (payback simples e payback descontado).

2.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor líquido presente (VPL) considera o valor do dinheiro no tempo, comumente também é chamado de taxa de desconto, retorno requerido, custo de capital ou custo de oportunidade. O VPL consiste no retorno mínimo que um projeto precisa proporcionar para manter inalterado o valor de mercado da empresa [GIT 10].

O VPL, ver Equação 5, considera o valor presente das entradas de caixa menos o investimento inicial do projeto, portanto todas as entradas e saídas de caixa são medidas em dinheiro na data corrente do investimento.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (5)$$

Onde:

C_t = Valor presente das entradas de caixa

i = Taxa de custo de capital

t = Período

O VPL é utilizado para tomada de decisões, quando o VPL for maior que zero, o investimento é lucrativo e pode ser realizado, no entanto, quando o VPL for menor que zero, o investimento reduz o patrimônio da empresa ao longo do tempo, e, portanto, não deve ser contratado.

2.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno, ver Equação 6, consiste na taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento seja igual a zero, quando a TIR for maior do que a taxa de custo de capital, o investimento é lucrativo, quando a TIR é menor do que a taxa de custo de capital, as perdas são maiores que os ganhos e o investimento deve ser recusado [GIT 10].

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + TIR)^t} \quad (6)$$

Onde:

C_t = Valor presente das entradas de caixa

TIR = taxa interna de retorno

t = Período

2.3.3 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

A taxa mínima de atratividade representa a menor taxa de juros para que o investimento seja positivo. Geralmente, é adotada a taxa Selic como referencial para taxa mínima de atratividade.

A taxa Selic é a taxa de juros média praticada nas operações compromissadas com títulos públicos federais com prazo de um dia útil. [TAX 25]

A TMA é um valor referencial para a TIR, caso a TIR seja superior a TMA, demonstra que o projeto é economicamente viável para o investidor.

2.3.4 Período de *Payback* (*Tempo de Retorno do investimento*)

O período de *payback* é o tempo necessário para que a empresa recupere o investimento inicial em um projeto, calculado a partir das entradas de caixa [GIT 10]. O período de *payback* pode ser calculado de duas formas: simples ou descontado. Se no cálculo não for considerada a variação de capital no tempo, é utilizado o *payback* simples. No caso, do *payback* descontado tem a inclusão do custo de oportunidade da empresa em realizar determinado investimento.

O período de *payback* simples é calculado pela divisão do investimento inicial pela entrada anual de caixa, caso se observe diferentes valores de entrada anual, elas são acumuladas até a recuperação total do investimento realizado.

O período de *payback* descontado considera uma taxa para avaliar o investimento na mesma base temporal, demonstrando uma análise mais realista se comparada com o *payback* simples.

$$I = \sum_{t=0}^n Ft \quad (7)$$

Onde:

I = Investimento realizado

Ft = Fluxo de caixa

t = Período

O *payback* é uma técnica simples e bastante utilizada com outros indicadores de investimento, no entanto é uma métrica para relacionar com o risco do investimento, pois *payback* elevado está relacionado com um risco maior do projeto.

3. METODOLOGIA

O município de Balneário Camboriú (Latitude: -26.9861, Longitude: -48.6416) está localizado no estado de Santa Catarina e, conforme dados do Instituto Brasileiro de Geografia e estatística (IBGE), possui uma área territorial de 45.214 km². A cidade é um dos principais destinos turísticos do sul do Brasil e comentada internacionalmente pela verticalização dos imóveis, concentrando os prédios residenciais mais altos do Brasil.

O presente estudo visa analisar as edificações públicas do município de Balneário Camboriú/SC com viabilidade técnica e econômica para instalação de sistema de geração fotovoltaico. Atualmente, o município não dispõe de nenhuma regulamentação e/ou estudo técnico para a implantação de sistema de geração fotovoltaico, portanto será considerado um projeto piloto para os prédios da secretaria de educação. Um dos principais fatores para selecionar as edificações da secretaria de educação estão o alto impacto que a economia de energia elétrica pode gerar para o município, pois estas edificações possuem um horário de funcionamento similar ao horário da disposição solar, proporcionando um alto fator de simultaneidade entre consumo e geração de energia elétrica.

A secretaria de educação atua nas áreas de educação infantil, ensino fundamental e educação de jovens e adultos, por meio de 17 (dezesete) centros de educação municipal (CEM), 27 (vinte e sete) núcleos de educação infantil (NEI) e 1 centro educacional de atendimentos de contraturno (CEAC), ver Tabela 2 e Tabela 3.

As unidades educacionais possuem padrões de entrada de energia elétrica distintos, algumas unidades são atendidas em baixa tensão, tensão nominal 380/220 V, e outras em alta tensão, tensão nominal 13,8 kV ou 23,1 kV com transformador exclusivo para a edificação.

Tabela 2 - Lista dos NEI's da Prefeitura de Balneário Camboriú

ITEM	TIPO	DESCRIÇÃO	ENDEREÇO
1	NEI	NEI ANJO DA GUARDA	RUA DOM DINIZ, Nº 350 - BAIRRO VILA REAL
2	NEI	NEI ARIRIBA	RUA MARACANÃ, 198 - BAIRRO ARIRIBÁ
3	NEI	NEI BOM SUCESSO	RUA MARIA JOAQUINA CORREA, Nº 307 – BAIRRO DA BARRA
4	NEI	NEI BRILHO DO SOL	AV. RODESINDO PAVAN, Nº 3929 – ESTALEIRO
5	NEI	NEI CARROSSEL	RUA GRÉCIA, Nº 205 – BAIRRO DAS NAÇÕES

ITEM	TIPO	DESCRIÇÃO	ENDEREÇO
6	NEI	NEI CRIANÇA ESPERANÇA	RUA ISAIAS SERRÃO, Nº 76 - BAIRRO NOVA ESPERANÇA
7	NEI	NEI CRISTO LUZ	5ª AVENIDA, Nº 137 - BAIRRO VILA REAL
8	NEI	NEI DONA MARIA FRANCISCO SIQUEIRA	RUA JOSÉ B. SIQUEIRA, 360 - BAIRRO NOVA ESPERANÇA
9	NEI	NEI ESTALEIRINHO	RUA HIGINO JOÃO PIO, Nº 124 - ESTALEIRINHO
10	NEI	NEI IATE CLUBE	RUA DOM RODRIGO, S/N - BAIRRO JARDIM IATE CLUBE
11	NEI	NEI MEU PEQUENO MUNDO	RUA JUVÊNCIO DELFINO DA SILVA, Nº 301 - BAIRRO NOVA ESPERANÇA
12	NEI	NEI MEU PRIMEIRO PASSO	RUA SÍRIA, Nº 756 - BAIRRO DAS NAÇÕES
13	NEI	NEI NOVA GERAÇÃO	RUA ANGELINA, Nº 598 - BAIRRO DOS MUNICÍPIOS
14	NEI	NEI NOVO TEMPO	RUA PERNAMBUCO, Nº 500 - BAIRRO DOS ESTADOS
15	NEI	NEI PÃO E MEL	R. DOM ABELARDO, Nº 598 - BAIRRO VILA REAL
16	NEI	NEI PEQUENO NAVEGADOR	RUA DOM FRADIQUE, Nº 100 - BAIRRO JARDIM IATE CLUBE
17	NEI	NEI PIONEIROS	RUA ALÍPIO EVILÁSIO MEIRINHO - BAIRRO DOS PIONEIROS
18	NEI	NEI PROFESSORA ODÁCIA TEREZA DAMÁZIO	RUA JARDIM DA SAUDADE, S/N - BAIRRO DA BARRA
19	NEI	NEI RECANTO DOS PASSARINHOS	RUA MÉXICO, 1450 - BAIRRO DAS NAÇÕES
20	NEI	NEI RIO DAS OSTRAS	RUA PEDRO PINTO FELIPE, Nº 232 - BAIRRO SÃO JUDAS TADEU
21	NEI	NEI SANTA CLARA	RUA BOM RETIRO, Nº 585 - BAIRRO DOS MUNICÍPIOS
22	NEI	NEI SANTA INÊS	RUA ANGELINA, 598 - BAIRRO DOS MUNICÍPIOS
23	NEI	NEI SÃO JUDAS TADEU	RUA MARIA MANSOTO, Nº 70 - BAIRRO SÃO JUDAS TADEU
24	NEI	NEI SEMENTES DO AMANHÃ	RUA ANGELINA, Nº 595 - BAIRRO DOS MUNICÍPIOS
25	NEI	NEI SONHO DE CRIANÇA	RUA ITÁLIA, Nº 1001 - BAIRRO DAS NAÇÕES
26	NEI	NEI TAQUARAS	AVENIDA RODESINO PAVAN, S/N - TAQUARAS
27	NEI	NEI VOVÔ ALÉCIO	AV. DOS TUCANOS, Nº 290 - BAIRRO ARIRIBÁ

Tabela 3 - Lista dos CEM's da Prefeitura de Balneário Camboriú

ITEM	TIPO	DESCRIÇÃO	ENDEREÇO
1	CEM	CAIC AYRTON SENNA DA SILVA	RUA ANGELINA, S/Nº - BAIRRO DOS MUNICÍPIOS
2	CEM	CEJA DEPUTADO DOUTEL DE ANDRADE	R. 3020, Nº 160 – CENTRO
3	CEM	CEM ALFREDO DOMINGOS DA SILVA	AV. HERMÓGENES ASSIS FEIJÓ, S/N - BAIRRO SÃO JUDAS TADEU
4	CEM	CEM ARIRIBÁ	AV. DOS TUCANOS, Nº 60 - BAIRRO ARIRIBÁ
5	CEM	CEM DONA LILA	R. VER. DOMINGOS FONSECA, S/N - ESTALEIRO
6	CEM	CEM DONA LILI	RUA FERMINO TAVEIRA CRUZ, Nº 219 - BAIRRO DA BARRA
7	CEM	CEM GIOVANIA DE ALMEIDA	RUA HIGINO JOÃO PIO, 324 – ESTALEIRINHO
8	CEM	CEM GOVERNADOR IVO SILVEIRA	AV. SANTA CATARINA, Nº 637 – BAIRRO DOS ESTADOS
9	CEM	CEM JARDIM IATE CLUBE	R. DOM HENRIQUE, Nº 903 - BAIRRO JARDIM IATE CLUBE
10	CEM	CEM PRESIDENTE MÉDICI	R. PARAGUAI, Nº 1005 – BAIRRO DAS NAÇÕES
11	CEM	CEM PROFESSOR ANTÔNIO LÚCIO	RUA ITÁLIA, Nº 977 – BAIRRO DAS NAÇÕES
12	CEM	CEM PROFESSOR ARMANDO CESAR GHISLANDI	RUA DOM DINIZ, Nº 450 – BAIRRO VILA REAL
13	CEM	CEM NOVA ESPERANÇA	RUA JOSÉ HONORATO SILVA S/N (ESQUINA COM RUA JOSÉ CABRAL) – BAIRRO NOVA ESPERANÇA
14	CEM	CEM TAQUARAS	AVENIDA RODESINDO PAVAN, Nº 1048 - TAQUARAS
15	CEM	CEM TOMAZ FRANCISCO GARCIA	RUA BIGUAÇU, Nº 841 - BAIRRO DOS MUNICÍPIOS
16	CEM	CEM VEREADOR SANTA	R. 2328, S/N – CENTRO
17	CEM	POLO DE ATENDIMENTO ESPECIALIZADO EM ALTAS HABILIDADES/SUPERDOTAÇÃO - AHSD	R. 2400, 730 - CENTRO

A Tabela 4 apresenta o histórico de contas de energia elétrica e fornece um panorama global do custo de energia elétrica por segmento de edificação - NEIs e CEMs, no entanto é necessário definir um estudo de caso.

O projeto piloto visa conhecer a tecnologia, a operação, manutenção, os custos da geração solar e a economia obtida com a sua implantação, portanto dentre as edificações será selecionada apenas uma unidade consumidora. A partir do momento que o processo está estruturado e o município tem conhecimento de todos os desafios e dificuldades de sua implantação, o município pode expandir o projeto para as demais unidades consumidoras.

A modelagem está separada em duas partes: a primeira é a modelagem técnica, e a segunda, a econômica. A modelagem técnica visa definir os critérios para seleção da unidade consumidora, as tecnologias empregadas no sistema de geração e o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Enquanto a modelagem econômica visa definir o retorno econômico conforme o marco legal da geração distribuída, os custos de geração, operação e manutenção, reajuste tarifário, impactos da inflação e depreciação do sistema ao longo da vida útil.

Tabela 4 - Histórico de contas de energia elétrica

ITEM	MÊS	ANO	FATURA MENSAL CEM'S		FATURA MENSAL NEI'S	
1	SETEMBRO	2024	R\$	49.442,73	R\$	32.028,07
2	OUTUBRO	2024	R\$	58.761,21	R\$	36.000,94
3	NOVEMBRO	2024	R\$	93.059,07	R\$	46.356,63
4	DEZEMBRO	2024	R\$	84.440,18	R\$	36.595,42
5	JANEIRO	2025	R\$	46.395,13	R\$	20.678,18
6	FEVEREIRO	2025	R\$	45.518,16	R\$	40.807,27
7	MARÇO	2025	R\$	119.808,92	R\$	58.575,98
8	ABRIL	2025	R\$	110.774,32	R\$	50.546,08
9	MAIO	2025	R\$	86.892,16	R\$	41.104,93
10	JUNHO	2025	R\$	66.551,34	R\$	27.901,71
11	JULHO	2025	R\$	51.412,95	R\$	25.068,03
12	AGOSTO	2025	R\$	48.123,68	R\$	19.442,68
			R\$	861.179,85	R\$	435.105,92
TOTAL					R\$	1.296.285,77

3.1 Modelagem técnica

A análise técnica visa identificar quais edificações possuem condições técnicas e adequadas para a implantação de um sistema fotovoltaico, entre os principais critérios a serem atendidos, estão a orientação do telhado para o norte geográfico.

Sabe-se que o município de Balneário Camboriú/SC é conhecido pelos prédios elevados, e como a cidade possui a tendência de verticalização das demais edificações, é necessário

analisar a localização do sistema fotovoltaico para evitar ou minimizar perdas elétricas por sombreamentos. A Tabela 5 apresenta as unidades consumidoras da secretaria de educação, com telhado orientado para o norte geográfico e estimativa de potência instalada fotovoltaica.

Com base nas edificações com telhados orientados para o norte geográfico foi necessário verificar a área útil do telhado disponível para realizar o cálculo da estimativa de potência instalada fotovoltaica.

Considerando o *datasheet* do módulo fotovoltaico disponível na Figura 15, cada módulo fotovoltaico necessita de uma área útil de 3,106 m². Atualmente, é possível encontrar no mercado módulos FVs comerciais com uma potência de pico de 700 Wp, portanto, esta será considerada a potência para estimar a potência total do sistema de geração fotovoltaico para cada edificação.

Tabela 5 - Estimativa de potência instalada fotovoltaica para telhados orientados para norte geográfico.

ITEM	TIPO	NOME DA EDIFICAÇÃO	TIPO DE FORNECIMENTO	ÁREA ÚTIL (M ²)	POTÊNCIA INSTALADA - PREVISÃO (KWp)
1	NEI	NEI BRILHO DO SOL	B3	57,74	12,60
2	NEI	NEI CRIANÇA ESPERANÇA	B3	135,73	30,10
3	NEI	NEI ESTALEIRINHO	B3	177,73	39,90
4	NEI	NEI DONA MARIA FRANCISCO SIQUEIRA	B3	277,63	62,30
5	NEI	NEI PROFESSORA ODÁCIA TEREZA DAMÁZIO	B3	391,56	88,20
6	NEI	NEI RIO DAS OSTRAS	B3	391,56	88,20
7	NEI	NEI VOVÔ ALÉCIO	B3	354,87	79,80
8	CEM	GIOVANIA DE ALMEIDA	B3	357,83	80,50
9	CEM	CEM JARDIM IATE CLUBE	B3	202,47	45,50
10	CEM	CEM PRESIDENTE MEDICI	A4	587,47	132,30
11	CEM	CEM PROFESSOR ARMANDO CESAR GHISLANDI	B3	765,33	172,20
TOTAL				3.699,92	831,60

Com relação aos núcleos de identificação infantil, os que apresentam a maior área útil são o NEI Professora Odácia Tereza Damácio – 391,56 m², NEI Rio das Ostras – 391,56 m² e NEI Vovô Alécio – 354,87 m², no entanto, o sistema fotovoltaico necessita ser repartido para ser

construído em várias frações de telhado disponível além de ser necessário suportes metálicos para ajustar a sua inclinação.

Dentre os centros de educação municipal, todos eles necessitam de uma atualização do padrão de entrada em média tensão, pois atualmente não suportam a demanda de energia elétrica, portanto a atualização da subestação poderia ser projetada considerando o acréscimo de uma minigeração distribuída. O CEM Professor Armando Cesar Ghislandi possui uma área de telhado para o norte geográfico de 765,33 m² sendo possível instalar o maior sistema de geração fotovoltaico entre os centros educacionais com potência de tipo estimada em 172,20 KWp. Esta edificação, inclusive, também possui característica que permite zerar o consumo de energia elétrica, podendo classificar a instalação no conceito “*Net Zero Energy Buildings*”, e, portanto, uma ótima opção para investimento.

Portanto, para a realização do estudo de caso para este trabalho, foi selecionado o CEM Professor Armando Cesar Ghislandi. Nas Figura 26 e Figura 27 é possível observar as fotos aéreas do telhado da edificação principal da escola, bem como o telhado curvo, que é referente a quadra poliesportiva, este não será objeto de aproveitamento fotovoltaico.



Figura 26 - Foto aérea do CEM Ghislandi



Figura 27 - Foto aérea do CEM Ghislandi

Em complemento, e para otimizar o uso da energia elétrica bem como permitir a máxima injeção de energia elétrica na rede elétrica da concessionária local, foram analisados os equipamentos de ar-condicionado existentes na edificação. A portaria do INMETRO N° 234 de 29 de junho de 2020 aperfeiçoou os critérios para avaliação da conformidade para condicionadores de ar.

A portaria alterou o selo de classificação como também definiu novas classes dos equipamentos, conforme destacado nas Figura 24 e Figura 25.

Com base nesta metodologia e nos respectivos consumos de energia elétrica, serão comparados o consumo dos equipamentos existentes na unidade educacional com os consumos definidos na nova classificação, de modo a estimar a possível redução de consumo de energia elétrica.

3.2 Modelagem econômica

A modelagem econômica visa avaliar a viabilidade econômica para instalação do sistema de geração fotovoltaico.

Para definição dos custos dos sistema de geração fotovoltaico foi utilizado o “Caderno Técnico de Composições Energia Solar para Edificações” disponibilizado pela Caixa Econômica Federal (CEF). [CAD 25]

A composição dos custos é o detalhamento do custo unitário do serviço que expressa a descrição, quantidades, produtividades e os custos unitários dos materiais, mão de obra e equipamentos necessários à execução de uma unidade de medida. [CAI 25].

Para o sistema FV projetado, foram consideradas como base três modelos de composição disponibilizadas pela CEF:

1. 103494 - Módulo solar fotovoltaico, 2 x 1 m, com suporte para telha metálica - FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO. AF_12/2021;
2. 103503 - Cabo fotovoltaico 6 mm² instalado solto no telhado - FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO. AF_12/2021;
3. 103506 - Inversor solar fotovoltaico - FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO. Af_12/2021;
4. 103525 - Suporte de 1 coletor solar para telha metálica - FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO. AF_12/2021.

As composições dos custos foram adaptadas para os insumos a serem utilizados no sistema fotovoltaico a ser instalado, no entanto, foram mantidos os coeficientes de consumo e produtividade das respectivas composições.

A partir do Decreto Nº 7983/2013, o Sistema Nacional de Pesquisa de Custos e Índices da Construção Civil (SINAPI) é a referência para elaboração de orçamento pelos órgãos e empresas públicas, de maneira a estimar os custos de uma obra. No entanto, o SINAPI não possui todas as referências para todos os serviços necessários para elaboração do orçamento, portanto, foram adotadas outras bases de preços. [CAI 25]

Para a viabilidade econômica do projeto, foi considerado um período de vida útil de 20 anos e uma substituição do inversor fotovoltaico durante este período. A análise levou em consideração métricas e indicadores econômicos, como valor presente líquido, taxa interna de retorno, taxa mínima de atratividade e período de *payback*. Sendo que a taxa SELIC foi usada como a taxa mínima de atratividade.

4. ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será apresentado o estudo de caso de uma unidade consumidora selecionada. Serão apresentadas a unidade consumidora, o dimensionamento do sistema de geração fotovoltaico conectado à rede elétrica e análise da viabilidade técnica e econômica.

4.1 CEM Professor Armando Cesar Ghislandi

A unidade consumidora selecionada para o estudo é o CEM Professor Armando Cesar Ghislandi (CEM Ghislandi) com projeção do maior sistema de geração fotovoltaica (172 kWp) entre as unidades consumidoras estudadas.

O CEM Ghislandi está localizado na Rua Dom Diniz, Nº 450 – Bairro Vila Real - Coordenadas Geográficas: Latitude -27.009, Longitude: -48.626. A localização do CEM e a área útil destacada em amarelo para instalação do sistema de geração fotovoltaico estão demonstradas na Figura 28.

A Figura 28 ilustra o telhado existente da edificação, como duas abas principais, uma para o norte geográfico e outra para o sul geográfico. O telhado da edificação voltado para o norte geográfico possui uma área aproximada de 765,33 m², no entanto, parte do telhado possui telha translúcida para iluminação do pátio interno da escola e foi descontada da área total para fins de instalação dos módulos fotovoltaicos. Sabendo que o módulo de 700 W possui uma área de 3m² estima-se uma projeção para instalação de 151 kWp de geração fotovoltaica. O projeto arquitetônico não define a inclinação do telhado da edificação [PRO 25]. Os projetos disponíveis apenas indicam o sentido da queda d'água do telhado após a reforma ocorrida em 2020. Portanto, a inclinação do telhado foi estimada com uma inclinação de 2° com base em registros fotográficos. Todavia, foram realizadas simulações computacionais para a inclinação estimada, como também para a inclinação otimizada de forma a otimizar a energia elétrica produzida.

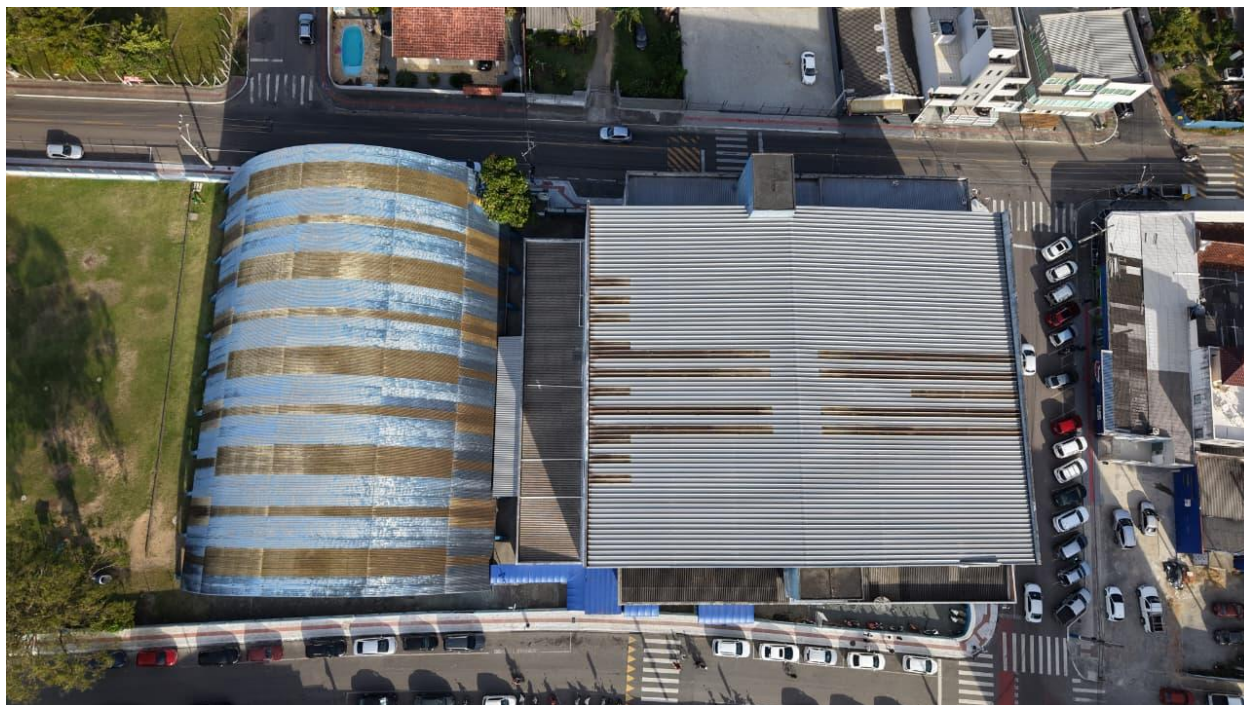


Figura 28 - Vista superior dos telhados do CEM Ghislandi

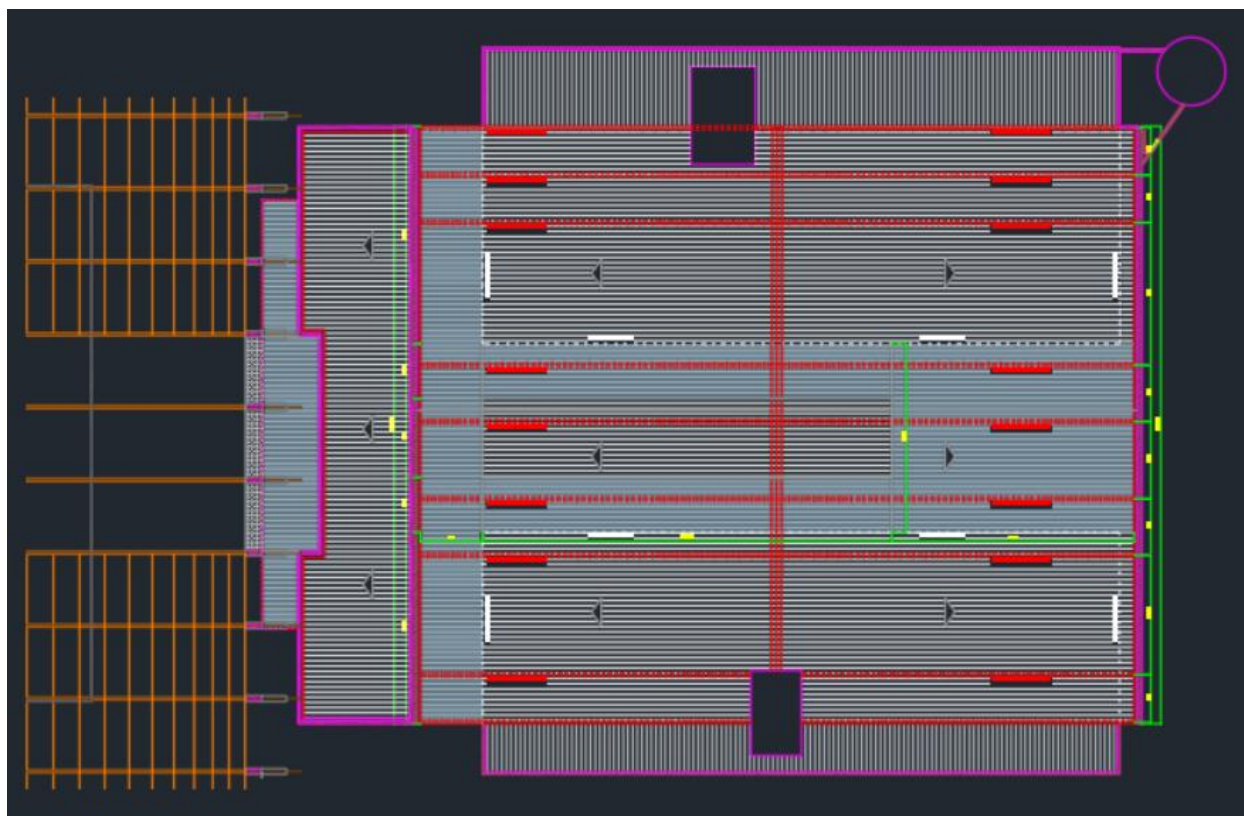


Figura 29 - Projeto arquitetônico do CEM Ghislandi

A Figura 30 apresenta a estrutura metálica do telhado do CEM Ghislandi e é importante ressaltar que a avaliação estrutural do telhado da edificação não é objeto de estudo desta monografia. É recomendável a contratação de uma consultoria para elaboração de laudo técnico atestando a capacidade da estrutura em suportar os novos esforços mecânicos advindos do sistema fotovoltaico a ser instalado.

Conforme apresentado no datasheet do módulo na Figura 15, a massa do módulo fotovoltaico é definida em 34 kg, no entanto para fins de estudo mecânico recomenda-se considerar a massa do suporte metálico para fixação dos módulos, bem como um fator de sobrecarga a ser definido pela consultoria.

A viabilidade econômica do projeto pode ser afetada caso a estrutura metálica necessite de reforços estruturais, e, portanto, o *payback* do investimento deve ser avaliado novamente.

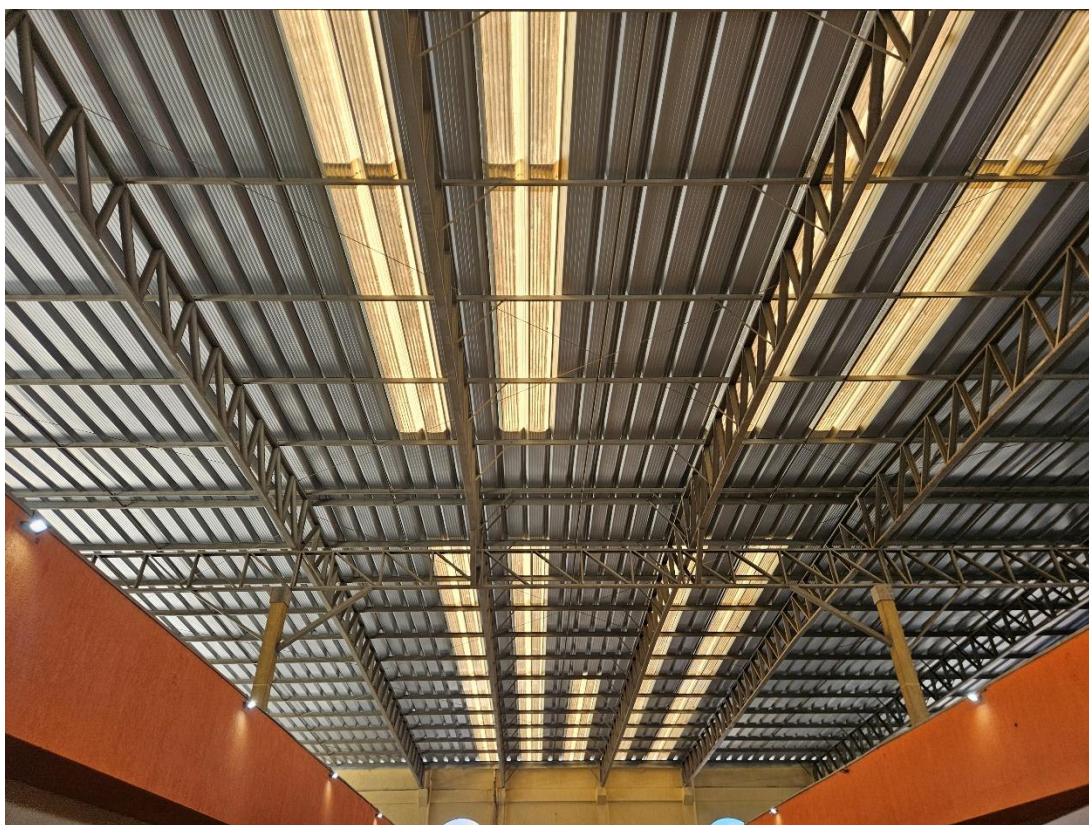


Figura 30 - Estrutura Metálica do Telhado do CEM Ghislandi

4.1.1 Consumo energético do CEM Ghislandi

Apesar do CEM Ghislandi ser atendido por um transformador exclusivo, a sua fatura de energia elétrica está enquadrada na modalidade tarifária convencional com padrão de fornecimento trifásico - Grupo B3.

Com base nos dados obtidos da fatura de energia elétrica da CELESC D e disponibilizados na Tabela 6, foram obtidos o consumo de energia elétrica mensal, tarifa de energia (TE), tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e o valor da conta de energia elétrica do centro educacional.

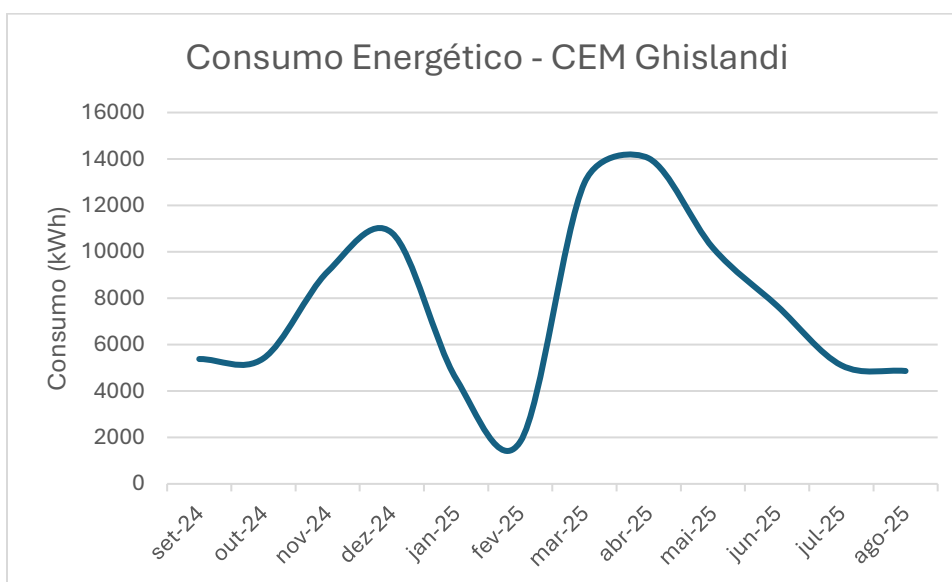


Figura 31 - Consumo de energia elétrica CEM Ghislandi (CELESC, 2025).

Tabela 6 - Dados da fatura de energia elétrica do CEM Ghislandi (CELESC, 2025).

ID	REFERÊNCIA	CONSUMO (kWh)	TARIFA TE C/ TRIBUTOS (R\$/kWh)	TARIFA TUSD C/ TRIBUTOS (R\$/kWh)	VALOR (R\$)
1	Set-24	5.379,129	0,38041	0,3928	R\$ 4.115,63
2	Out-24	5.408,648	0,38677	0,40396	R\$ 4.530,65
3	Nov-24	9.145,235	0,38222	0,39921	R\$ 7.960,69
4	Dez-24	10.815,175	0,37295	0,38952	R\$ 8.395,79
5	Jan-25	4.527,815	0,36502	0,38124	R\$ 3.341,24
6	Fev-25	1.820,062	0,36569	0,38193	R\$ 1.346,65
7	Mar-25	12.976	0,37556	0,39225	R\$ 9.843,65
8	Abr-25	14.027,843	0,3819	0,39887	R\$ 10.821,20
9	Mai-25	10.167,457	0,39004	0,40738	R\$ 8.010,43
10	Jun-25	7.668,589	0,3844	0,40148	R\$ 6.135,94
11	Jul-25	5.109,974	0,38142	0,39837	R\$ 4.221,27
12	Ago-25	4.863,389	0,37352	0,39012	R\$ 3.934,38
TOTAL		91.909,316			R\$ 72.657,52

4.1.2 Dimensionamento fotovoltaico

Para realização do dimensionamento do sistema fotovoltaico foi utilizada a versão de teste do software PVsyst 8.0.18. O PVsyst é um software amplamente utilizado no setor de energia solar fotovoltaica para realização de projetos para diferentes sistemas de geração fotovoltaica, além de realizar simulações e análises de *performances* de sistemas fotovoltaicos.

Para o estudo foram considerados diversos cenários, entre eles o cenário conservador, projeto fotovoltaico com os módulos FVs inclinados a 27°(otimizado) e a 2° (estimado); e o cenário risco, projeto fotovoltaico considerando a implantação de módulos fotovoltaicos na aba do telhado com orientação para o sul geográfico, conforme indicado na Figura 32.

A Tabela 7 resume os ângulos de instalação para os 3 cenários considerados.

Tabela 7 - Cenários considerados para o estudo de caso

Cenário	Inclinação	Azimute (Orientação)
Conservador I	27°	0° (Norte)
Conservador II	2°	0° (Norte)
Risco I	2°	180° (Sul)

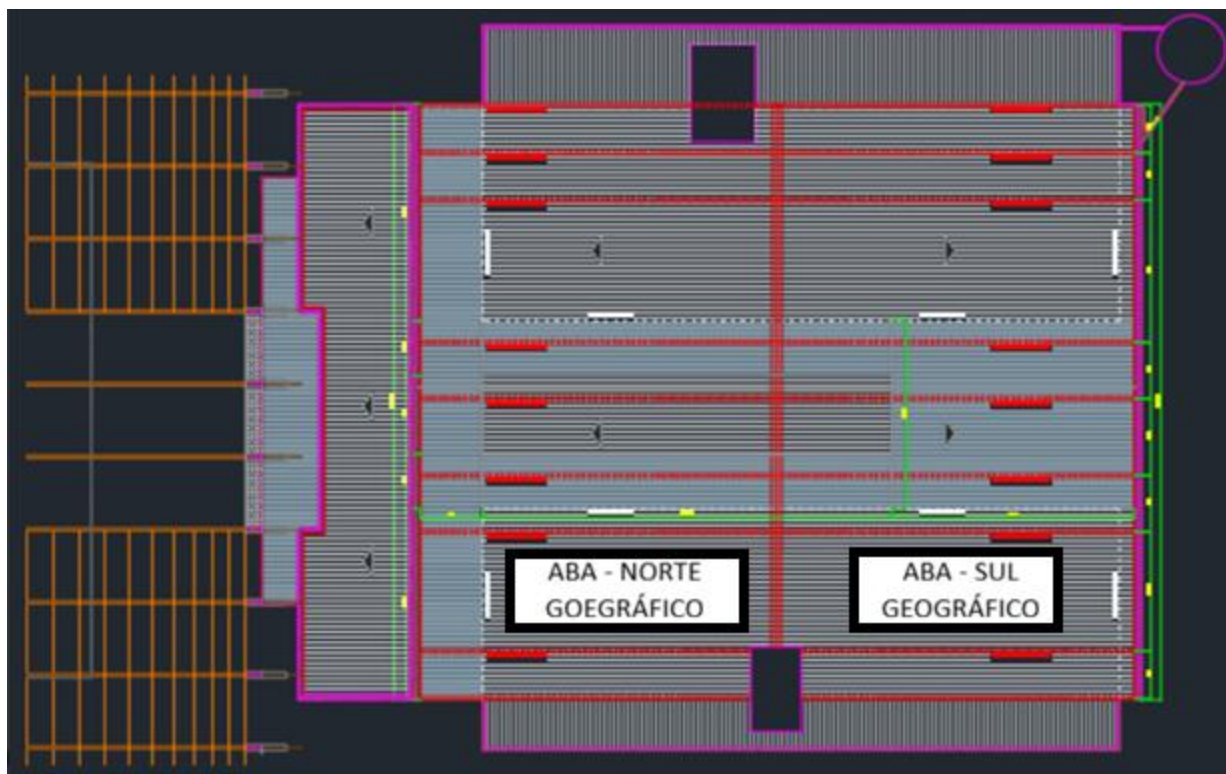


Figura 32 - Indicação das abas do telhado

Para o dimensionamento do sistema FV, foram indicadas as coordenadas geográficas do ponto de instalação no PVSyst, de modo a obter os dados solarimétricos, sendo que a fonte dos dados solarimétricos fornecidos pelo software são da base Meteonorm 8.2 (2006-2019).

Para cada simulação, foram informados os dados de inclinação, azimute do sistema fotovoltaico, além da potência estimada para o sistema fotovoltaico.

Posteriormente, são inseridas as informações do modelo e fabricante dos módulos fotovoltaicos e do inversor. O software PVSyst apresenta uma lista com os principais equipamentos. Como critério de escolha para os inversores, foi priorizado um equipamento com ano de fabricação mais recente e para os módulos FVS foi considerado módulos FVs comerciais típicos com tecnologia monocristalina e potência nominal de 700Wp . Exemplo: ZNShine 700W ZX18 GPLDD132-700.

Conforme os dados simulados disponível nas Figura 33 e Figura 34, o sistema fotovoltaico possui 240 (duzentos e quarenta) módulos FVs com um potência nominal de 168 kWp e 2

(dois) inversores fotovoltaicos de 75 kW. A configuração do sistema está disponível na Figura 35.

Global system summary

Nb. of modules	240
Module area	746 m ²
Nb. of inverters	2
Nominal PV Power	168 kWp
Nominal AC Power	150 kWAC
Pnom ratio	1.120

Figura 33 - Resumo do sistema no PVsyst

Select the orientation

Orientation **Fixed, Tilt 2.0°, Azim. 0.0°**

Pre-sizing Help

No sizing Planned power kWp m²

or available area m²

Resize

Select the PV module

Available Now Filter **Bifacial module** Bifacial system

Use optimizer

Sizing voltages : Vmpp (60°C) **37.1 V**
Voc (-10°C) **55.4 V**

Select the inverter

Available Now Output voltage 220 V Tri 50Hz 50 Hz 60 Hz

Nb of MPPT inputs Operating voltage: **180-800 V** Inverter power used **75.0 kWac** Power sharing

Input maximum voltage: **1100 V** **inverter with 10 MPPT**

PNom sharing within the inverter Independent MPPT inputs **No power sharing between MPPTs**

Design the array

Number of modules and strings

Mod. in series between 5 and 18

Nb. strings between 10 and 13

Overload loss **0.0 %**

Pnom ratio **1.12**

Nb. modules 120 Area 373 m²

Operating conditions

Vmpp (60°C) 445 V
Vmpp (20°C) 517 V
Voc (-10°C) 664 V

Plane irradiance **1000 W/m²**

Imp (STC) 164 A
Isc (STC) 173 A

Isc (at STC) 173 A

Max. in data STC

Max. operating power (at 1000 W/m² and 50°C) **77.0 kW**

Array nom. Power (STC) 84.0 kWp

Figura 34 - Dimensionamento fotovoltaico no PVsyst

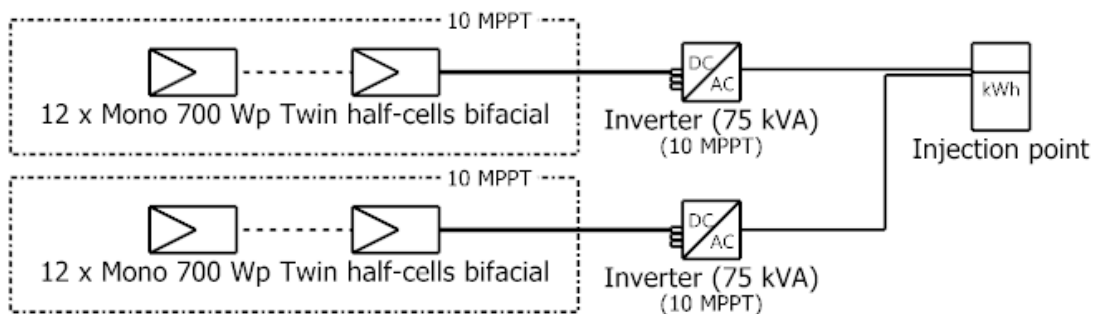


Figura 35 - Diagrama simplificado do sistema fotovoltaico

O FDI escolhido para o sistema é de aproximadamente 1,12, pois valores superiores não apresentam ganho de potência, pois as perdas elétricas aumentam com o aumento de temperatura, e valores inferiores também não permitem otimizar a geração em momentos com menor irradiação solar. [FIL 22][ZIL12]

A característica bifacial não foi considerada na simulação do PVsyst, sendo apenas demonstrada a potência nominal do módulo FV a ser adotado no sistema fotovoltaico.

4.1.3 Resultados da simulação no PVsyst

Após definidas todas as configurações, é possível realizar a simulação dos cenários no PVsyst. O PVsyst disponibiliza um relatório completo contendo localização da instalação, equipamentos selecionados, características e perdas elétricas dos arranjos fotovoltaicos, além dos balanços de irradiação incidente e energia produzida pelo sistema FV incluindo as perdas envolvidas no processo.

Para o cenário conservador I, os resultados obtidos são informados na Tabela 8 - UFV CEM Ghislandi - Inclinação 27°/Azimute 0° / Inversor = 2x75 kW.

Para o cenário conservador II, os resultados obtidos estão informados na Tabela 9 - UFV CEM Ghislandi - Inclinação 2°/Azimute 0° / Inversor = 2x75 kW.

Para o cenário risco I, os resultados obtidos estão informados na Tabela 10 - UFV CEM Ghislandi - Inclinação 2°/Azimute 180° / Inversor = 2x75 kW.

Para todos os cenários, a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico (EArray) é superior a 229 MWh anualmente. Ao verificar a energia líquida injetada na rede elétrica (E_Grid), que consideram as perdas elétricas ao longo do processo de conversão de energia elétrica, o valor de geração se mantém superior a 225 MWh, correspondendo a mais que o dobro do consumo de energia elétrica do CEM Ghislandi, que é de aproximadamente 91 MWh/ano conforme indicado na Tabela 6.

As definições das colunas são:

- GlobHor = irradiação global horizontal
- DiffHor = irradiação difusa horizontal
- T_Amb = temperatura ambiente
- GlobInc = irradiação global incidente no plano do coletor
- GlobEff = irradiação global no plano do coletor após todas as perdas (sujidade, sombreamento e modificador de ângulo de incidência (Incidence Angle Modifier - IAM))
- EArray = Energia efetiva na saída do arranjo fotovoltaico
- E_Grid = Energia injetada na rede
- PR = Performace Ratio

Tabela 8 - UFV CEM Ghislandi - Inclinação 27° / Azimute 0° / Inversor = 2x75 kW

Mês	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	Earray (kWh)	E_Grid (kWh)	PR ratio
Janeiro	188,9	92,64	25,74	171,4	161,7	23.522	23.169	0,805
Fevereiro	157,1	79,93	25,43	154,8	146,9	21.332	21.005	0,808
Março	148,8	69,76	24,03	159,6	151,6	22.107	21.770	0,812
Abril	128,7	54,84	21,53	154,9	147,6	21.772	21.456	0,824
Maio	109,3	43,78	18,71	146,9	140,2	21.018	20.723	0,839
Junho	86,3	37,93	16,37	119,3	113,9	17.312	17.055	0,851
Julho	97,4	39,15	15,37	132,6	126,7	19.250	18.963	0,851
Agosto	111,3	57,81	16,74	135,7	129,3	19.600	19.309	0,847
Setembro	116,6	67,56	18,43	126,8	120,2	18.124	17.842	0,837
Outubro	142,8	77,67	21,22	143,7	135,9	20.188	19.877	0,824
Novembro	173,5	89,2	22,5	162	152,9	22.586	22.243	0,817
Dezembro	194,7	95,76	24,72	175,4	165,5	24.165	23.795	0,807
Anual	1.655,6	806,04	20,87	1.783,1	1.692,5	250.976	247.204	0,825

Tabela 9 - UFV CEM Ghislandi - Inclinação 2°/ Azimute 0° / Inversor = 2x75 kW

Mês	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	Earray (kWh)	E_Grid (kWh)	PR ratio
Janeiro	188,9	92,64	25,74	188,6	178	25.806	25.429	0,803
Fevereiro	157,1	79,93	25,43	157,8	149,6	21.763	21.434	0,808
Março	148,8	69,76	24,03	150,4	142	20.881	20.564	0,814
Abril	128,7	54,84	21,53	131,4	123,6	18.469	18.197	0,824
Mai	109,3	43,78	18,71	112,8	105,2	16.008	15.773	0,832
Junho	86,3	37,93	16,37	89,3	83,1	12.810	12.607	0,84
Julho	97,4	39,15	15,37	100,6	93,9	14.501	14.276	0,845
Agosto	111,3	57,81	16,74	113,7	106,7	16.351	16.101	0,843
Setembro	116,6	67,56	18,43	118	110,8	16.842	16.578	0,836
Outubro	142,8	77,67	21,22	143,6	135,5	20.194	19.887	0,824
Novembro	173,5	89,2	22,5	173,5	164,2	24.191	23.833	0,818
Dezembro	194,7	95,76	24,72	194,3	184,1	26.764	26.364	0,808
Anual	1.655,6	806,04	20,87	1.674,1	1.576,7	234.580	231.043	0,821

Tabela 10 - UFV CEM Ghislandi - Inclinação 2°/ Azimute 180° / Inversor = 2x75 kW

Mês	GlobHor (kWh/m ²)	DiffHor (kWh/m ²)	T_Amb (°C)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	Earray (kWh)	E_Grid (kWh)	PR ratio
Janeiro	188,9	92,64	25,74	189,2	178,7	25.919	25.542	0,804
Fevereiro	157,1	79,93	25,43	156,5	148,2	21.598	21.273	0,809
Março	148,8	69,76	24,03	147	138,7	20.432	20.122	0,815
Abril	128,7	54,84	21,53	126	118	17.687	17.425	0,823
Mai	109,3	43,78	18,71	105,9	98	14.958	14.733	0,828
Junho	86,3	37,93	16,37	83,3	76,8	11.873	11.678	0,834
Julho	97,4	39,15	15,37	94,1	87,2	13.496	13.281	0,84
Agosto	111,3	57,81	16,74	108,8	101,7	15.612	15.371	0,841
Setembro	116,6	67,56	18,43	115,2	108	16.432	16.173	0,836
Outubro	142,8	77,67	21,22	141,9	133,8	19.970	19.668	0,825
Novembro	173,5	89,2	22,5	173,3	164,1	24.192	23.834	0,819
Dezembro	194,7	95,76	24,72	195,2	185	26.908	26.507	0,808
Anual	1.655,6	806,04	20,87	1.636,5	1.538,2	229.078	225.605	0,821

O cenário conservador I está configurado para uma inclinação dos módulos de 27° e azimute 0°. Esta configuração maximiza a geração de energia elétrica ao longo do ano, mesmo com a variação da declinação solar entre as estações. Ou seja, o desvio de geração de energia elétrica em relação à média é o menor entre todos os demais ângulos de inclinação para

instalação do sistema, mantendo uma distribuição uniforme e constante de geração de energia ao longo do tempo, este tipo de curva de geração é denominado flat.

O cenário conservador II possui uma inclinação dos módulos de 2°, esta inclinação é em função da estrutura do telhado existente. Apesar de não otimizar o sistema fotovoltaico, observa-se uma intensificação da geração de energia elétrica no verão, ultrapassando a produção mensal de energia do cenário conservador I nos meses de novembro a fevereiro. Importante ressaltar, que mesmo com esta inclinação, o cenário II possui uma geração injetada na rede de 231.043 kWh e consegue suprir a demanda anual de energia elétrica do centro educacional de 91.909 kWh.

Os cenários conservadores I e II estão projetados no telhado com orientação para o norte geográfico. Todavia, como a inclinação do telhado está estimada em apenas 2° e considerando a otimização da geração de energia elétrica no verão, convém realizar a análise para instalação de sistema fotovoltaico no telhado com orientação para o norte geográfico e, também, para o telhado com orientação para o sul geográfico, portanto o SFCR estimado irá ocupar toda a área útil do telhado do centro educacional.

O cenário risco I apresenta a geração de energia elétrica para o sistema instalado na área do telhado com orientação para o sul geográfico. Como era esperado, a produção de energia elétrica anual ficou inferior em comparação com os resultados dos cenários conservadores, enquanto o cenário risco I possui uma geração estimada de 225.605 kWh, cenário conservador I pode gerar até 247.202 kWh e cenário conservador II, 231.043 kWh. No entanto, esta diferença ficou inferior em 9% quando comparado com o cenário conservador I e inferior 3% em relação ao cenário conservador II. Apesar disto, observa-se que na estação de verão, a produção mensal de energia elétrica do cenário risco I é superior ao cenário conservador I como é observado na Figura 36.

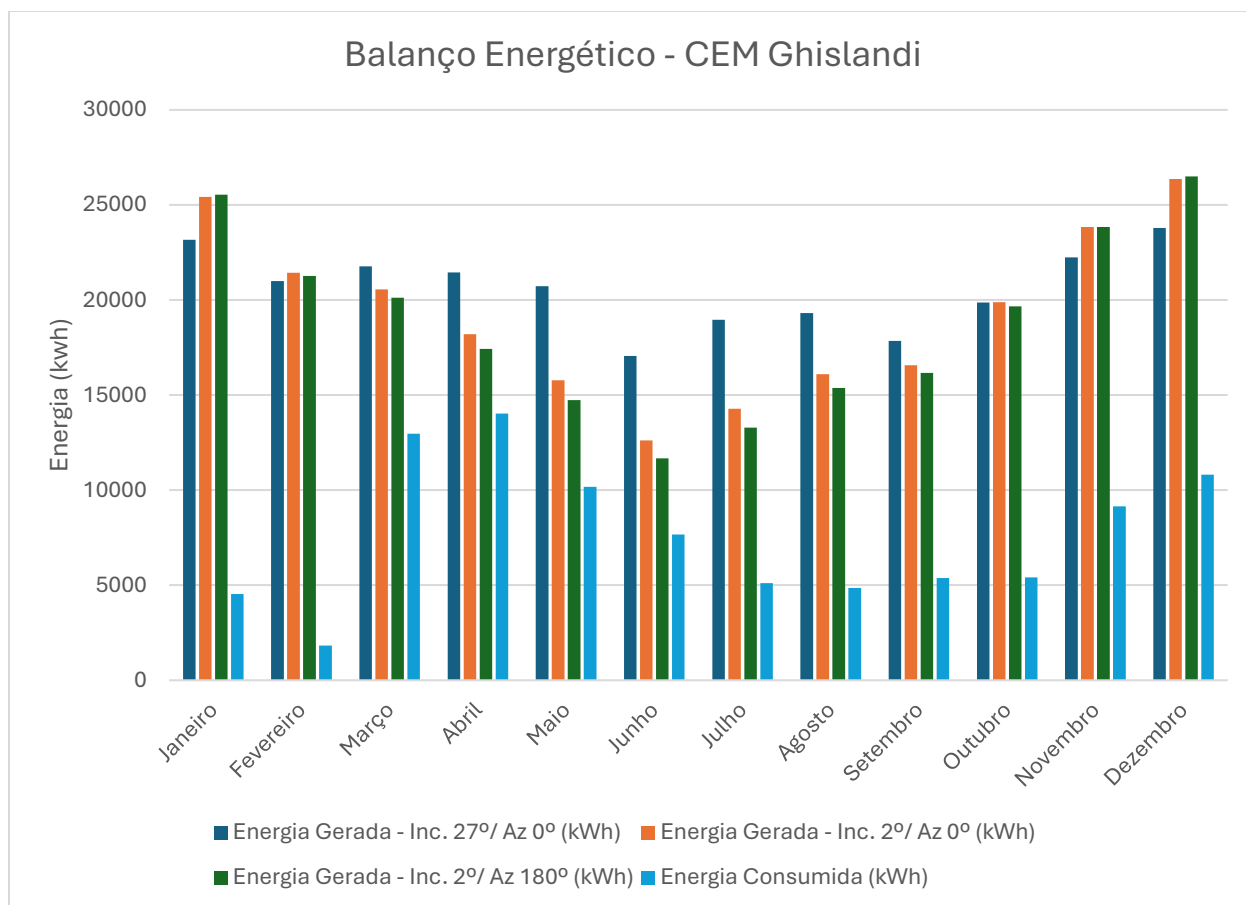


Figura 36 - Balanço energético geração FV /consumo do CEM Ghislandi

A Tabela 11 fornece informações compiladas na produção de energia elétrica em ambas as faces do telhado do CEM Ghislandi. Além disso, a demonstra a estimativa da energia líquida a ser injetada na rede elétrica da CELESC D. O consumo de energia elétrica da edificação corresponde a apenas 25% da produção, o restante poderá ser compensado através do SCEE em outras unidades da secretaria de educação do município.

A implantação do sistema fotovoltaico em ambas as faces do telhado do CEM Ghislandi proporciona uma potencialização da geração de energia elétrica, além de compartilhar os custos de implantação dos módulos FVs, inversores e da nova subestação. A Figura 37 apresenta representação de sistema FV instalado no CEM Ghislandi.

Tabela 11 - Balanço líquido de energia injetada na rede elétrica da concessionária

Mês	Energia Gerada - Inc. 2º/ Az 0º (kWh)	Energia Gerada - Inc. 2º/ Az 180º (kWh)	Energia Consumida (kWh)	Energia Líquida Injetada na Rede (kWh)
Janeiro	25.429	25.542	4.528	46.443
Fevereiro	21.434	21.273	1.820	40.887
Março	20.564	20.122	12.976	27.710
Abril	18.197	17.425	14.028	21.594
Maio	15.773	14.733	10.167	20.339
Junho	12.607	11.678	7.669	16.616
Julho	14.276	13.281	5.110	22.447
Agosto	16.101	15.371	4.863	26.609
Setembro	16.578	16.173	5.379	27.372
Outubro	19.887	19.668	5.409	34.146
Novembro	23.833	23.834	9.145	38.522
Dezembro	26.364	26.507	10.815	42.056
Anual	231.043	225.605	91.909	364.739



Figura 37 - Ilustração da instalação do sistema fotovoltaico

4.1.4 Viabilidade econômica

A viabilidade econômica visa o custo financeiro para realizar a implantação do sistema de geração fotovoltaico e o seu retorno financeiro. A análise levará em consideração o *capital expenditure* (CAPEX), que refere-se aos investimentos nos ativos de longo prazo, e o *operational expenditure* (OPEX), que são as despesas operacionais para manutenção do ativo.

Para composição do orçamento foram obtidas cotações, em novembro/2025, dos principais componentes do sistema de geração fotovoltaico, entre eles: inversores, módulos FVs, cabos elétricos, conectores e suportes metálicos, bem como a nova subestação para proteção e conexão da minigeração no sistema elétrico da concessionária.

Com base, nos valores dos componentes, foram montadas as composições para elaboração do orçamento. A composição compreende o valor do insumo e da mão de obra para instalação do componente, conforme preconiza a SINAPI (CAIXA, 2025) na elaboração de orçamento para obras públicas. [CAI 25]

Com base na composição dos serviços técnicos, é elaborado o orçamento para implantação do sistema fotovoltaico. Como se trata de uma obra pública a ser realizada, é necessário seguir o acordo N° 2622/2013 do TCU que define as faixas aceitáveis para valores de taxas de Benefícios e Despesas Indiretas (BDI) específicas para cada tipo de obra pública.

O custo estimado para implantação considerou a implantação dos arranjos fotovoltaicos, os equipamentos para conversão da energia, sistema de proteção, bem como a construção de uma nova subestação para realizar a conexão com a rede elétrica conforme normativas da CELESC D. O custo estimado para instalação do sistema fotovoltaico em ambas as faces do telhado da edificação é estimado em R\$ 705,391.05 para 336 kWp, incluso o BDI. No entanto, ao considerar a subestação para conexão do SFCR à rede elétrica, é acrescido R\$ 282.154,02, totalizando um investimento de R\$ 987.545,07.

Conforme estudos publicados pela GREENER, o custo para instalação do sistema fotovoltaico é em média R\$ 2,23 para cada kWp. De acordo com a instalação projetada, o custo do kWp é em torno de R\$ 3,40. Como se trata de uma obra pública, é necessário aplicar uma BDI de 23,45%, o que pode comprometer a comparação.

O OPEX na geração distribuída fotovoltaica é baixo, geralmente estimado entre 0,5% e 1,5% do CAPEX (investimento inicial) ao ano, tornando a fonte atrativa. Os custos principais incluem monitoramento, limpeza dos painéis (anual ou bianual), manutenção preventiva/corretiva dos

inversores e, para usinas maiores, monitoramento de segurança e despesas administrativas. De acordo com SHIMURA et al (2016), as despesas para operação e manutenção (OPEX) são estimadas em 1% do CAPEX realizado. [SHI 16] Não existem métricas bem definidas para o OPEX, tendo em vista que vários fatores podem afetar os custos de manutenção de uma geração distribuída, entre elas a localização do empreendimento, condições ambientais e falhas na instalação. A Tabela 12 apresenta o investimento a ser realizado na implementação da UFV na edificação do CEM Ghislandi.

Tabela 12 - Investimento na UFV CEM Ghislandi

OPEX	INVESTIMENTO INICIAL	APLICAÇÃO DE RECURSOS
R\$ 197,509.01	R\$ 987,545.07	R\$ 1,185,054.08

O prazo de operação considerado para o sistema fotovoltaico a ser instalado foi de 20 anos, após um período de 10 anos foi considerado a troca dos inversores por uma tecnologia mais recente.

Com relação à taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos, segundo M. AGHAEI et al (2022), a degradação dos módulos é estimada entre 0,5 e 2% ao ano [MAG 22], enquanto outro estudo publicado ATIA, D.M et al (2023) pela revista Scientific Reports considera a degradação em 0,93% com base na análise de plantas fotovoltaicos efetivamente instaladas. [ATI 23] Portanto, para efeitos de simulação, as perdas de geração em função da degradação dos módulos FVs estão estimadas em 1% ao ano com aumento linear até o limite de 20% ao final da vida útil da instalação.

A contabilização das receitas será estimada com base na energia líquida disponibilizada para a rede elétrica. O CEM Ghislandi apresenta um fator de simultaneidade unitário, portanto toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico será consumida pela unidade consumidora de forma simultânea. A energia líquida, que compreende a diferença entre a energia produzida e a energia consumida será injetada na rede de distribuição da CELESC D.

Para a projeção dos valores da tarifa de energia e uso do sistema de distribuição utilizou-se a média dos valores de reajuste tarifários autorizados pela ANEEL à CELESC D, conforme notas técnicas disponibilizadas pela concessionária nos últimos 10 anos. [REV 25]. Na Tabela 13 estão demonstradas as métricas financeiras utilizadas para avaliar o retorno econômico da instalação do sistema fotovoltaico.

Tabela 13 - Indicadores Financeiros UFV CEM Ghislandi

ID	ANO	FLUXO DE CAIXA	VALOR PRESENTE	PAYBACKSIMPLES	PAYBACK DESCONTADO
0	2025	-R\$ 1,185,054.08	-R\$ 1,185,054.08	-	-
1	2026	R\$ 286,237.92	R\$ 248,902.54	-R\$ 898,816.16	-R\$ 936,151.54
2	2027	R\$ 275,402.18	R\$ 208,243.61	-R\$ 623,413.98	-R\$ 727,907.93
3	2028	R\$ 263,314.38	R\$ 173,133.48	-R\$ 360,099.60	-R\$ 554,774.45
4	2029	R\$ 258,554.12	R\$ 147,829.16	-R\$ 101,545.48	-R\$ 406,945.29
5	2030	R\$ 271,035.08	R\$ 134,752.33	R\$ 169,489.60	-R\$ 272,192.96
6	2031	R\$ 284,135.74	R\$ 122,839.72	R\$ 453,625.34	-R\$ 149,353.23
7	2032	R\$ 297,887.93	R\$ 111,987.11	R\$ 751,513.27	-R\$ 37,366.13
8	2033	R\$ 312,325.14	R\$ 102,099.64	R\$ 1,063,838.41	R\$ 64,733.52
9	2034	R\$ 327,482.66	R\$ 93,091.01	R\$ 1,391,321.07	R\$ 157,824.53
10	2035	R\$ 226,136.43	R\$ 55,897.47	R\$ 1,617,457.50	R\$ 213,721.99
11	2036	R\$ 360,109.33	R\$ 77,403.06	R\$ 1,977,566.82	R\$ 291,125.05
12	2037	R\$ 377,658.90	R\$ 70,587.15	R\$ 2,355,225.73	R\$ 361,712.20
13	2038	R\$ 396,089.89	R\$ 64,375.68	R\$ 2,751,315.61	R\$ 426,087.88
14	2039	R\$ 415,448.10	R\$ 58,714.72	R\$ 3,166,763.71	R\$ 484,802.60
15	2040	R\$ 435,781.85	R\$ 53,555.19	R\$ 3,602,545.57	R\$ 538,357.79
16	2041	R\$ 457,142.05	R\$ 48,852.38	R\$ 4,059,687.61	R\$ 587,210.17
17	2042	R\$ 479,582.36	R\$ 44,565.62	R\$ 4,539,269.97	R\$ 631,775.79
18	2043	R\$ 503,159.37	R\$ 40,657.85	R\$ 5,042,429.34	R\$ 672,433.64
19	2044	R\$ 527,932.75	R\$ 37,095.36	R\$ 5,570,362.09	R\$ 709,529.00
20	2045	R\$ 553,965.40	R\$ 33,847.44	R\$ 6,124,327.49	R\$ 743,376.44
TOTAL			R\$ 743,376.44		

O investimento inicial sendo realizado no ano de 2025 com o início da produção de energia a partir de 2026 e com a estimativa de geração até o ano 2045. Na coluna fluxo de caixa da Tabela 13 é informado o valor da aplicação dos recursos, bem como a situação líquida das receitas oriundas da economia no consumo de energia elétrica do CEM Ghislandi, pois a edificação será autossuficiente no aspecto energético; economia do gasto energético devido a utilização do saldo do SCEE por outras unidades consumidoras; e as despesas referente ao faturamento da injeção de energia elétrica na rede elétrica da concessionária.

No ano 2035, foi considerada a troca de todos os inversores refletindo no fluxo de caixa sendo inferior em relação a projeção financeira do ano anterior, conforme demonstrado na Tabela 14.

Tabela 14 - Aplicação de recursos na troca dos Inversores.

TROCA DO INVERSOR		ANO 2035	
VALOR UNITÁRIO	VALOR TOTAL	SITUAÇÃO LÍQUIDA	FLUXO DE CAIXA
R\$ 29.315,31	R\$ 117.261,24	R\$ 343.397,67	R\$ 226.136,43

O VPL é uma métrica financeira que avalia o dinheiro no tempo, para sua análise é utilizada a equação definida em (5). Para avaliação monetária, a Taxa SELIC será utilizada para referência da TMA, atualmente a alíquota está definida em 15% (BACEN, 2025). Desta forma, o VPL calculado é de R\$ 743.376,44, uma variação bastante positiva para o investimento, indicando que a instalação do sistema fotovoltaico apresenta rentabilidade financeira.

A TIR é a taxa de desconto que faz o valor presente líquido dos fluxos de caixa do investimento se igualar a zero. A TIR calculada conforme a equação (6) demonstra uma taxa de retorno igual a 28%, como este valor é superior a taxa de capital definida pela SELIC, o investimento é favorável para sua construção.

Para o cálculo do *payback*, são definidas duas variantes, a diferença entre elas é a consideração na variação do capital ao longo do tempo. Para o *payback* simples, a projeção do retorno financeiro é superior a 6 milhões de reais ao longo dos 20 anos de funcionamento da instalação com um *payback* de 4 anos. Enquanto o *payback* descontado, a projeção financeira é mais reduzida, no entanto, se mantém positiva com previsibilidade de 700 mil reais e um *payback* estimado em 8 anos conforme indicado na Figura 38.

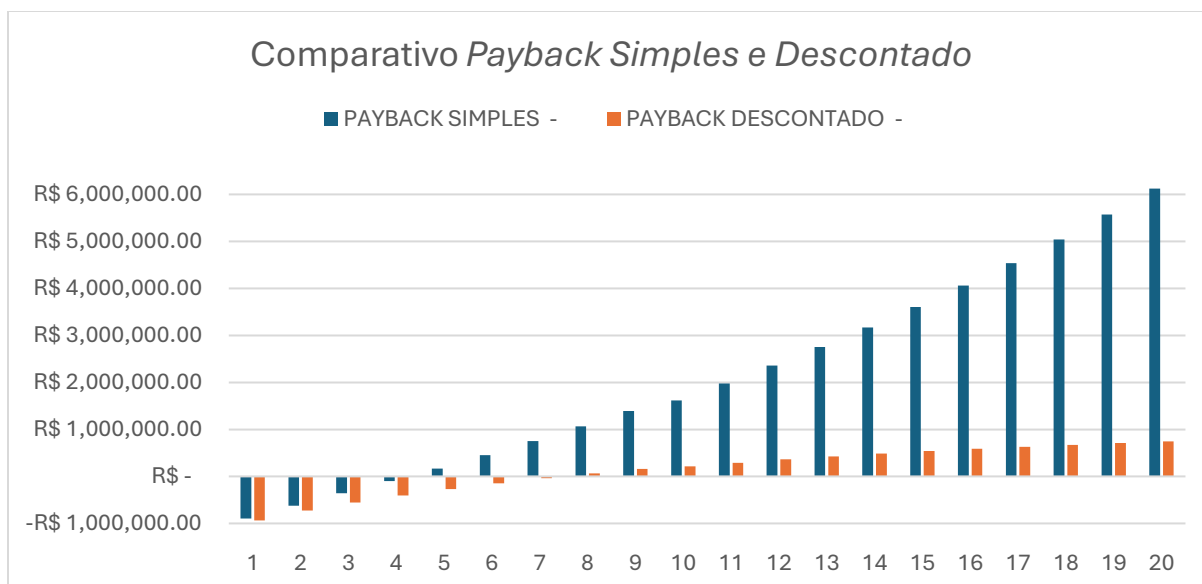


Figura 38 - Comparativo do payback simples e descontado

4.1.5 Ações de eficiência energética

Com base nos dados coletados “*in loco*”, o CEM Ghislandi apresenta um total de 43 equipamentos de ar-condicionado instalados, com potências de refrigeração de 9.000, 12000, 18000 e 24.000 BTUs, conforme pode ser consultado na Tabela 15.

O INMETRO disponibiliza em seu site – <https://pbe.inmetro.gov.br/#/> - uma lista de equipamentos parametrizados pelo órgão, entre eles estão os condicionadores de ar, neste site é possível consultar todos os equipamentos cadastrados.

A etiqueta nacional de conservação de energia foi criada após a Portaria INMETRO nº 234, de 2020, trazendo atualizações quanto a métrica do consumo de energia elétrica. O critério anterior considerava um consumo de 30 horas por mês a plena carga, com a atualização da métrica, o equipamento funciona durante um ciclo de 2080 horas por ano, com a simulação de aplicações de sazonalidade de carga e o emprego da tecnologia inverter, desta forma os equipamentos passam a ser classificados nas categorias de A até F, duas novas classes em comparação com a normativa anterior, conforme destacado nas Figura 24 e Figura 25.

Tabela 15 - Lista de equipamentos de ar-condicionado do CEM Ghislandi

ITEM	ANDAR	ALA	MARCA	BTUs	CONSUMO	UNIDADE	CLASSE	QUANTIDADE
1	TERREO	DOCA	ELGIN	9000	19.7	KWH/MÊS	C	2
2	1 ANDAR	DOCA	ELGIN	24000	42.7	KWH/MÊS	A	4
3	1 ANDAR	DOCA	ELGIN	12000	22.2	KWH/MÊS	A	1
4	1 ANDAR	DOCA	ELGIN	9000	19.7	KWH/MÊS	C	2
5	1 ANDAR	DOCA	KOMEKO	18000	39.3	KWH/MÊS	C	1
6	1 ANDAR	DOCA	TCL	18000	769	KWH/ANO	A	1
7	2 ANDAR	DOCA	TCL	18000	769	KWH/ANO	A	6
8	2 ANDAR	DOCA	KOMEKO	24000	52.4	KWH/MÊS	C	2
9	2 ANDAR	DOCA	KOMEKO	12000	26.2	KWH/MÊS	C	1
10	TERREO	ADM	ELGIN	9000	19.7	KWH/MÊS	C	2
11	TERREO	ADM	KOMEKO	12000	26.2	KWH/MÊS	C	1
12	TERREO	ADM	ELGIN	24000	42.7	KWH/MÊS	A	1
13	TERREO	ADM	ELGIN	24000	45.3	KWH/MÊS	A	1
14	1 ANDAR	ADM	KOMEKO	18000	39.3	KWH/MÊS	C	7
15	1 ANDAR	ADM	YORK	9000	26.1	KWH/MÊS	C	1
16	1 ANDAR	ADM	ELGIN	9000	19.7	KWH/MÊS	C	1
17	2 ANDAR	ADM	KOMEKO	18000	39.3	KWH/MÊS	C	5
18	2 ANDAR	ADM	ELGIN	24000	52.3	KWH/MÊS	C	1
19	2 ANDAR	ADM	TCL	24000	1657	KWH/ANO	A	1
20	2 ANDAR	ADM	ELGIN	9000	19.7	KWH/MÊS	C	1
21	2 ANDAR	ADM	ELGIN	12000	22.2	KWH/MÊS	A	1

Os equipamentos de ar-condicionado existentes em sua grande maioria possuem classes de eficiência defasadas em relação ao indicador vigente do INMETRO, aumentando de forma significativa o consumo de energia elétrica.

Para fins de comparação com os equipamentos instalados no CEM Ghislandi, foram realizados filtros nos equipamentos homologados pelo INMETRO, entre eles: tipo Split Hi-wall, fluido refrigerante R32, capacidade de refrigeração nominal BTUs e status do registro ativo.

Com base nos filtros realizados, foram identificados a média de consumo, bem como o menor e maior consumo registrado para os equipamentos de ar-condicionado homologados. Para fins de comparação é necessário normalizar o consumo de energia elétrica dos ar-condicionados das duas classificações, de modo que a comparação seja mais fidedigna, conforme destacado na Tabela 16.

Tabela 16 - Consumo dos equipamentos de ar-condicionado homologados

CAPACIDADE DE REFRIGERAÇÃO		CONSUMO NORMALIZADO (kWh)	VARIAÇÃO PERCENTUAL
9000 BTUS	MÉDIA	0,1753	-
	MÍNIMO	0,1038	40,7
	MÁXIMO	0,3077	75,6
12000 BTUS	MÉDIA	0,2333	-
	MÍNIMO	0,1380	40,8
	MÁXIMO	0,4395	88,4
18000 BTUS	MÉDIA	0,3435	-
	MÍNIMO	0,1514	55,9
	MÁXIMO	0,6457	88,0
24000 BTUS	MÉDIA	0,4571	-
	MÍNIMO	0,3367	26,3
	MÁXIMO	0,8240	80,3

Apesar da classificação do INMETRO considerar 2080 horas de funcionamento ao longo do ano no indicador IDRS, é necessário considerar as especificidades da região sul do Brasil, bem como os dias de efetivo funcionamento no período escolar. No Balneário Camboriú/SC, o ar-condicionado é frequentemente utilizado no verão, período compreendido entre os meses de dezembro a março, eventualmente pode ser usado no inverno, caso o equipamento possua ciclo quente/frio.

Considerando o período letivo para o ano de 2026, a secretaria de educação definiu 44 dias letivos para as escolas do município no período entre dezembro e março, logo para o consumo total serão considerados 44 dias com 8 horas de funcionamento cada.

Conforme Tabela 17, é apresentada a redução de consumo estimada por modelo de equipamento. É possível observar que do total de 43, apenas 7 equipamentos apresentam um consumo próximo à nova métrica do INMETRO, demonstrando que são equipamentos com tecnologia recente.

Os demais equipamentos possuem consumo muito superior à referência, influenciando no consumo de energia elétrica total da unidade educacional. O potencial de redução de consumo

é estimado em 4.978 kWh, em termos monetários equivale a uma economia anual de R\$ 6.926,19, pela tarifa vigente de TE e TUSD.

Tabela 17 - Economia de energia estimada com a troca dos equipamentos

ITEM	MARCA	BTUs	CLASS E	QTDE	CONSUMO NORMALIZADO (KWH)	REFERÊNCI A INMETRO (KWH)	DIFERENÇA DE CONSUMO (KWH)	REDUÇÃO DE CONSUMO ESTIMADO
1	ELGIN	9000	C	2	0,657	0,175	0,481	169,453
2	ELGIN	24000	A	4	1,423	0,457	0,966	340,117
3	ELGIN	12000	A	1	0,740	0,233	0,507	178,376
4	ELGIN	9000	C	2	0,657	0,175	0,481	169,453
5	KOME CO	18000	C	1	1,310	0,343	0,967	340,210
6	TCL	18000	A	1	0,370	0,343	0,026	9,229
7	TCL	18000	A	6	0,370	0,343	0,026	9,229
8	KOME CO	24000	C	2	1,747	0,457	1,290	453,931
9	KOME CO	12000	C	1	0,873	0,233	0,640	225,309
10	ELGIN	9000	C	2	0,657	0,175	0,481	169,453
11	KOME CO	12000	C	1	0,873	0,233	0,640	225,309
12	ELGIN	24000	A	1	1,423	0,457	0,966	340,117
13	ELGIN	24000	A	1	1,510	0,457	1,053	370,624
14	KOME CO	18000	C	7	1,310	0,343	0,967	340,210
15	YORK	9000	C	1	0,870	0,175	0,695	244,546
16	ELGIN	9000	C	1	0,657	0,175	0,481	169,453
17	KOME CO	18000	C	5	1,310	0,343	0,967	340,210
18	ELGIN	24000	C	1	1,743	0,457	1,286	452,757
19	TCL	24000	A	1	0,797	0,457	0,340	119,519
20	ELGIN	9000	C	1	0,657	0,175	0,481	169,453
21	ELGIN	12000	A	1	0,740	0,233	0,507	141,890
							TOTAL	4.978,846

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo teve como objetivo realizar uma análise das edificações da secretaria de educação do município de Balneário Camboriú/SC com potencial para instalar um sistema de geração fotovoltaico, dentre as edificações foi selecionando uma edificação para estudo de caso. Os objetivos específicos foram implementar ações de efficientização energética, dimensionar um sistema fotovoltaico e verificar a viabilidade econômica para sua instalação.

Os resultados demonstraram que das 44 (quarenta e quatro) edificações analisadas, entre NEIs e CEMs, 11 (onze) unidades consumidoras possuem o telhado com orientação para o norte geográfico e com potencial para geração fotovoltaica, podendo alcançar uma potência instalada de aproximadamente 830 kWp.

O CEM Ghislandi apresentou o maior potencial para geração fotovoltaica com potência total estimada em 336 kWp, sendo a unidade selecionada para o estudo de caso. A energia anual estimada pelo sistema fotovoltaico é de 438 MWh a qual consegue suprir toda a demanda anual de energia elétrica da edificação que é de 91 MWh, o excedente é exportado para a rede elétrica da concessionária, permitindo realizar a compensação de energia elétrica nas demais unidades da secretaria de educação. A autossuficiência energética do CEM Ghislandi atende aos critérios do conceito "*Net Zero Energy Buildings*", sendo a primeira edificação elegível para a certificação no município.

A viabilidade econômica considerou o CAPEX, OPEX e os custos para exportação da energia elétrica calculados conforme alíquotas das tarifas de uso do sistema de distribuição definidas no marco legal do setor elétrico. Apesar da nova regulamentação, os indicadores financeiros, entre eles VPL e TIR, se mostraram positivos, com períodos de *payback* simples e descontado de 4 e 8 anos, respectivamente.

Diante dos resultados obtidos, conclui-se que a instalação do sistema fotovoltaico em todo o telhado disponível do CEM Ghislandi é uma alternativa viável e promissora, mesmo com a instalação de sistema fotovoltaico com orientação para o sul geográfico. Assim, este trabalho contribui para conhecer as potencialidades de geração fotovoltaico nas edificações públicas do município, começando pelos prédios da secretaria de educação, podendo ser expandido para os prédios existentes das edificações das outras secretarias do município, mas também como um aspecto a ser considerado na etapa de planejamento dos novos espaços públicos.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se a contratação de um laudo técnico para aferir a capacidade estrutural do telhado do CEM Ghislandi de suportar os esforços mecânicos na instalação do sistema fotovoltaico no telhado, tendo em vista que não foi localizado o projeto estrutural da reforma da edificação.

A contratação para elaboração do projeto elétrico para redimensionamento da subestação de energia elétrica existente de modo a atender a potência total dos inversores do SFCR.

A intenção é que o estudo para implantação do SFCR seja ampliado para outras unidades educacionais, entre elas está o CEM Medici, ele é composto por dois grandes edifícios, um de sala de aulas, Figura 39, e outro com a quadra poliesportiva, Figura 40, ambos com potencial para instalação de módulos fotovoltaicos.



Figura 39 - Edifício principal do CEM Medici



Figura 40 - Quadra poliesportiva do CEM Medici

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [ABN 13] ABNT. ABNT NBR 10899:2013 Energia solar fotovoltaica - Terminologia. ABNT, 2013. 15p.
- [ABN 19] ABNT. ABNT NBR 16690:2019 Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto. ABNT, 2019. 75p.
- [ABN 24] ABNT. ABNT NBR 15575-1:2024 Edificações habitacionais – Desempenho Parte 1: Requisitos gerais. ABNT, 2024. 95p.
- [ATI 23] Atia, D.M., Hassan, A.A., El-Madany, H.T. *et al.* Degradation and energy performance evaluation of mono-crystalline photovoltaic modules in Egypt. *Sci Rep* 13, 13066 (2023). DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-023-40168-8>. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/s41598-023-40168-8#citeas>. Acesso em: 22 nov. 2025.
- [ATL 25] Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição. Disponível no site do LABREN em https://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html#mod. Acesso em: 06 nov. 2025.
- [AYB 23] Aybüke Taşer, Başak Kundakçı Koyunbaba, Tuğçe Kazanasmaz. Thermal, daylight, and energy potential of building-integrated photovoltaic (BIPV) systems: A comprehensive review of effects and developments. *Solar Energy*, 2023, v.251, p.171-196.
- [BAR 24] BARRIENTOS, Maria Izabel G. G. Retrofit de edificações: estudo de reabilitação e adaptação das edificações antigas às necessidades atuais. 2004. 235 f. Dissertação (Mestrado em Arquitetura) - Faculdade de Arquitetura e Urbanismo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.
- [CAD 25] Caderno técnico de composições energia solar para edificações. Disponível no site da Caixa Econômica Federal em <https://www.caixa.gov.br/poder-publico/modernizacao-gestao/sinapi/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 11 nov. 2025.
- [CAI 25] CAIXA. SINAPI Metodologias e conceitos. CAIXA, 2025. 138p.
- [CEP 24] CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL. Guia para eficiência energética nas edificações públicas. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, 2024. 245p.

[CHA 24] Chamada pública PEE Celesc nº 1/2024. Disponível no site da Celesc Distribuição em <https://pee.celesc.com.br/noticias/chamada-publica-2024>. Acesso em: 10 nov. 2025.

[CLA 23] CLARK, Eduardo C.. Fator de simultaneidade em residências com usina de energia solar fotovoltaica na cidade de Viçosa - MG. UFV, 2023. 10p.

[DEF 25] Definição de Irradiância solar total. Disponível no site do INPE em <https://www.gov.br/pt-br/servicos/obter-o-irradiancia-solar-total-inpe-tsi>. Acesso em: 06 nov. 2025.

[DEV 23] DEVASAHAYAM, Sheila & Hussain, Chaudhery Mustansar. Nano Tools and Devices for Enhanced Renewable Energy, 2023. 470p.

[EFE 25] Efeito fotovoltaico. Disponível no site da UFPR por Luis Miguel Chan em <https://www.eletrica.ufpr.br/edu/Sensores/2000/luischan/index.html>. Acesso em: 7 nov. 2025.

[EST 25] Estudo estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico. Disponível no site da instituição Greener em <https://www.greener.com.br/pt-BR>. Acesso em: 9 nov. 2025.

[FIL 22] FILHO, José F.B. de; NEVES, Washington L.A.; COSTA, Flávio B.. Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede para Localidades Nordestinas de Clima Tropical Semiárido. Anais IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, [S. l.], 2022. DOI: <https://doi.org/10.20906/sbse.v2i1.2969>. Disponível em: https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2969. Acesso em: 9 nov. 2025.

[FIN 06] FINEP. Curso de Capacitação em Energia Solar - Projeto SolBrasil – Manual do Professor. FINEP, 2006. 300p.

[FLO 23] FLOREZ, Yosthyn Manuel Ariza. Células solares de terceira geração: estudo do efeito da degradação nos parâmetros fotovoltaicos. 2023. Dissertação (Mestrado em Física Teórica e Experimental) - Instituto de Física de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023. doi:10.11606/D.76.2023.tde-02012024-110204. Acesso em: 2025-11-08.

[FRA 25] Photovoltaics Report. Disponível no site da instituição Fraunhofer em <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>. Acesso em: 8 nov. 2025.

- [GBC 17] GBC Brasil. Guia de certificação Zero Energy. GBC Brasil, 2017. 29p. Disponível em: <https://www.gbcbrazil.org.br/wp-content/uploads/2019/06/Guia-Zero-Energy-Completo.pdf>. Acesso em 24 jan. 2026.
- [GIT 10] GITMAN, Lawrence J. Princípios de administração financeira. Pearson, 2010. 775p
- [GLO 25] Global Radiation in Germany 2024. Disponível no site do The Deutscher Wetterdienst em https://www.dwd.de/EN/ourservices/solarenergy/maps_globalradiation_sum_new.html. Acesso em: 06 nov. 2025.
- [IMP 22] Imprensa Nacional. “LEI Nº 14.300, de 6 de JANEIRO de 2022 - DOU - Imprensa Nacional.” *In.gov.br*, 2022, www.in.gov.br/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821. Acesso em 8 nov. 2025.
- [JUN 20] JUNIOR, Orlando Moreira; SOUZA, Celso Correia de. Aproveitamento fotovoltaico, análise comparativa entre Brasil e Alemanha. *INTERAÇÕES*, Campo Grande, MS, v. 21, n. 2, p. 379-387, abr./jun. 2020.
- [LAM 14] LAMBERTS, Roberto; DUTRA, Luciano; PEREIRA, Fernando O. R.. Eficiência energética na arquitetura. Procel, 2014. 382p.
- [LEV 25] Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2025. Disponível no site do U.S. Energy Information Administration (EIA) em https://www.eia.gov/outlooks/aeo/electricity_generation/pdf/AEO2025_LCOE_report.pdf. Acesso em: 10 nov. 2025.
- [MAG 22] M. AGHAEI, A. FAIRBROTHER, A. GOK, S. AHMAD, S. KAZIM, K. LOBATO, G. ORESKI, A. REINDERS, J. SCHMITZ, M. THEELEN, P. YILMAZ, J. KETTLE. Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 159, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122000880?via%3Dihub>. Acesso em: 22 nov. 2025.
- [MIT 24] MITSIDI. Guia interativo de eficiência energética em edificações. Mitsidi, 2024. 350p.
- [OLI 18] OLIVEIRA, F. T. V.; MALAGÓN, L. A. G. OTIMIZAÇÃO DO ÂNGULO DE INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO DE PAINÉIS SOLARES PARA A CIDADE DE PETROLINA. *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, [S. l.]*, 2018. DOI: 10.59627/cbens.2018.717. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/717>. Acesso em: 7 nov. 2025.

[PBE 25] PBE – Programa Brasileiro de Etiquetagem. Disponível no site do INMETRO em <https://www.gov.br/inmetro/pt-br/assuntos/avaliacao-da-conformidade/programa-brasileiro-de-etiquetagem>. Acesso em: 9 nov. 2025.

[PEN 24] Peniche, A. P., Junior, J. U. Certificação NET ZERO ENERGY BUILDING e o incentivo a edificações sustentáveis no Brasil. Manancial - Repositório Digital da UFSM, 2024.

[POT 26] Potencial de geração de energia fotovoltaica. Disponível no site do Global Solar Atlas em <https://globalsolaratlas.info/download>. Acesso em: 19 jan. 2026.

[PRO 25] Procel - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica. Disponível no site do Ministério de Minas e Energia em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/procel>. Acesso em: 9 nov. 2025.

[PRO 25] Projeto arquitetônico CEM Ghislandi. Disponível no site da Prefeitura de Balneário Camboriú em <https://www.bc.sc.gov.br/licitacao.cfm?codigo=210>. Acesso em: 16 nov. 2025

[REV 25] Revisão e reajustes tarifários. Disponível no site da CELESC em <https://ri.celesc.com.br/informacoes-financeiras/revisao-e-reajustes-tarifarios/>. Acesso em: 22 nov. 2025.

[RON 14] RONÇANI, M. D.; ZANCHETTA, L. P.; RAMPINELLI, G. A. AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DO ÂNGULO AZIMUTAL E DA INCLINAÇÃO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, [S. l.], 2014. DOI: 10.59627/cbens.2014.2267. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2267>. Acesso em: 7 nov. 2025.

[SHI 16] SHIMURA, S.; SIMPLÍCIO, R.; HERRERO, R.; MOURA, C. B. de; ZUFFO, M. K.; GRIMONI, J. A. B. ESTIMATIVA DO CUSTO DE GERAÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS USANDO CONFIABILIDADE. Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, [S. l.], p. 1–8, 2016. DOI: 10.59627/cbens.2016.1414. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1414>. Acesso em: 21 nov. 2025.

[SOL 25] Solar photovoltaic cell basics. Disponível no site do U.S. Department of energy em <https://www.energy.gov/eere/solar/photovoltaics>. Acesso em: 7 nov. 2025.

[TAX 25] Taxa SELIC. Disponível no site do Banco Central do Brasil (BACEN) em <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 10 nov. 2025.

[VIL 15] VILLALVA, MARCELO GRADELLA; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações 2ª edição. Érica. 2015. 225p.

[ZIL 12] ZILLES, Machado; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros; OLIVEIRA, Sérgio Henrique Ferreira de. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Oficina de textos, 2012, 248p.

7. ANEXO I - COMPOSIÇÃO DOS SERVIÇOS PARA INSTALAÇÃO DO SFCR

COMPOSIÇÃO DO SERVIÇO

1.1						Sem desoneração	
SPU-0234-C - 09/2025	MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO BIFACIAL 700W FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	240.00	
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total	
SPU-0229-I-Cotação-11/2025	MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO BIFACIAL 700W	UN	MT	1.00000000	687.27	687.27000000	
88264-SINAPI-09/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.36300000	41.55	15.08265000	
88247-SINAPI-09/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.36300000	24.73	8.97699000	
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	711.33	

1.2						Sem desoneração	
SPU-0235-C - 09/2025	CABO FOTOVOLTAICO FLEXIVEL 6MM ² 1800V ABNT NBR 16612 FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	M			Qtde.	2,000.00	
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total	
SPU-0231-I-Cotação-11/2025	CABO SOLAR 6MM 1800V ABNT NBR 16612	M	MT	1.00000000	6.39	6.39000000	
88264-SINAPI-09/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.03580000	46.02	1.64751600	
88247-SINAPI-09/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.03580000	27.19	0.97340200	
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	9.01	

1.3						Sem desoneração	
SPU-0236-C - 09/2025	INVERSOR FOTOVOLTAICO ON GRID TRIFÁSICO 75KW 380VCA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	2.00	
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total	
SPU-0230-I-Cotação-11/2025	INVERSOR SOLAR TRIFÁSICO 75KW TENSÃO SAÍDA 380VCA	UN	MT	1.00000000	29,240.92	29,240.92	
88264-SINAPI-09/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.98280000	46.02	45.22845600	
88247-SINAPI-09/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.98280000	27.19	26.72233200	
7568-SINAPI-09/2025	BUCHA DE NYLON SEM ABA S10, COM PARAFUSO DE 6,10 X 65 MM EM AÇO ZINCADO COM ROSCA SOBERBA, CABECA CHATA E FENDA PHILLIPS	UN	MT	4.00000000	0.61	2.44000000	
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	29315.31	

1.4						Sem desoneração	
SPU-0237-C - 09/2025	SUPORTE DE 1 MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA TELHA METÁLICA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	240.00	
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total	
SPU-0232-I-Cotação-11/2025	KIT DE FIXAÇÃO PARA ESTRUTURA DE TELHADO PARA 4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	UN	MT	0.25000000	369.00	92.25000000	
88264-SINAPI-09/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.17420000	46.02	8.01668400	
88247-SINAPI-09/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.17420000	27.19	4.73649800	
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	105.00	

1.5						Sem desoneração	
SPU-0238-C - 09/2025	CONECTOR MC4 PAR (MACHO E FEMEA) PARA CABO FOTOVOLTAICO 6 MM FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	40.00	
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total	
88264-SINAPI-08/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.37260000	46.02	17.14705200	
88247-SINAPI-08/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.37260000	27.19	10.13099400	
SPU-0233-I-Cotação-11/2025	CONECTOR MC4 PAR (MACHO E FEMEA) CABO 6MM	UN	MT	1.00000000	12.51	12.51000000	

Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe	TOTAL R\$:	39.79
--	-------------------	--------------

2.1

Sem desoneração

SPU-0234-C - 09/2025	MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO BIFACIAL 700W FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	240.00
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total
SPU-0229-I-Cotação-11/2025	MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO BIFACIAL 700W	UN	MT	1.00000000	687.27	687.27000000
88264-SINAPI-09/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.36300000	41.55	15.08265000
88247-SINAPI-09/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.36300000	24.73	8.97699000
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	711.33

2.2

Sem desoneração

SPU-0235-C - 09/2025	CABO FOTOVOLTAICO FLEXIVEL 6MM² 1800V ABNT NBR 16612 FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	M			Qtde.	2,000.00
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total
SPU-0231-I-Cotação-11/2025	CABO SOLAR 6MM 1800V ABNT NBR 16612	M	MT	1.00000000	6.39	6.39000000
88264-SINAPI-09/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.03580000	46.02	1.64751600
88247-SINAPI-09/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.03580000	27.19	0.97340200
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	9.01

2.3

Sem desoneração

SPU-0236-C - 09/2025	INVERSOR FOTOVOLTAICO ON GRID TRIFÁSICO 75KW 380VCA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	2.00
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total
SPU-0230-I-Cotação-11/2025	INVERSOR SOLAR TRIFÁSICO 75KW TENSÃO SAÍDA 380VCA	UN	MT	1.00000000	29,240.92	29,240.92
88264-SINAPI-09/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.98280000	46.02	45.22845600
88247-SINAPI-09/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.98280000	27.19	26.72233200
7568-SINAPI-09/2025	BUCHA DE NYLON SEM ABA S10, COM PARAFUSO DE 6,10 X 65 MM EM AÇO ZINCADO COM ROSCA SOBERBA, CABECA CHATA E FENDA PHILLIPS	UN	MT	4.00000000	0.61	2.44000000
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	29315.31

2.4

Sem desoneração

SPU-0237-C - 09/2025	SUPORTE DE 1 MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA TELHA METÁLICA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	240.00
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total
SPU-0232-I-Cotação-11/2025	KIT DE FIXAÇÃO PARA ESTRUTURA DE TELHADO PARA 4 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	UN	MT	0.25000000	369.00	92.25000000
88264-SINAPI-09/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.17420000	46.02	8.01668400
88247-SINAPI-09/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.17420000	27.19	4.73649800
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	105.00

2.5

Sem desoneração

SPU-0238-C - 09/2025	CONECTOR MC4 PAR (MACHO E FEMEA) PARA CABO FOTOVOLTAICO 6 MM FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	40.00
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total
88264-SINAPI-08/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.37260000	46.02	17.14705200
88247-SINAPI-08/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	0.37260000	27.19	10.13099400
SPU-0233-I-Cotação-11/2025	CONECTOR MC4 PAR (MACHO E FEMEA) CABO 6MM	UN	MT	1.00000000	12.51	12.51000000
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	39.79

3.1

Sem desoneração

C.P. 4811002294 - 08/2025	ENTRADA DE ENERGIA TRIFÁSICA MÉDIA TENSÃO, COM POSTO DE TRANSFORMAÇÃO DE 300KVA, COM CABINE ME MEDIÇÃO. INCLUSO DUTOS, CAIXAS E LANÇAMENTO DO ALIMENTADOR DE BT ATÉ O QUADRO PRINCIPAL. FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	1.00
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	228557.33

4.5

Sem desoneração

SPU-0240-C - 09/2025	DISJUNTOR CAIXA MOLDADA TRIPOLAR TERMOMAGNÉTICO 500A 35KA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN			Qtde.	1.00
Referência	Descrição dos Serviços	U.M.	Tipo	Coef.	Unitário	Total
88264-SINAPI-09/2025	ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	1.22241500	46.02	56.25553830
88247-SINAPI-09/2025	AUXILIAR DE ELETRICISTA COM ENCARGOS COMPLEMENTARES	H	M.O	1.22241500	27.19	33.23746385
1578-SINAPI-09/2025	TERMINAL A COMPRESSAO EM COBRE ESTANHADO PARA CABO 50 MM2, 1 FURO E 1 COMPRESSAO, PARA PARAFUSO DE FIXACAO M8	UN	MT	3.00000000	4.92	14.76000000
SPU-0239-I-Cotação-11/2025	DISJUNTOR CAIXA MOLDADA TRIPOLAR TERMOMAGNÉTICO 500A 35KA	UN	MT	1.00000000	2,206.77	2,206.77
Fórmula aplicada ao valor unitário dessa composição: Não existe					TOTAL R\$:	2311.02

8. ANEXO II - ORÇAMENTO PARA INSTALAÇÃO DO SF CR

ITEM	DESCRIÇÃO DO SERVIÇO	UNID.	QUANT.	987,545.07				SEM desoneração
				Custo R\$	%BDI / K / TRDE	Preço R\$	TOTAL R\$	
1	SISTEMA FOTOVOLTAICO ARRANJO 1			338,446.70				
1.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO BIFACIAL 700W FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	240.00	711.33	23.45	878.14	210,753.60	SPU-0234-C-Composição Própria-09/2025
1.2	CABO FOTOVOLTAICO FLEXIVEL 6MM² 1800V ABNT NBR 16612 FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	M	2,000.00	9.01	23.45	11.12	22,240.00	SPU-0235-C-Composição Própria-09/2025
1.3	INVERSOR FOTOVOLTAICO ON GRID TRIFÁSICO 75KW 380VCA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	2.00	29,315.31	23.45	36,189.75	72,379.50	SPU-0236-C-Composição Própria-09/2025
1.4	SUPORTE DE 1 MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA TELHA METÁLICA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	240.00	105.00	23.45	129.62	31,108.80	SPU-0237-C-Composição Própria-09/2025
1.5	CONECTOR MC4 PAR (MACHO E FEMEA) PARA CABO FOTOVOLTAICO 6 MM FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	40.00	39.79	23.45	49.12	1,964.80	SPU-0238-C-Composição Própria-09/2025
2	SISTEMA FOTOVOLTAICO ARRANJO 2			338,446.70				
2.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO BIFACIAL 700W FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	240.00	711.33	23.45	878.14	210,753.60	SPU-0234-C-Composição Própria-09/2025
2.2	CABO FOTOVOLTAICO FLEXIVEL 6MM² 1800V ABNT NBR 16612 FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	M	2,000.00	9.01	23.45	11.12	22,240.00	SPU-0235-C-Composição Própria-09/2025
2.3	INVERSOR FOTOVOLTAICO ON GRID TRIFÁSICO 75KW 380VCA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	2.00	29,315.31	23.45	36,189.75	72,379.50	SPU-0236-C-Composição Própria-09/2025
2.4	SUPORTE DE 1 MÓDULO FOTOVOLTAICO PARA TELHA METÁLICA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	240.00	105.00	23.45	129.62	31,108.80	SPU-0237-C-Composição Própria-09/2025
2.5	CONECTOR MC4 PAR (MACHO E FEMEA) PARA CABO FOTOVOLTAICO 6 MM FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	40.00	39.79	23.45	49.12	1,964.80	SPU-0238-C-Composição Própria-09/2025
3	SUBESTAÇÃO			282,154.02				
3.1	ENTRADA DE ENERGIA TRIFÁSICA MÉDIA TENSÃO, COM POSTO DE TRANSFORMAÇÃO DE 300KVA, COM CABINE ME MEDIÇÃO. INCLUSO DUTOS, CAIXAS E LANÇAMENTO DO ALIMENTADOR DE BT ATÉ O QUADRO PRINCIPAL. FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	1.00	228,557.33	23.45	282,154.02	282,154.02	C.P. 4811002294-Composição Própria-08/2025
4	INSTALAÇÕES ELÉTRICAS			28,497.65				
4.1	DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO TRIPOLAR, CORRENTE NOMINAL DE 125A - FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO. AF 07/2025	UN	4.00	435.51	23.45	537.64	2,150.56	101895-SINAPI-09/2025
4.2	QD - QUADRO / PAINEL EM CHAPA GALVANIZADA E PINTURA ELETROSTÁTICA NA COR BEGE, SEM DISJUNTORES, COM: BARRAMENTOS, ISOLADOR, PARAFUSOS, CONECTOR, ESPELHO E MONTAGEM) -	UN	1.00	6,701.13	23.45	8,272.54	8,272.54	10920-ORSE-09/2025

	1400X800X300MM							
4.3	CABO DE COBRE FLEXÍVEL ISOLADO, 35 MM², ANTI-CHAMA 0,6/1,0 KV, PARA REDE ENTERRADA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO. AF_12/2021	M	240.00	41.76	23.45	51.55	12,372.00	92986-SINAPI-09/2025
4.4	CABO DE COBRE FLEXÍVEL ISOLADO, 16 MM², ANTI-CHAMA 0,6/1,0 KV, PARA CIRCUITOS TERMINAIS - FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO. AF_03/2023	M	80.00	28.85	23.45	35.62	2,849.60	91935-SINAPI-09/2025
4.5	DISJUNTOR CAIXA MOLDADA TRIPOLAR TERMOMAGNÉTICO 500A 35KA FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO	UN	1.00	2,311.02	23.45	2,852.95	2,852.95	SPU-0240-C-Composição Própria-09/2025
Total Geral							987,545.07	

9. ANEXO III - SIMULAÇÕES NO PVSYST



PVsyst V8.0.18

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: UFV CEM Ghislandi

Variant: UFV CEM Ghislandi Inclinação 2° 2x75kw Az0

No 3D scene defined, no shadings

System power: 168 kWp

Balneário Camboriú - Brazil

| Author



Project: UFV CEM Ghislandi

Variant: UFV CEM Ghislandi Inclinação 2° 2x75kw Az0

PVsyst V8.0.18

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:32
with V8.0.18

Project summary

Geographical Site

Balneário Camboriú
Brazil

Situation

Latitude -27.01 °(S)
Longitude -48.63 °(W)
Altitude 13 m
Time zone UTC-3

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Balneário Camboriú
Meteonorm 8.2 (2006-2019), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 2 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 240 units
Pnom total 168 kWp

Inverters

Nb. of units 2 units
Total power 150 kWac
Pnom ratio 1.12

Results summary

Produced Energy 231.04 MWh/year Specific production 1375 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 82.15 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7

**PVsyst V8.0.18**

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:32
with V8.0.18

General parameters**Grid-Connected System****Orientation #1****Fixed plane**

Tilt/Azimuth 2 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

No 3D scene defined, no shadings**Models used**

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

Horizon

Free Horizon

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Generic

Model Mono 700 Wp Twin half-cells bifacial

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 700 Wp

Array #1 - PV Array 1

Number of PV modules 120 units

Nominal (STC) 84.0 kWp

Modules 10 string x 12 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 77.0 kWp

U mpp 463 V

I mpp 166 A

Array #2 - PV Array 2

Number of PV modules 120 units

Nominal (STC) 84.0 kWp

Modules 10 string x 12 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 77.0 kWp

U mpp 463 V

I mpp 166 A

Total PV power

Nominal (STC) 168 kWp

Total 240 modules

Module area 746 m²Cell area 699 m²**Inverter**

Manufacturer Generic

Model GT3-75KL1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 75.0 kWac

Number of inverters 10 * MPPT 10% 1 unit

Total power 75.0 kWac

Operating voltage 180-800 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.12

No power sharing between MPPTs

Number of inverters 10 * MPPT 10% 1 unit

Total power 75.0 kWac

Operating voltage 180-800 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.12

No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 150 kWac

Number of inverters 2 units

Pnom ratio 1.12

No power sharing

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s**DC wiring losses**

Global array res. 46 mΩ

Global wiring resistance 23 mΩ

Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.38 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



PVsyst V8.0.18

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:32
with V8.0.18

Main results

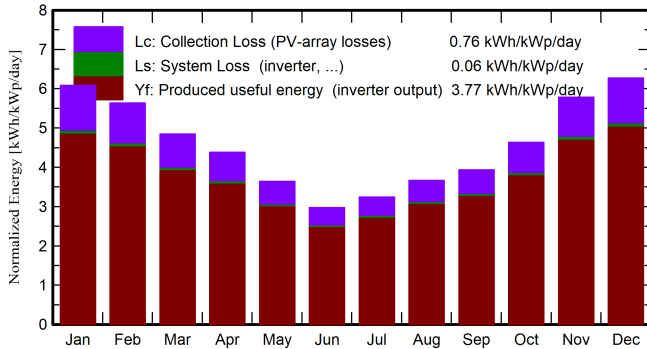
System Production

Produced Energy 231.04 MWh/year

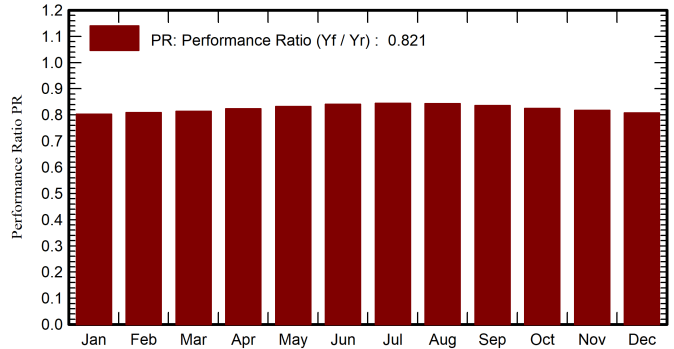
Specific production
Perf. Ratio PR

1375 kWh/kWp/year
82.15 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	188.9	92.64	25.74	188.6	178.0	25.81	25.43	0.803
February	157.1	79.93	25.43	157.8	149.6	21.76	21.43	0.808
March	148.8	69.76	24.03	150.4	142.0	20.88	20.56	0.814
April	128.7	54.84	21.53	131.4	123.6	18.47	18.20	0.824
May	109.3	43.78	18.71	112.8	105.2	16.01	15.77	0.832
June	86.3	37.93	16.37	89.3	83.1	12.81	12.61	0.840
July	97.4	39.15	15.37	100.6	93.9	14.50	14.28	0.845
August	111.3	57.81	16.74	113.7	106.7	16.35	16.10	0.843
September	116.6	67.56	18.43	118.0	110.8	16.84	16.58	0.836
October	142.8	77.67	21.22	143.6	135.5	20.19	19.89	0.824
November	173.5	89.20	22.50	173.5	164.2	24.19	23.83	0.818
December	194.7	95.76	24.72	194.3	184.1	26.76	26.36	0.808
Year	1655.6	806.04	20.87	1674.1	1576.7	234.58	231.04	0.821

Legends

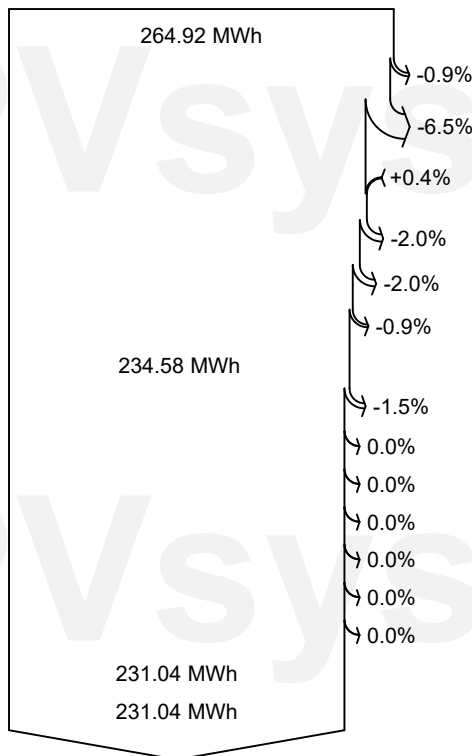
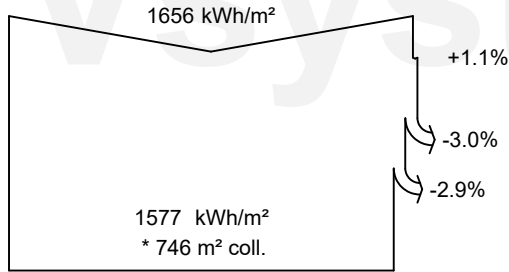
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V8.0.18

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:32
with V8.0.18

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

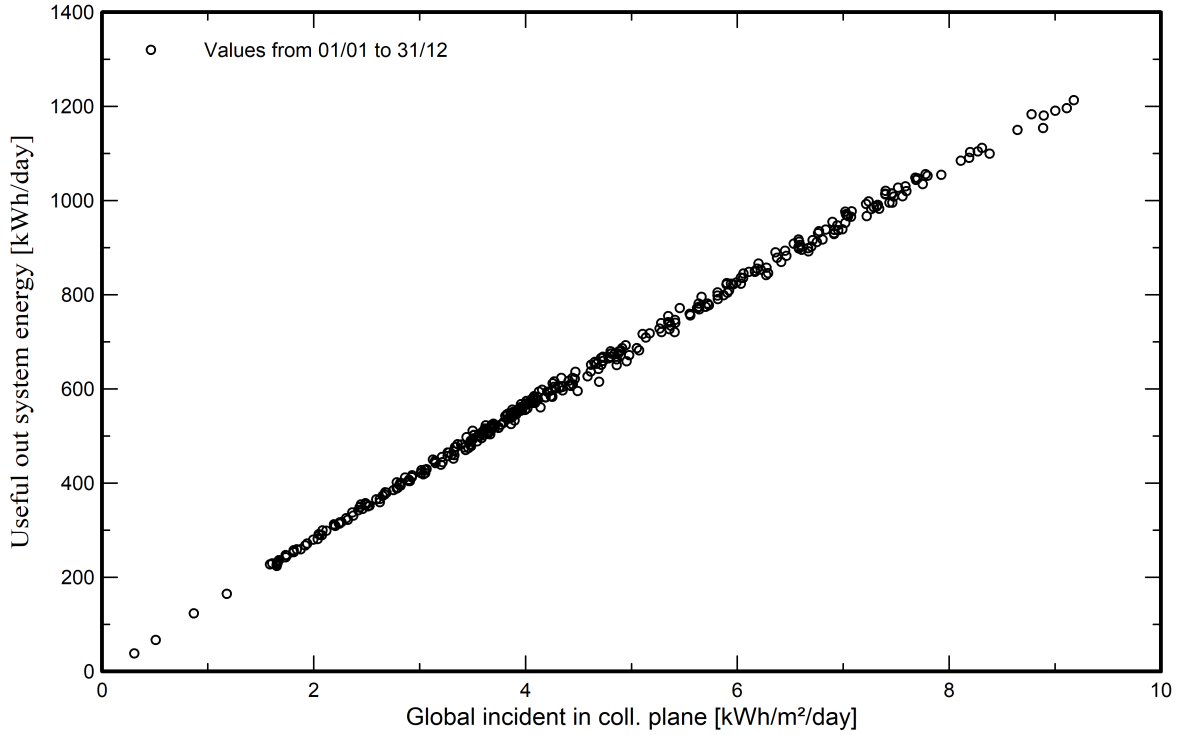


PVsyst V8.0.18

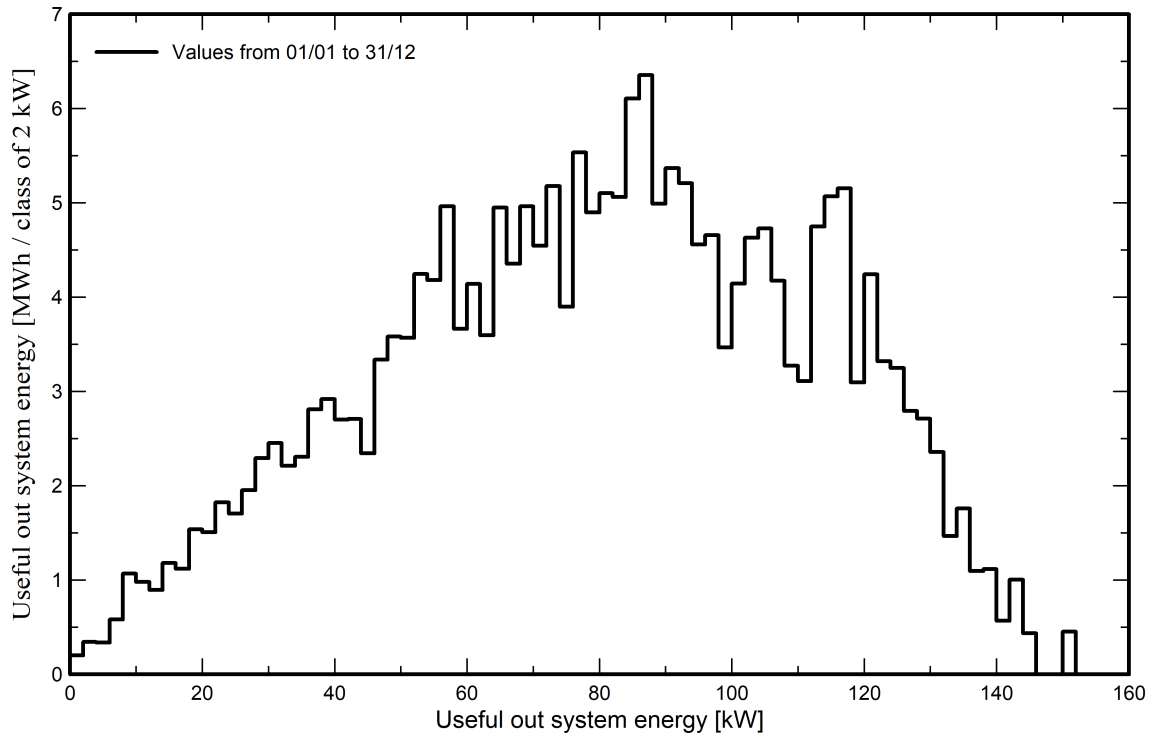
VCC, Simulation date:
20/11/25 08:32
with V8.0.18

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

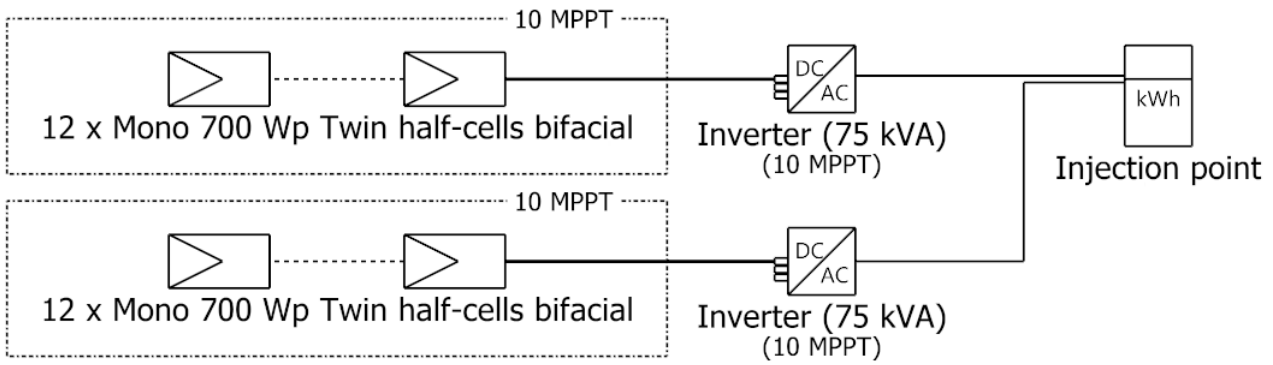




PVsyst V8.0.18

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:32
with V8.0.18

Single-line diagram



PV module	Mono 700 Wp Twin half-cells bifacial
Inverter	GT3-75KL1
String	12 x Mono 700 Wp Twin half-cells bifacial

UFV CEM Ghislandi

VCC : UFV CEM Ghislandi Inclinação 2°
2x75kw Az0

20/11/25

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: UFV CEM Ghislandi

Variant: UFV CEM Ghislandi Inclinação 2° 2x75kw Az180

No 3D scene defined, no shadings

System power: 168 kWp

Balneário Camboriú - Brazil



Project: UFV CEM Ghislandi

Variant: UFV CEM Ghislandi Inclinação 2° 2x75kw Az180

PVsyst V8.0.18

VCE, Simulation date:
20/11/25 08:45
with V8.0.18

Project summary

Geographical Site

Balneário Camboriú
Brazil

Situation

Latitude -27.01 °(S)
Longitude -48.63 °(W)
Altitude 13 m
Time zone UTC-3

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Balneário Camboriú
Meteonorm 8.2 (2006-2019), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 2 / 180 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 240 units
Pnom total 168 kWp

Inverters

Nb. of units 2 units
Total power 150 kWac
Pnom ratio 1.12

Results summary

Produced Energy 225.61 MWh/year Specific production 1343 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 82.06 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7

**PVsyst V8.0.18**

VCE, Simulation date:
20/11/25 08:45
with V8.0.18

General parameters**Grid-Connected System**

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1**Fixed plane**

Tilt/Azimuth 2 / 180 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer Generic

Model Mono 700 Wp Twin half-cells bifacial
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 700 Wp

Array #1 - PV Array 1

Number of PV modules 120 units

Nominal (STC) 84.0 kWp

Modules 10 string x 12 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 77.0 kWp

U mpp 463 V

I mpp 166 A

Array #2 - PV Array 2

Number of PV modules 120 units

Nominal (STC) 84.0 kWp

Modules 10 string x 12 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 77.0 kWp

U mpp 463 V

I mpp 166 A

Total PV power

Nominal (STC) 168 kWp

Total 240 modules

Module area 746 m²Cell area 699 m²**Inverter**

Manufacturer Generic

Model GT3-75KL1
(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 75.0 kWac

Number of inverters 10 * MPPT 10% 1 unit

Total power 75.0 kWac

Operating voltage 180-800 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.12

No power sharing between MPPTs

Number of inverters 10 * MPPT 10% 1 unit

Total power 75.0 kWac

Operating voltage 180-800 V

Pnom ratio (DC:AC) 1.12

No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 150 kWac

Number of inverters 2 units

Pnom ratio 1.12

No power sharing

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s**DC wiring losses**

Global array res. 46 mΩ

Global wiring resistance 23 mΩ

Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.38 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



PVsyst V8.0.18

VCE, Simulation date:
20/11/25 08:45
with V8.0.18

Main results

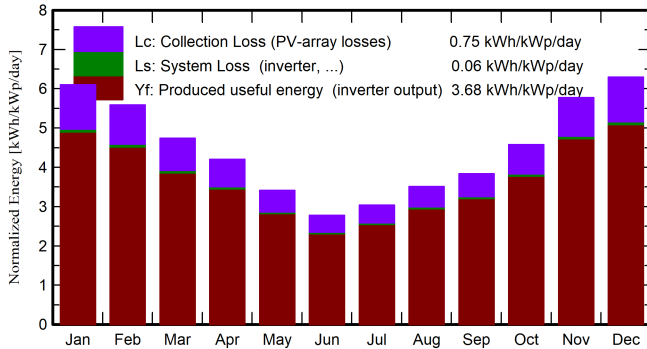
System Production

Produced Energy 225.61 MWh/year

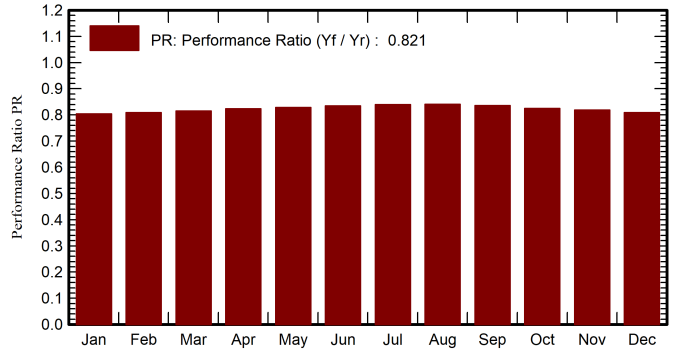
Specific production
Perf. Ratio PR

1343 kWh/kWp/year
82.06 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	188.9	92.64	25.74	189.2	178.7	25.92	25.54	0.804
February	157.1	79.93	25.43	156.5	148.2	21.60	21.27	0.809
March	148.8	69.76	24.03	147.0	138.7	20.43	20.12	0.815
April	128.7	54.84	21.53	126.0	118.0	17.69	17.42	0.823
May	109.3	43.78	18.71	105.9	98.0	14.96	14.73	0.828
June	86.3	37.93	16.37	83.3	76.8	11.87	11.68	0.834
July	97.4	39.15	15.37	94.1	87.2	13.50	13.28	0.840
August	111.3	57.81	16.74	108.8	101.7	15.61	15.37	0.841
September	116.6	67.56	18.43	115.2	108.0	16.43	16.17	0.836
October	142.8	77.67	21.22	141.9	133.8	19.97	19.67	0.825
November	173.5	89.20	22.50	173.3	164.1	24.19	23.83	0.819
December	194.7	95.76	24.72	195.2	185.0	26.91	26.51	0.808
Year	1655.6	806.04	20.87	1636.5	1538.2	229.08	225.61	0.821

Legends

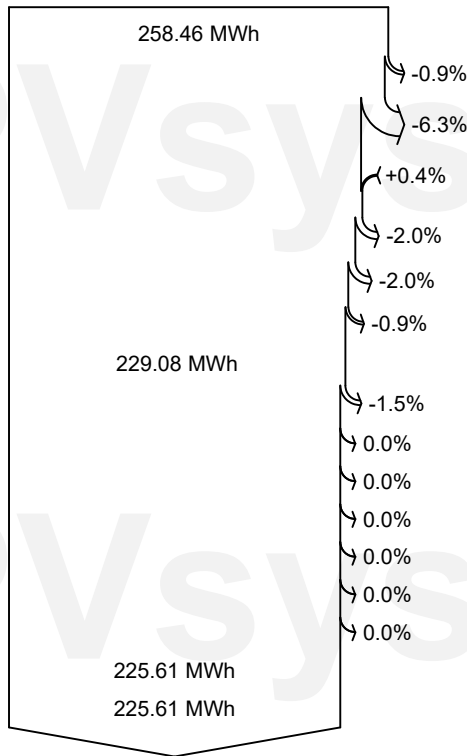
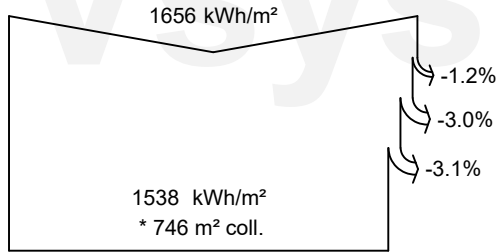
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



PVsyst V8.0.18

VCE, Simulation date:
20/11/25 08:45
with V8.0.18

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

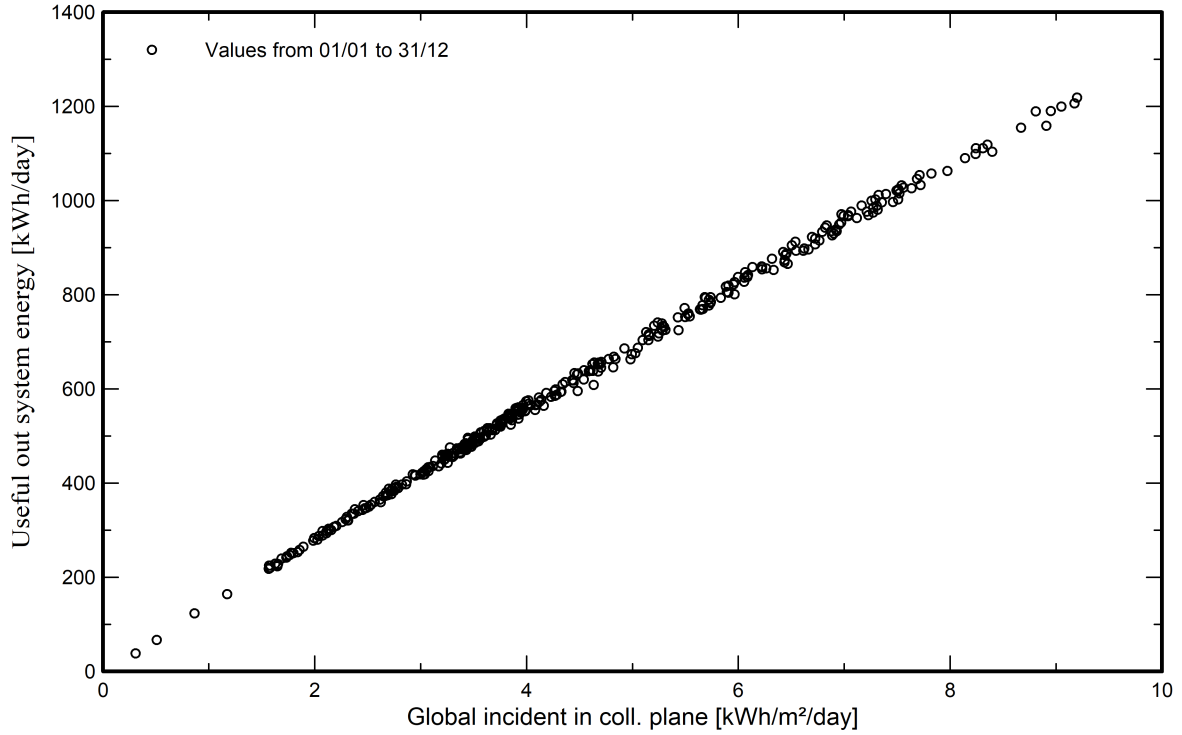


PVsyst V8.0.18

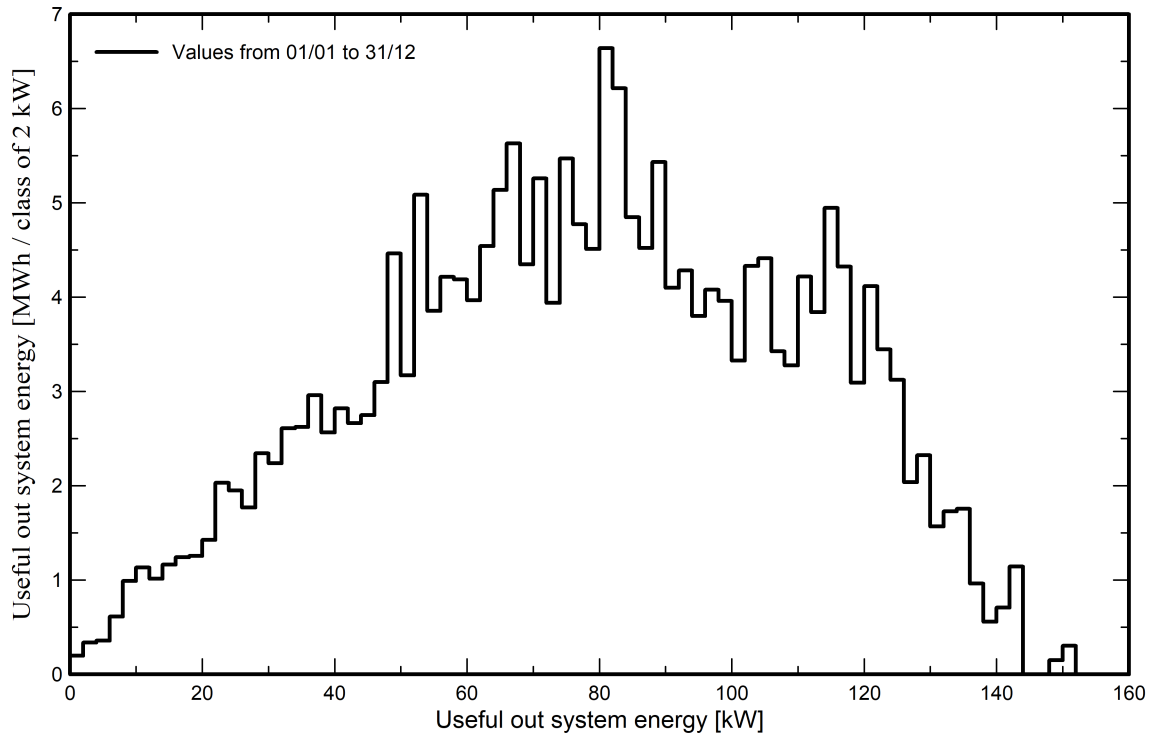
VCE, Simulation date:
20/11/25 08:45
with V8.0.18

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

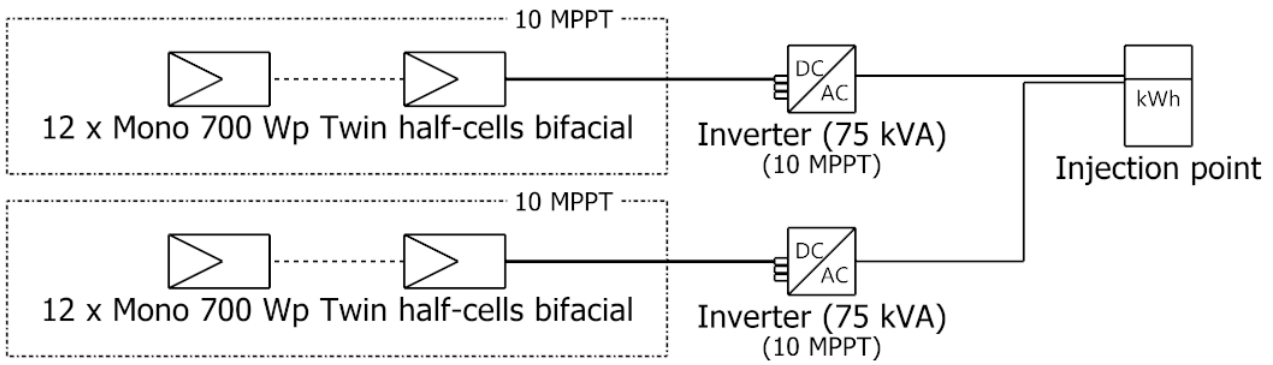




PVsyst V8.0.18

VCE, Simulation date:
20/11/25 08:45
with V8.0.18

Single-line diagram



PV module	Mono 700 Wp Twin half-cells bifacial
Inverter	GT3-75KL1
String	12 x Mono 700 Wp Twin half-cells bifacial

UFV CEM Ghislandi

VCE : UFV CEM Ghislandi Inclinação 2°
2x75kw Az180

20/11/25

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: UFV CEM Ghislandi

Variant: UFV CEM Ghislandi Inclinação 27° 2x75kw Az0

No 3D scene defined, no shadings

System power: 168 kWp

Balneário Camboriú - Brazil



Project: UFV CEM Ghislandi

Variant: UFV CEM Ghislandi Inclinação 27° 2x75kw Az0

PVsyst V8.0.18

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:24
with V8.0.18

Project summary

Geographical Site

Balneário Camboriú
Brazil

Situation

Latitude -27.01 °(S)
Longitude -48.63 °(W)
Altitude 13 m
Time zone UTC-3

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Balneário Camboriú
Meteonorm 8.2 (2006-2019), Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 27 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 240 units
Pnom total 168 kWp

Inverters

Nb. of units 2 units
Total power 150 kWac
Pnom ratio 1.12

Results summary

Produced Energy 247.20 MWh/year Specific production 1471 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 82.52 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



PVsyst V8.0.18

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:24
with V8.0.18

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
Orientation #1		Models used	
Fixed plane		Transposition Perez	
Tilt/Azimuth	27 / 0 °	Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
Near Shadings		User's needs	
no Shadings		Unlimited load (grid)	
Horizon			
Free Horizon			

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	Mono 700 Wp Twin half-cells bifacial (Original PVsyst database)	Model	GT3-75KL1 (Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	75.0 kWac
Array #1 - PV Array 1		Array #2 - PV Array 2	
Number of PV modules	120 units	Number of PV modules	120 units
Nominal (STC)	84.0 kWp	Nominal (STC)	84.0 kWp
Modules	10 string x 12 In series	Modules	10 string x 12 In series
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	77.0 kWp	Pmpp	77.0 kWp
U mpp	463 V	U mpp	463 V
I mpp	166 A	I mpp	166 A
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	168 kWp	Total power	150 kWac
Total	240 modules	Number of inverters	2 units
Module area	746 m ²	Pnom ratio	1.12
Cell area	699 m ²	No power sharing	
		Operating voltage	180-800 V
		Pnom ratio (DC:AC)	1.12
		No power sharing between MPPTs	
		Number of inverters	10 * MPPT 10% 1 unit
		Total power	75.0 kWac

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	46 mΩ			
		Uc (const)	20.0 W/m ² K	Global wiring resistance	23 mΩ			
		Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s	Loss Fraction	1.50 % at STC			
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.38 %	Loss Fraction	2.00 % at MPP			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.963	0.892	0.814	0.679	0.438	0.000



Project: UFV CEM Ghislandi

Variant: UFV CEM Ghislandi Inclinação 27° 2x75kw Az0

PVsyst V8.0.18

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:24
with V8.0.18

Main results

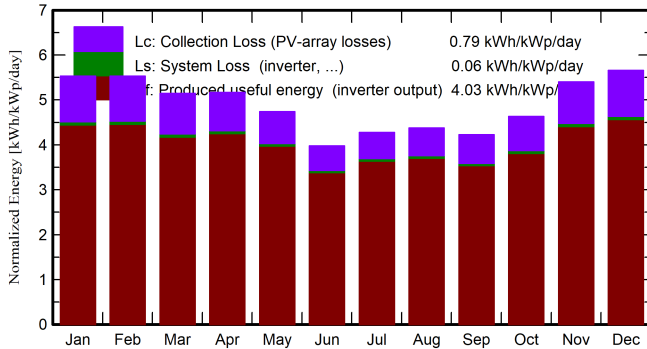
System Production

Produced Energy 247.20 MWh/year

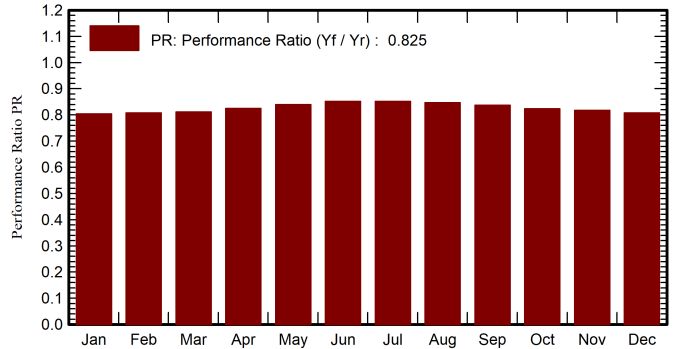
Specific production
Perf. Ratio PR

1471 kWh/kWp/year
82.52 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	188.9	92.64	25.74	171.4	161.7	23.52	23.17	0.805
February	157.1	79.93	25.43	154.8	146.9	21.33	21.00	0.808
March	148.8	69.76	24.03	159.6	151.6	22.11	21.77	0.812
April	128.7	54.84	21.53	154.9	147.6	21.77	21.46	0.824
May	109.3	43.78	18.71	146.9	140.2	21.02	20.72	0.839
June	86.3	37.93	16.37	119.3	113.9	17.31	17.05	0.851
July	97.4	39.15	15.37	132.6	126.7	19.25	18.96	0.851
August	111.3	57.81	16.74	135.7	129.3	19.60	19.31	0.847
September	116.6	67.56	18.43	126.8	120.2	18.12	17.84	0.837
October	142.8	77.67	21.22	143.7	135.9	20.19	19.88	0.824
November	173.5	89.20	22.50	162.0	152.9	22.59	22.24	0.817
December	194.7	95.76	24.72	175.4	165.5	24.17	23.79	0.807
Year	1655.6	806.04	20.87	1783.1	1692.5	250.98	247.20	0.825

Legends

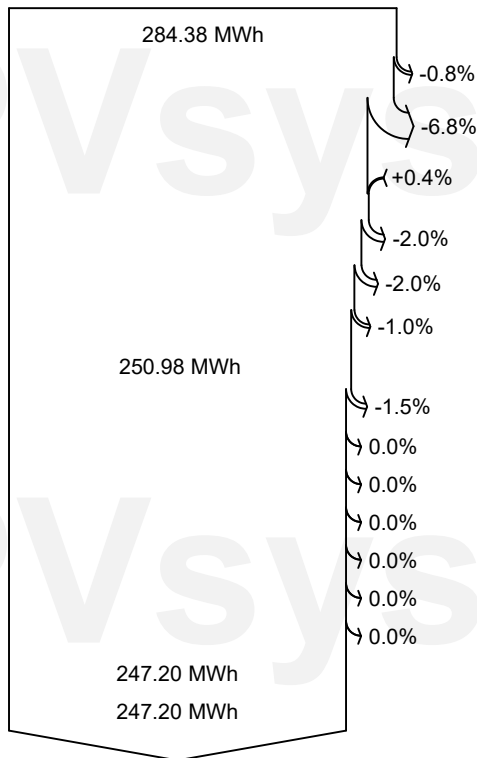
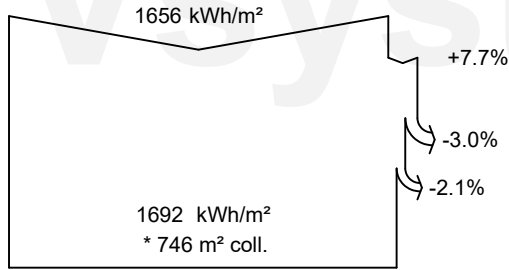
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



PVsyst V8.0.18

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:24
with V8.0.18

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

Soiling loss factor
IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level
PV loss due to temperature
Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)
Inverter Loss over nominal inv. power
Inverter Loss due to max. input current
Inverter Loss over nominal inv. voltage
Inverter Loss due to power threshold
Inverter Loss due to voltage threshold
Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

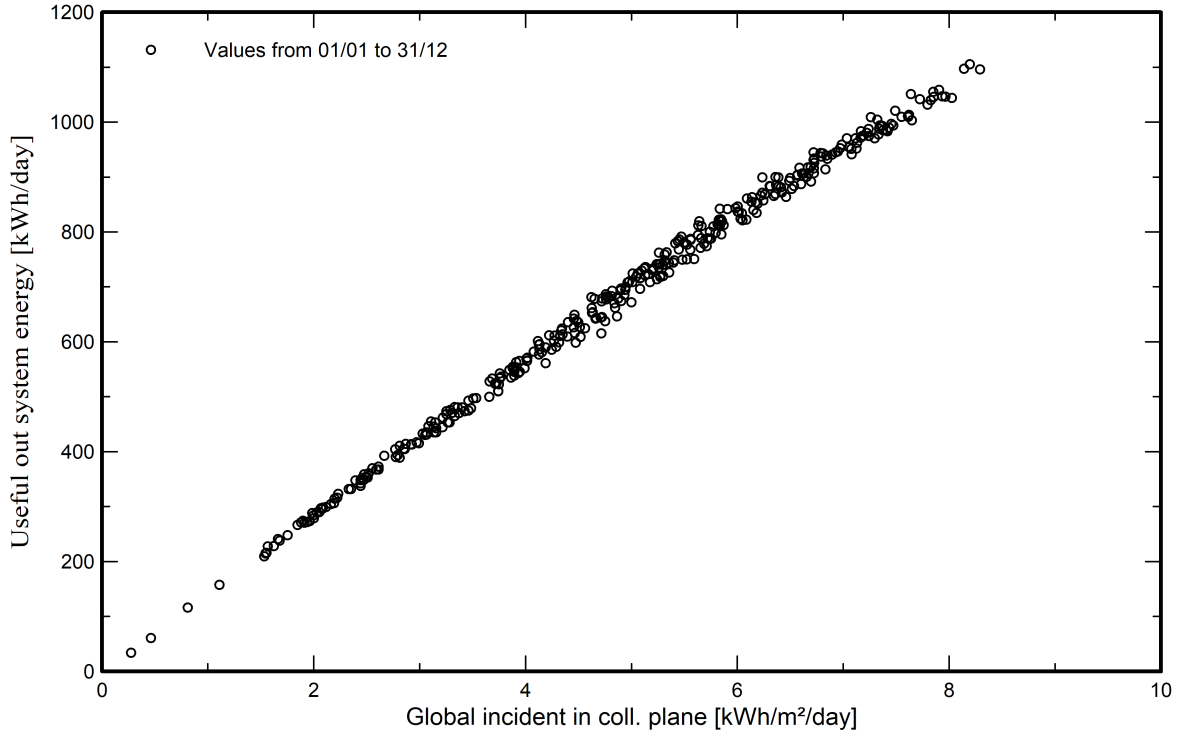


PVsyst V8.0.18

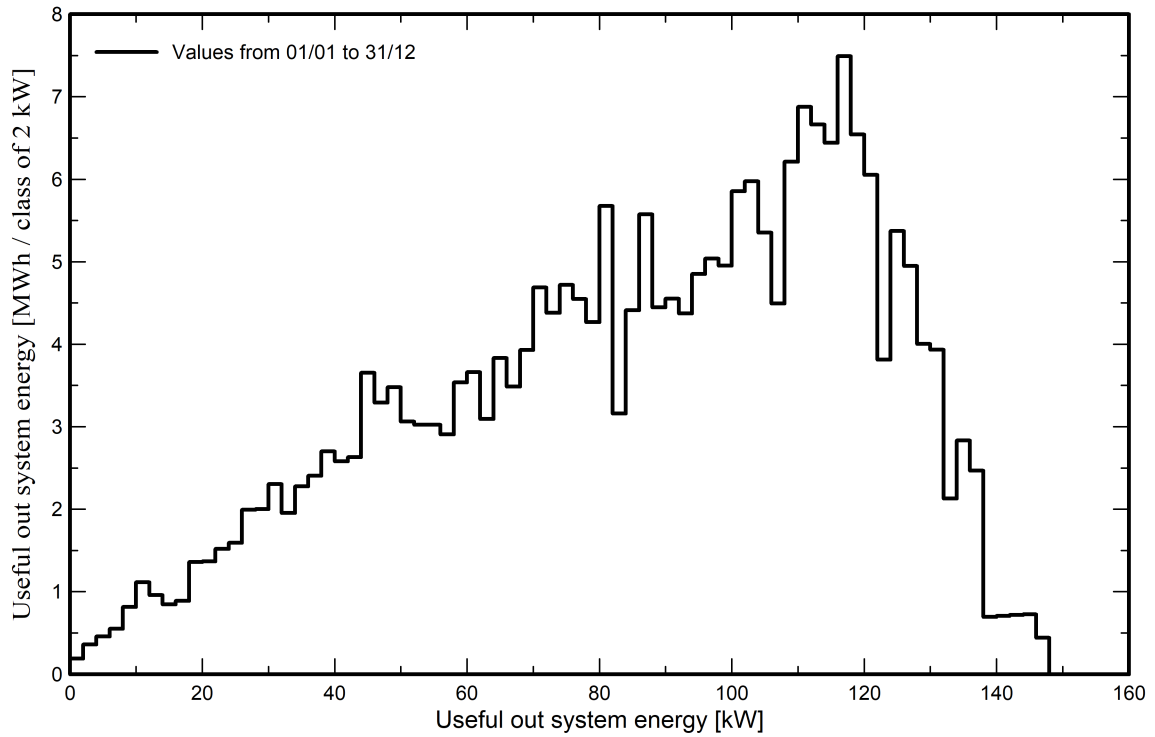
VCC, Simulation date:
20/11/25 08:24
with V8.0.18

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

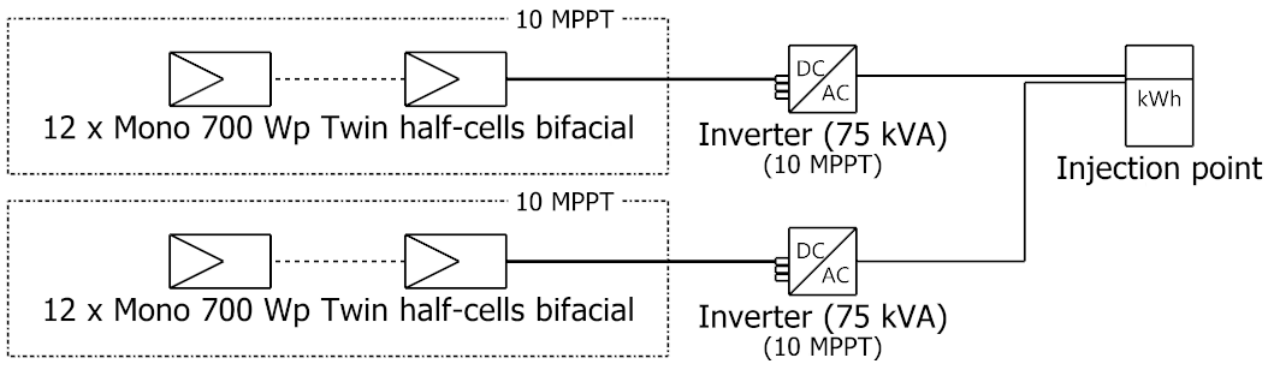




PVsyst V8.0.18

VCC, Simulation date:
20/11/25 08:24
with V8.0.18

Single-line diagram



PV module	Mono 700 Wp Twin half-cells bifacial
Inverter	GT3-75KL1
String	12 x Mono 700 Wp Twin half-cells bifacial

UFV CEM Ghislandi

VCC : UFV CEM Ghislandi Inclinação 27
° 2x75kw Az0

20/11/25