

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

ANA PAULA PADILHA NOWACZYKI

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONSIDERANDO A SATURAÇÃO DE
INVERSORES**

Alegrete

2020

ANA PAULA PADILHA NOWACZYKI

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONSIDERANDO A SATURAÇÃO DE
INVERSORES**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do
Pampa, como requisito parcial para
obtenção do Título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Guilherme Sebastião
da Silva

Alegrete

2020

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

N946e Nowaczyki, Ana Paula Padilha

Estudo da viabilidade técnica e econômica de um sistema
fotovoltaico considerando a saturação de inversores / Ana
Paula Padilha Nowaczyki.

102 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2020.

"Orientação: Guilherme Sebastião da Silva".

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Saturação do Inversor. I.
Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal do Pampa

ANA PAULA PADILHA NOWACZYKI

**ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONSIDERANDO A SATURAÇÃO DE INVERSORES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 02 de Dezembro de 2020.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Guilherme Sebastião da Silva
Orientador
UNIPAMPA

Prof. Dr. Felipe Bovolini Grigoletto
UNIPAMPA

Eng. Raul Ledur Kuhn

Esco GD



Documento assinado eletronicamente por **FELIPE BOVOLINI GRIGOLETTO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 02/12/2020, às 18:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Raul Ledur Kuhn, Usuário Externo**, em 02/12/2020, às 18:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Assinado eletronicamente por **GUILHERME SEBASTIAO DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 11/12/2020, às 15:40, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0417036** e o código CRC **E3A31D7B**.

Universidade Federal do Pampa, Campus Alegrete
Av. Tiarajú, 810 – Bairro: Ibirapuitã – Alegrete – RS CEP: 97.546-550

Telefone: (55) 3422-8400

Dedico essa conquista as pessoas mais
importantes da minha vida, meus pais,
Ana Rejane e Gilmar e ao meu namorado
João Carlos

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, pois sem Ele nada disso seria possível.

Aos meus pais, Gilmar e Ana Rejane, por todo esforço investido em minha educação, proporcionando a mim a oportunidade que eles mesmos não tiveram em suas vidas.

Ao meu namorado João Carlos, por me apoiar incondicionalmente, por compreender a minha dedicação a essa jornada, sem ele não seria possível concluir essa etapa de nossas vidas.

Ao meu professor orientador, Guilherme, por aceitar o convite e abraçar essa ideia imediatamente. Obrigada pela paciência e empenho, mas principalmente por sempre acreditar na minha capacidade.

Aos meus queridos amigos Amanda, Leonardo e Richard, não tenho palavras para descrever a importância de vocês nessa jornada. Obrigada pelas inúmeras horas de estudos, mas principalmente por tornarem meus dias na universidade mais alegres, espero que vocês continuem em minha vida.

A Zenir, minha avó postíça, que acolheu-me em sua casa, sempre incentivando-me a não desistir dos meus objetivos.

Por fim, agradeço a todos que se fizeram presentes ao longo desses anos, professores, colegas e familiares.

RESUMO

Para tornar possível a interligação entre um sistema fotovoltaico e a rede elétrica convencional é necessário utilizar inversores, os quais nada mais são que dispositivos eletrônicos responsáveis por converter a energia disponibilizada pelos módulos fotovoltaicos, que está em corrente contínua para corrente alternada. O dimensionamento de um inversor é baseado em sua potência nominal e nos parâmetros elétricos do sistema fotovoltaico, nesse sentido é possível apontar que o subdimensionamento do inversor em relação ao gerador fotovoltaico (potência do inversor inferior a potência do gerador) pode ser visto como uma possibilidade de redução de custos de implementação do sistema sem ocasionar perdas significativas ao mesmo. Essa opção de projeto se justifica pelo fato que os sistemas operam apenas em momentos esporádicos em condições de pico, o que ocorre devido a geração de energia depender principalmente da irradiância incidente sobre os módulos e a temperatura ambiente, as quais por sua vez são grandezas variáveis. Uma forma de analisar se o dimensionamento do sistema está sendo realizado corretamente é através do fator de dimensionamento de inversores, o qual é definido como a relação entre a potência nominal do inversor e a máxima potência, ou potência de pico, do gerador fotovoltaico.

Palavras-Chave: Sistema FV, SFVCR, inversor, subdimensionamento e FDI.

ABSTRACT

To make possible the interconnection between a photovoltaic system and the conventional electric network it is necessary to use inverters, which are electronic devices responsible to convert the energy coming from the photovoltaic modules, which are on direct current to alternative current. The inverter sizing is based on its nominal power and the photovoltaic system electrical parameters, therefore the inverter undersizing in relation to the photovoltaic generator (inverter power lower than the generator power) can be seen as a possibility to reduce the system implementation costs without causing significantly power loss. This project option is possible due the systems work only in sporadic peak conditions, because the energy generation depends mostly of the irradiance and modules temperature, which are variables. One way to analyze if the sizing is correct it is through inverter sizing factor, defined as the relation between the inverter nominal power and the photovoltaic generator maximum power, or peak power.

Key-Words: Grid-connected photovoltaic systems, inverter, inverter sizing factor, PV system e undersizing.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema FV Completo.....	20
Figura 2 - Circuito Equivalente Célula FV.....	21
Figura 3 - Classificação de inversores quanto o princípio de funcionamento	23
Figura 4 - Inversor Central.....	24
Figura 5 - Inversor <i>String</i>	25
Figura 6 - Inversor <i>MultiString</i>	25
Figura 7 - Módulo CA	26
Figura 8 - Determinação do Número de Módulos.....	33
Figura 9 - Diagrama de Blocos Metodologia.....	35
Figura 10 - Diagrama de Blocos Ângulo de Incidência Solar sobre o Módulo FV.....	35
Figura 11 - Diagrama de Blocos Irradiância Incidente sobre o Módulo FV	36
Figura 12 - Representação Gráfica (Visão isométrica).....	37
Figura 13 - Representação Gráfica (Visão Superior)	37
Figura 14 - Radiação direta, difusa e refletida sobre uma superfície inclinada	42
Figura 15 - Diagrama de Blocos Dados do Módulo FV	46
Figura 16 - Diagrama de Blocos Dados do Inversor.....	47
Figura 17 - Diagrama de blocos Modelo de Análise Econômica.....	48
Figura 18 - Trajetória do Ângulo de Declinação Solar em um Ano.....	57
Figura 19 - Trajetória do Ângulo Zenital em um Dia.....	57
Figura 20 - Ângulo Horário Solar em um Dia.....	57
Figura 21 - Ângulo de Incidência Solar em um Dia.....	58
Figura 22 - Irradiância Total Incidente sobre um Módulo FV.....	61
Figura 23 - Potência Total Gerada por um Módulo FV	63
Figura 24 - Potência Injetada na Rede em um dia Sistema 1.....	65
Figura 25 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 1	65

Figura 26 – Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 1 considerando a Saturação do Inversor.....	66
Figura 27 - Potência Injetada na Rede em um dia Sistema 2.....	68
Figura 28 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 2.....	68
Figura 29 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 2 considerando a Saturação do Inversor.....	69
Figura 30 - Potência Injetada na Rede em um dia Sistema 3.....	71
Figura 31 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 3.....	71
Figura 32 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 3 considerando a Saturação do Inversor.....	72
Figura 33 - Fluxo de caixa Sistema 1 Bandeira verde	74
Figura 34 - Fluxo de caixa Sistema 1 Bandeira amarela.....	75
Figura 35 - Fluxo de caixa Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 1	75
Figura 36 - Fluxo de caixa Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 2	76
Figura 37 - Fluxo de caixa Sistema 2 Bandeira verde	77
Figura 38 - Fluxo de caixa Sistema 2 Bandeira amarela.....	77
Figura 39 - Fluxo de caixa Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 1	78
Figura 40 - Fluxo de caixa Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 2	79
Figura 41 - Fluxo de caixa Sistema 3 Bandeira verde	80
Figura 42 - Fluxo de caixa Sistema 3 Bandeira amarela.....	80
Figura 43 - Fluxo de caixa Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 1	81
Figura 44 - Fluxo de caixa Sistema 3 Bandeira tarifária vermelha patamar 2.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela I - Valores de Radiação Solar Média Diária.....	30
Tabela II – Consumo de Energia Elétrica.....	31
Tabela III - Custo de Disponibilidade de Energia.....	31
Tabela IV - Variação das Tarifas de Energia Elétrica.....	49
Tabela V - Inflação Histórica do Brasil (IPC).....	50
Tabela VI - Potência do Gerador FV.....	54
Tabela VII - Número de Módulos.....	54
Tabela VIII - Dados do Inversor Solar.....	55
Tabela IX - Dados de Localização do Sistema.....	55
Tabela X - Ângulo de Incidência Solar Sobre um Módulo FV.....	56
Tabela XI - Estimativa da Irradiância Direta e Difusa Incidente sobre a Superfície Terrestre.....	59
Tabela XII - Estimativa da Irradiância Total Incidente Sobre um Módulo FV.....	60
Tabela XIII - Dados do Módulo FV.....	61
Tabela XIV - Estimativa da Potência Total Gerada por um Módulo FV.....	62
Tabela XV - Estimativa da Potência Injetada na Rede pelo Sistema 1.....	64
Tabela XVI - Dados do Sistema 1.....	64
Tabela XVII - Estimativa da Potência Injetada na Rede pelo Sistema 2.....	67
Tabela XVIII - Dados do Sistema 2.....	67
Tabela XIX - Estimativa da Potência Injetada na Rede pelo Sistema 3.....	70
Tabela XX - Dados Sistema 3.....	71
Tabela XXI - Custo Total dos Sistemas.....	73
Tabela XXII - Indicadores econômicos Sistema 1 Bandeira verde.....	74
Tabela XXIII – Indicadores econômicos Sistema 1 Bandeira amarela.....	75
Tabela XXIV - Indicadores econômicos Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 1.....	76
Tabela XXV - Indicadores econômicos Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 2.....	76

Tabela XXVI - Indicadores econômicos Sistema 2 Bandeira verde.....	77
Tabela XXVII - Indicadores econômicos Sistema 2 Bandeira amarela.....	78
Tabela XXVIII - Indicadores econômicos Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 1 ..	78
Tabela XXIX - Indicadores econômicos Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 2.....	79
Tabela XXX - Indicadores econômicos Sistema 3 Bandeira verde.....	80
Tabela XXXI - Indicadores econômicos Sistema 3 Bandeira amarela.....	81
Tabela XXXII - Indicadores econômicos Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 1 ...	81
Tabela XXXIII - Indicadores econômicos Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 2 ..	82
Tabela XXXIV - Comparações entre os Sistemas em relação a Energia Gerada	82
Tabela XXXV - Comparações entre Sistemas em relação ao FDI	83
Tabela XXXVI – Comparações entre os Sistemas em relação ao Custo Inicial	83
Tabela XXXVII - Comparações entre os Sistemas em relação ao Tempo de Retorno de Investimento	84
Tabela XXXVIII - Viabilidade econômica Sistema 1 Bandeira verde.....	91
Tabela XXXIX - Viabilidade econômica Sistema 1 Bandeira amarela.....	92
Tabela XL - Viabilidade econômica Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 1.....	93
Tabela XLI - Análise econômica Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 2.....	94
Tabela XLII - Análise econômica Sistema 2 Bandeira verde	95
Tabela XLIII - Análise econômica Sistema 2 Bandeira amarela.....	96
Tabela XLIV - Análise econômica Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 1.....	97
Tabela XLV - Análise econômica Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 2.....	98
Tabela XLVI - Análise econômica Sistema 3 Bandeira verde.....	99
Tabela XLVII - Análise econômica Sistema 3 Bandeira amarela.....	100
Tabela XLVIII - Análise econômica Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 1	101
Tabela XLIX - Análise econômica Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 2.....	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

i - Taxa de atratividade mínima do projeto;

ρ - Albedo;

α - Altitude solar;

δ - Ângulo de declinação solar;

θ - Ângulo de incidência;

Γ - Ângulo do dia;

ω - Ângulo horário do sol;

θ_z - Ângulo zenital do sol;

A_{FV} - Área do módulo FV;

γ_{FV} - Azimute do módulo FV;

γ_z - Azimute solar;

K_{FV} - Coeficiente de perda de potência em função da temperatura;

b_0 - Coeficiente de reflexão do vidro dos módulos FV;

C - Consumo médio mensal anual de energia elétrica;

I_{PMP} - Corrente no ponto de máxima potência;

Cd - Custo de disponibilidade de energia;

γ - Desvio azimutal do módulo;

η^{inv} - Eficiência do inversor;

η_{FV} - Eficiência do módulo FV;

E_0 - Fator de correção da excentricidade da órbita local;

r_b - Fator de correção geométrica;

f_{rfl} - Fator de reflexão dos módulos FV;

FC_j - Fluxo de caixa anual referente ao horizonte de planejamento;

β - Inclinação do módulo em relação à superfície horizontal;

K_t - Índice de limpidez atmosférica;

FC_0 - Investimento inicial;

\hat{i}_{difFV} - Irradiância difusa incidente sobre o módulo FV;

\hat{i}_{dif} - Irradiância difusa;

\hat{i}_{dirFV} - Irradiância direta incidente sobre o módulo FV;

\hat{i}_{dir} - Irradiância direta;

i_0 - Irradiância extraterrestre;

i - Irradiância global horizontal;

\hat{i}_{refFV} - Irradiância refletida incidente sobre o módulo FV;

\hat{i}_{FV} - Irradiância total incidente sobre o módulo FV;

ϕ - Latitude local;

HSP - Média diária anual de horas de sol pleno no plano dos módulos;

$N_{módulos}$ - Número de módulos FV;

$N_{módulos,max}$ - Número máximo de módulos;

$N_{módulos,min}$ - Número mínimo de módulos;

j - Período referente ao horizonte de planejamento;

$\hat{P}_{arranjo}$ - Potência do arranjo FV na condição padrão;

$\hat{P}G_{FVestimada}$ - Potência do gerador FV estimada;

$\hat{P}G_{FV}$ - Potência gerada pelo arranjo FV;

\hat{P}_{FV} - Potência gerada pelo módulo FV;

\hat{P}_{ca} - Potência injetada na rede;

$\hat{P}inv_{max}$ - Potência máxima do inversor;

$\hat{P}inv_{nom}$ - Potência nominal do inversor;

$\hat{P}_{módulo}$ - Potência nominal do módulo utilizado no sistema;

TD - Taxa de desempenho global do sistema;

t_{amb} - Temperatura ambiente;

\hat{t}_m - Temperatura do módulo FV;

V_{PMP} - Tensão no ponto de máxima potência;

V_{vent} - Velocidade média do vento;

ANELL - Agência Nacional de Energia Elétrica;

CA - Corrente Alternada;

CC - Corrente Contínua;

CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito;

dn - Dia do ano;

dt - Ajuste de horas;

E - Equação do tempo em horas;

EPE: Empresa de Pesquisa Energética;

FC - Fator de Capacidade;

FDI - Fator de Dimensionamento do Inversor;

FV - Sistema Fotovoltaico;

GMT - Ajuste de horas em graus;

G_{ref} - Irradiância em condições padrão;

hl - Hora local;

H_t - Irradiação no plano do arranjo;

ist - Hora solar em graus;

$P(t)$ - Potência entregue pelo sistema;

PMP - Ponto de Máxima Potência;

P_n - Potência nominal do sistema;

PR - Performance Ratio;

$PSTD$ - Potência do arranjo fotovoltaico em condições padrão;

RN - Resolução Normativa;

SFVCR - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede;

Si - Silício;

T - Período de integração;

TIR - Taxa Interna de Retorno;

TMA - Taxa Mínima Atrativa;

Voc - Tensão de Circuito Aberto;

VPL - Valor Presente Líquido;

YF - Produção Anual;

σ - Longitude do local.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	12
1.1 Objetivo Geral.....	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
1.3 Justificativa	17
1.4 Organização do Trabalho.....	17
2. CONCEITOS INICIAIS E REVISÃO DA BIBLIOGRAFIA	19
2.1 Sistemas Fotovoltaicos.....	19
2.2 Arranjo Fotovoltaico.....	20
2.3 Módulos Fotovoltaicos	20
2.4 Células Fotovoltaicas	21
2.5 Inversores	21
2.5.1 Classificação de Inversores Quanto o Princípio de Funcionamento .	22
2.5.2 Classificação de Inversores Utilizados em SFVCR.....	23
2.5.2.1 Inversor Central.....	23
2.5.2.2 Inversor String	24
2.5.2.3 Inversor Multistring.....	25
2.5.2.4 Módulo CA	26
2.5.3 Dimensionamento de Inversores.....	26

2.5.3.1 Fator de Dimensionamento de Inversores.....	27
3. METODOLOGIA.....	29
3.1 Dimensionamento de SFVCR.....	29
3.1.1 Avaliação do Recurso Solar.....	29
3.1.2 Perfil de Demanda da Unidade Consumidora.....	30
3.1.3 Seleção dos Módulos FV.....	31
3.1.4 Seleção do Inversor Solar.....	33
3.2 Estimativa da Potência Injetada na Rede.....	34
3.3 Modelo 1.....	35
3.3.1 Estimativa da Irradiância Solar Direta e Difusa na Superfície Terrestre.....	36
3.3.2 Fluxo Total da Radiação Solar Extraterrestre.....	36
3.3.2.1 Declinação Solar.....	37
3.3.2.2 Ângulo Horário do Sol.....	38
3.3.2.3 Ângulo Zenital do Sol.....	39
3.3.2.4 Irradiância Extraterrestre em uma Superfície Normal.....	39
3.3.2.5 Fluxo da Radiação Solar Total na Superfície Terrestre.....	40
3.3.2.6 Índice de Limpidez Atmosférica.....	41
3.3.2.7 Estimativa da Irradiância Difusa.....	41

3.3.2.8 Estimativa da Irradiância Direta.....	41
3.3.3 Estimativa da Irradiância Solar Incidente Sobre o Módulo Fotovoltaico.....	42
3.3.3.1 Azimute Solar	42
3.3.3.2 Azimute dos Módulos FV	43
3.3.3.3 Ângulo de Incidência Solar sobre os Módulos FV.....	43
3.3.3.4 Estimativa da Irradiância Direta Incidente sobre o Módulo FV...	43
3.3.3.5 Estimativa da Irradiância Difusa Incidente sobre o Módulo FV...	45
3.3.3.6 Estimativa da Irradiância Refletida Incidente sobre o Módulo FV	45
3.3.3.7 Estimativa da Irradiância Total Incidente sobre o Módulo FV	45
3.4 Modelo 2.....	46
3.4.1 Estimativa da Temperatura do Módulo FV.....	46
3.4.2 Estimativa da Potência Gerada pelo Módulo FV	47
3.5 Modelo 3.....	47
3.6 Análise Econômica.....	48
3.6.1 Indicadores de Viabilidade Econômica.....	49
3.6.1.1 Fluxo de Caixa.....	50
3.6.1.2 Valor Presente Líquido	50

3.6.1.3 Taxa Mínima Atrativa	51
3.6.1.4 Taxa Interna de Retorno	51
3.6.1.5 Período <i>Payback</i> simples.....	52
4. RESULTADOS	53
4.1 Determinação do Sistema	53
4.2 Estimativa da Potência Injetada na Rede.....	55
4.2.1 Modelo 1	55
4.2.2 Modelo 2	61
4.2.3 Modelo 3	63
4.2.3.1 Sistema 1.....	63
4.2.3.2 Sistema 2.....	66
4.2.3.3 Sistema 3.....	69
4.3 Análise de Viabilidade Econômica	72
4.3.1 Sistema 1.....	74
4.3.2 Sistema 2.....	76
4.3.3 Sistema 3.....	79
4.3.4 Comparação dos Resultados.....	82
5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS	85

5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	86
Anexo I.....	91
Anexo II	95
Anexo III.....	99

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética é estruturada em torno da geração centralizada, onde a oferta de energia é proveniente de grandes unidades de geração, que em sua maioria se localizam distantes dos centros de consumo, o que por sua vez implica em linhas de transmissão extensas e sistemas de distribuição complexos (ZILLES et al., 2012).

Em contrapartida a esse cenário existe a geração distribuída, a qual vem ganhando espaço no panorama mundial, contribuindo para a diversificação dos recursos primários presentes na matriz energética, possibilitando o uso de fontes renováveis e promovendo alívio em relação a dependência de recursos não renováveis.

A resolução normativa (RN) n ° 482/2012 da ANEEL foi fundamental para impulsionar os investimentos em geração distribuída no Brasil. Ela estabelece as condições gerais para que as micro e minigerações tenham acesso ao sistema de distribuição e compensação de energia elétrica.

A geração distribuída é caracterizada basicamente como a geração de energia próxima ao centro de consumo, sendo especificada em termos de capacidade instalada, forma de conexão à rede elétrica convencional, localização, tecnologias e recursos utilizados (ZILLES et al., 2012). São diversas as tecnologias empregadas neste contexto, podendo ser classificadas em convencionais (pequenas centrais hidroelétricas e motores a combustão) e não convencionais (sistemas fotovoltaicos, microturbinas, aerogeradores).

Os sistemas fotovoltaicos (FV) são amplamente empregados na geração distribuída tanto para o abastecimento de cargas isoladas quanto para a conexão com a rede elétrica convencional. A energia disponibilizada por esse tipo de sistema é oriunda de um processo chamado de efeito fotovoltaico, o qual consiste na transformação da energia contida na radiação luminosa em energia elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) correspondem a aplicação de maior destaque, tanto no Brasil quanto no mundo, em termos de

potência instalada, quando comparado aos sistemas isolados (PAIVA, 2016). A grande vantagem da conexão destes sistemas é em relação a redução da utilização de fontes não renováveis, já que a energia proveniente do sol é um recurso renovável e inesgotável. Além disso, os SFVCR promovem a redução da demanda no horário de pico dos grandes centros de consumo.

Os principais componentes de um SFVCR são os módulos FV (os quais constituem o gerador FV), os inversores e os medidores. O dimensionamento deste tipo de sistema está relacionado intrinsecamente ao melhor custo/benefício em relação ao investimento, pois mesmo com todos os incentivos e avanços empregados nesta tecnologia, ainda é um investimento considerável e com tempo de retorno relativamente alto.

A REN 687/2015 da ANEEL, que no caso é a atualização da REN 482/2012, estabelece que a energia injetada na rede pelos sistemas FV é utilizada para abater integralmente a energia consumida, considerando todas as componentes tarifárias, ou seja, a energia injetada é valorada conforme a tarifa de energia estabelecida pela concessionária local. Nesse sentido, quanto maior for o valor praticado pela concessionária, menor será o tempo do retorno do investimento.

Porém, a partir do ano de 2018, essa forma de compensação de energia elétrica passou a ser questionada, desta maneira, a normativa, está novamente em processo de revisão, até os dias atuais. Discute-se algumas alternativas referentes a proposta da energia injetada na rede não ser mais valorada de forma a considerar todas as componentes tarifárias, o que implicaria, conseqüentemente em um maior tempo de retorno de investimento. Assim, se tornara imprescindível estabelecer formas de otimização do projeto de SFVCR, de forma a garantir que todas essas questões não inviabilizem o investimento.

O dimensionamento dos SFVCR pode ser dividido em duas etapas: dimensionamento do gerador FV e do inversor solar, porém primeiramente é

necessário compreender a relação entre ambos. Nestes sistemas o arranjo FV disponibiliza a energia em forma contínua (CC), enquanto a rede elétrica apresenta forma alternada (CA), sendo assim é necessário utilizar inversores, que nada mais são que conversores CC/CA, a fim realizar a interconexão entre ambos. Desta forma, a conexão entre o gerador FV e o inversor é um aspecto que deve ser muito bem projetado, pois problemas de dimensionamento acarretam em perdas de potência ou aumento do sistema (COSTA, 2010).

A fim de obter-se a energia de saída máxima de um SFVCR, a potência nominal do inversor deve ser compatível com a potência nominal do gerador FV (MACÊDO, 2006). A potência do inversor pode ser considerada como sendo a máxima potência útil que ele pode fornecer continuamente, já a potência do gerador pode ser estimada a partir da metodologia apresentada neste trabalho, a qual leva em consideração a irradiância incidente sobre o módulo, temperatura, local e forma de instalação do mesmo. Sendo assim, os sistemas FV devem ser projetados de modo a não subutilizar e nem sobrecarregar o inversor, o que garante que o sistema tenha a melhor relação custo/benefício possível. Porém estimar esta relação não é uma tarefa simples.

Diversos autores apontam o subdimensionamento do inversor em relação ao gerador FV (potência do inversor inferior à potência do gerador) como uma possibilidade de redução de custos de um SFVCR, sem ocasionar perdas significativas para o sistema (ZILLES et al., 2012) (PAIVA, 2016) (MACÊDO, 2006) (COSTA, 2010).

Essa opção de projeto se justifica pelo fato que os sistemas FV operam apenas em momentos esporádicos em condições de pico (com irradiância próxima a 1000 W/m^2), o que por sua vez ocorre devido à geração de energia depender principalmente da irradiância incidente sobre os módulos FV e a temperatura ambiente, as quais são grandezas variáveis. Geralmente os módulos são submetidos a

níveis de temperatura mais elevados que os nominais (25°C) (MACÊDO, 2006), o que implica na redução de potência de saída do gerador, além disso, climas com baixa irradiância ou curta duração dos valores de pico também garantem que o limite de carregamento máximo do inversor seja pouco utilizado.

Todavia, se o subdimensionamento do inversor for excessivo, o sistema passa a operar de forma saturada, pois o arranjo FV pode estar gerando uma potência muito superior à do inversor, o que resulta na incapacidade de conversão do total da energia gerada. Em contrapartida, se o inversor utilizado no SFVCR tiver sua potência consideravelmente superior à do arranjo, toda potência gerada em qualquer circunstância poderá ser convertida em energia, porém aumentar excessivamente a potência do inversor implica que o mesmo irá operar em baixo regime de carregamento, resultando na redução de sua eficiência. Além disso, o emprego de inversores de potências elevadas implicam no aumento do custo do sistema FV (COSTA, 2010).

A fim de avaliar os aspectos apresentados anteriormente deve ser considerado o fator de dimensionamento do inversor (FDI), que é basicamente a razão entre a potência do inversor e do gerador. O FDI é uma variável que deve ser considerada no projeto, sendo obtida através de simulação numérica a partir dos dados de irradiância e temperatura local, a fim de assegurar a melhor relação custo/benefício do sistema (PAIVA, 2016).

Sendo assim, para estimar o FDI de forma mais realista possível é necessário realizar uma avaliação minuciosa das condições locais de geração, sendo elas a posição geográfica, o nível de irradiância incidente sobre os módulos FV e a temperatura dos mesmos. Estes parâmetros estipulam as características nominais de operação do sistema e conseqüentemente implicam no dimensionamento ideal do mesmo.

Considerando tudo o que foi exposto anteriormente, propõe-se por meio dessa pesquisa a avaliação numérica do FDI para o projeto de um SFVCR, considerando

como local de instalação a cidade de Alegrete – RS, sendo que para isso é apresentada uma metodologia de cálculo para estimativa da irradiância incidente sobre os módulos FV observando dados climáticos horários. Assim, o ponto ótimo de operação do sistema, foi estipulado de forma a delimitar a faixa de subdimensionamento ideal do inversor, a fim de que não ocorram prejuízos em relação à eficiência do sistema e consequentemente a perda de geração de energia, e ao mesmo tempo garantir que o custo de implementação do mesmo, seja reduzido.

1.1 Objetivo Geral

Dada a contextualização apresentada, este trabalho tem como objetivo geral definir a relação ideal entre a potência do gerador FV e a potência do inversor utilizando a avaliação do FDI.

1.2 Objetivos Específicos

- Revisar as metodologias presentes na literatura para dimensionamento de sistemas FV;
- Coletar publicações que apresentem dados sobre subdimensionamento de inversores;
- A partir das metodologias já existentes na literatura estruturar uma metodologia para estimativa de geração de energia em SFVCR com dados climáticos locais horários;
- Realizar um estudo de caso para um SFVCR projetado para a cidade de Alegrete – RS;
- Analisar a operação deste sistema com inversores operando de forma nominal, subdimensionada e saturada;
- Verificar a viabilidade técnica deste sistema;
- Verificar a viabilidade econômica, bem como o tempo de retorno deste investimento.

1.3 Justificativa

É notável a crescente busca por fontes de energia renováveis, dentre elas destaca-se a energia solar, a qual está sendo amplamente visada no Brasil neste momento, em virtude do seu grande potencial de geração. Porém, mesmo com os incentivos governamentais, como por exemplo a REN 482/2012 (a qual foi atualizada para REN 687/2015 e está passando novamente pelo processo de atualização) e o desenvolvimento desta tecnologia, os SFVCR ainda são um investimento consideravelmente alto.

Desta forma, a proposta de subdimensionamento do inversor pode ser aplicada a fim de garantir a redução de uma parcela deste investimento, pois o inversor representa um percentual considerável do custo do SFVCR.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho é composto por cinco capítulos:

O capítulo 1 expõe o assunto deste trabalho, trazendo uma breve contextualização sobre o mesmo. Abrange a problemática em questão e os objetivos gerais e específicos deste trabalho.

O capítulo 2 retrata uma breve revisão bibliográfica sobre o assunto, explanando os conceitos iniciais sobre sistemas FV, principalmente sobre SFVCR. Apresenta também as topologias de inversores, características de dimensionamento dos mesmos.

O capítulo 3 apresenta a metodologia para dimensionamento do SFVCR, abrange a estimativa de geração de energia do sistema FV e apresenta o método para dimensionamento da potência do inversor e conseqüentemente do seu FDI. Além disso este capítulo conta com a metodologia proposta para a análise do investimento em questão.

O capítulo 4 expõe os resultados desta pesquisa, comparando os três sistemas propostos, tanto em relação a viabilidade técnica quanto em relação a viabilidade econômica dos mesmos.

O capítulo 5 abrange as considerações finais desta pesquisa, bem como sugestões para trabalhos futuros.

2. CONCEITOS INICIAIS E REVISÃO DA BIBLIOGRAFIA

Inicialmente este capítulo apresenta os conceitos básicos sobre sistemas fotovoltaicos, principalmente no que diz respeito aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, tendo como foco os inversores. Nesse contexto é abordado o dimensionamento e o fator de dimensionamento de inversores, bem como as respectivas classificações.

2.1 Sistemas Fotovoltaicos

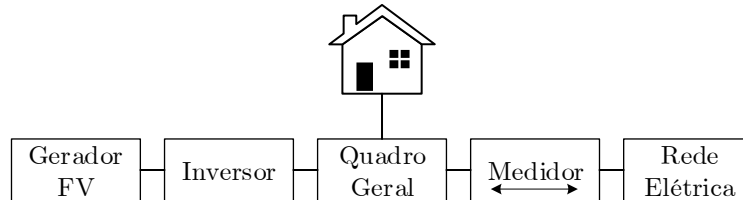
Os sistemas fotovoltaicos (FV) podem ser caracterizados basicamente como um conjunto de equipamentos capazes de transformar a energia solar em energia elétrica, ou seja, utilizam o sol como fonte primária de energia (COSTA, 2010). Estes sistemas podem ser conectados à rede elétrica (*on grid*) ou não conectados à rede elétrica (*off grid*), ou serem ambos os casos, classificados como sistemas híbridos.

Os sistemas *off grid* são ditos sistemas isolados e autônomos, justamente pela característica de não conexão com a rede elétrica, sendo utilizados geralmente em locais remotos onde a conexão é de difícil acesso. Estes sistemas são compostos por módulos FV, inversores, elementos de proteção, controladores de carga e acumuladores de energia (FUSANO, 2013).

Em contrapartida aos sistemas autônomos, os sistemas fotovoltaicos conectados (SFVCR) são utilizados em lugares já atendidos pela rede elétrica, operando de forma conjunta com as grandes centrais geradoras. Sendo assim este tipo de sistema pode ser visto como uma forma de geração distribuída, onde a energia produzida pelo SFVCR é consumida em tempo real pela carga. Porém, quando a demanda é maior que a capacidade do arranjo a carga passa a consumir a energia proveniente da rede convencional e se a demanda das cargas for inferior à potência disponibilizada pelo sistema, o mesmo passa a injetar o excedente na rede (PEREIRA; GONÇALVES, 2008), dispensando assim o uso de acumuladores. Tais aspectos são regulamentados pela normativa 687/2015 da ANEEL.

Os SFVCR são compostos pela rede elétrica, módulos FV, inversores e medidores bidirecionais, os quais são utilizados para computar a energia consumida e injetada na rede convencional, como pode ser observado na Figura 1.

Figura 1 - Sistema FV Completo



Fonte: Autora.

2.2 Arranjo Fotovoltaico

Os arranjos FV, também conhecidos como geradores FV, são compostos por associações de módulos, os quais por sua vez são constituídos por associações de células FV, sendo conectadas de forma a produzir corrente e tensão suficientes para utilização da energia (PAIVA, 2016). Sendo assim o número de células conectadas em um módulo depende dos níveis de tensão e corrente desejadas.

2.3 Módulos Fotovoltaicos

Como dito anteriormente, um módulo FV é constituído pela união de células FV, sendo normalmente de 36 a 216 células (PINHO; GALDINO, 2014). Essas células podem ser associadas em série e/ou paralelo, dependendo dos parâmetros elétricos, como tensão, corrente e potência, necessários para aplicação deste módulo.

Quando as células são conectadas em série, a corrente resultante nessa associação permanece a mesma, porém o mesmo não acontece com a tensão, a qual é obtida através do somatório das respectivas tensões individuais de cada célula. Na associação em paralelo, acontece exatamente o oposto, a tensão permanece a mesma e a corrente resultante é estimada através do somatório das correntes individuais de cada célula, proporcionando assim um incremento na corrente total (PINHO; GALDINO, 2004).

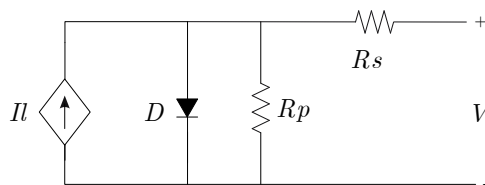
Os aspectos descritos acima, referentes às tensões e correntes nas associações em série e paralelo, não são apenas válidos para conexões entre células, também são aplicáveis para conexões entre módulos e arranjos. Porém, assumir que as correntes individuais são iguais, ou que as tensões individuais são as mesmas, significa afirmar que os módulos estão operando sob as mesmas condições de temperatura e radiação, o que em geral não é totalmente verdadeiro.

2.4 Células Fotovoltaicas

A conversão de energia solar em energia elétrica é obtida a partir de células FV, através do efeito fotoelétrico. As células são, em sua grande maioria, fabricadas utilizando lâminas de silício (Si), mono ou policristalino, devido ao maior rendimento deste material, quando comparado à outros materiais semicondutores (PAIVA, 2016).

A Figura 2 apresenta um circuito equivalente de uma célula FV, sendo R_s e R_p as resistências série e paralelo respectivamente e a junção pn estando exemplificada pelo diodo. A resistência série está presente nesta topologia em virtude da junção metal-semicondutor, e a resistência em paralelo é oriunda dos pontos de curto-circuito da junção pn (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 2 - Circuito Equivalente Célula FV



Fonte: Autora.

2.5 Inversores

Para tornar possível a interligação entre um sistema FV e a rede elétrica convencional é necessário utilizar inversores, ou seja, conversores CC/CA, a fim de adequar as características de energia disponibilizada pelos módulos FV, corrente contínua (CC), aos padrões da rede elétrica convencional, corrente alternada (CA),

bem como monitorar a operação do sistema como um todo (PEREIRA; GONÇALVES, 2008).

Através do controle de corrente e tensão, os inversores são capazes de realizar o rastreamento do ponto de máxima potência (PMP), o qual pode ser definido como o “ponto” onde a potência gerada pelos módulos atinge seu valor máximo, sendo que este ponto varia constantemente, devido às mudanças de temperatura e irradiância (ARAUJO; RANK; BUENO, 2016).

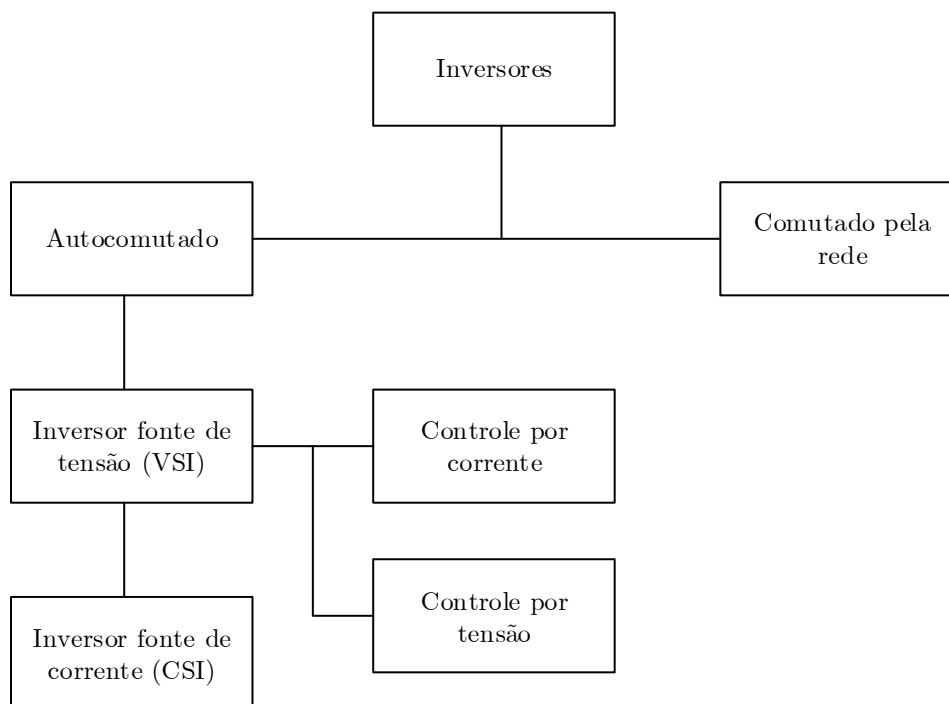
Outra função importante do inversor é sua capacidade de reconhecer os níveis de corrente, tensão e frequência aceitáveis para serem injetadas na rede elétrica convencional, além do mais, o inversor possibilita que o sistema FV possa ser isolado da rede de distribuição quando esta não estiver energizada, a fim de estabelecer as condições de segurança necessárias para operação do sistema.

Existem no mercado diversos tipos de inversores, sendo especificados em relação ao tipo de sistema que serão empregados. Para os sistemas isolados, o inversor recebe a energia proveniente de armazenadores, os quais em sua maioria são baterias, e transforma a tensão contínua em uma onda senoidal, sem que haja alguma referência externa (MACHADO; CORREA, 2015). Já para os sistemas conectados existe uma conexão, propriamente dita, entre a rede convencional e o inversor, o que implica na necessidade de adequação da tensão CA de saída do inversor.

2.5.1 Classificação de Inversores Quanto o Princípio de Funcionamento

Os inversores podem ser classificados em dois grandes grupos de acordo com o seu modo de comutação: autocomutados (comutação forçada) e comutados pela rede (comutação natural), como pode ser observado na Figura 3. Para os inversores autocomutados o controle do processo de inversão é estabelecido pelo próprio equipamento, já para os inversores comutados pela rede esse processo é controlado tendo como base a tensão da rede elétrica.

Figura 3 - Classificação de inversores quanto o princípio de funcionamento



Fonte: Adaptado Pinho e Galdino (2014, p 218).

2.5.2 Classificação de Inversores Utilizados em SFVCR

De modo geral os inversores utilizados em SFVCR, podem ser classificados em quatro configurações distintas: inversor central, inversor *string*, inversor *multistring* e módulo CA (PAIVA, 2016).

2.5.2.1 Inversor Central

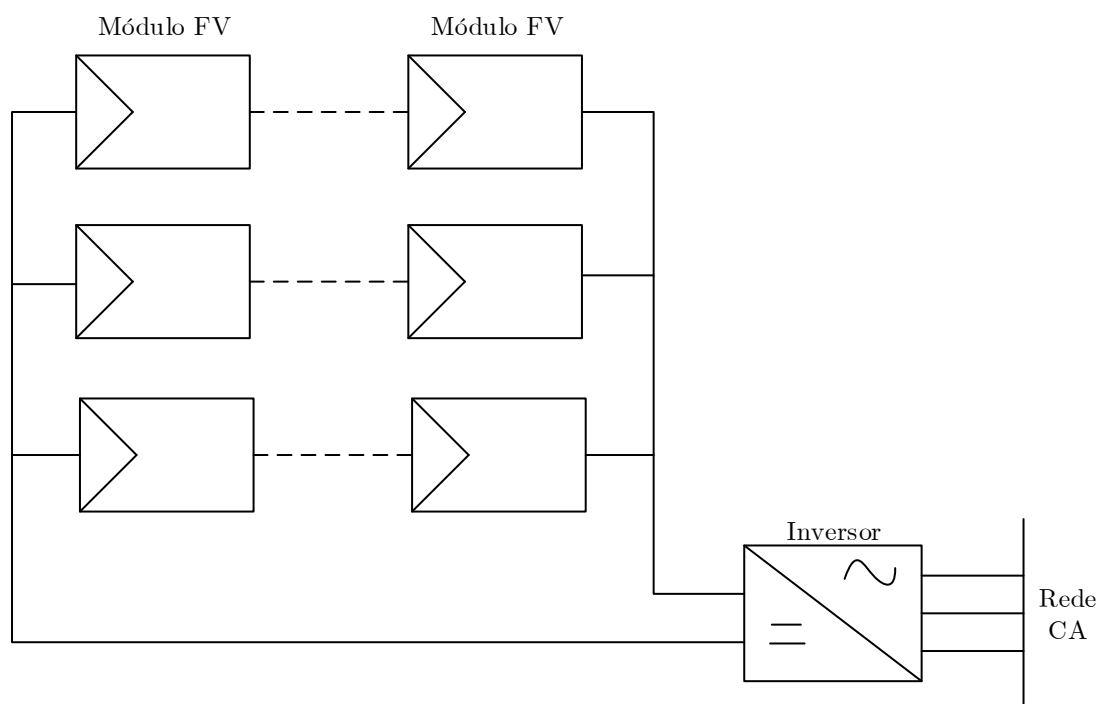
A Figura 4 representa a configuração inversor central, onde os módulos são conectados em série formando fileiras, as quais por sua vez são dispostas em paralelo, garantindo assim elevados níveis de potência, para enfim serem interligados a um único inversor conectado à rede (RAMPINELLI; LEITE, 2008).

A principal vantagem desta configuração está relacionada à diminuição de custos, devido às baixas correntes que circulam nos condutores possibilitando a redução de suas seções. Além disso, é uma estrutura consideravelmente simples.

A desvantagem deste sistema está relacionada à sua baixa confiabilidade, pois no caso de falhas toda instalação fica comprometida. Além disso, nesta configuração

não existe a possibilidade que a busca do PMP seja independente para cada série de módulos, assim o fenômeno de sombreamento afeta amplamente esta topologia.

Figura 4 - Inversor Central

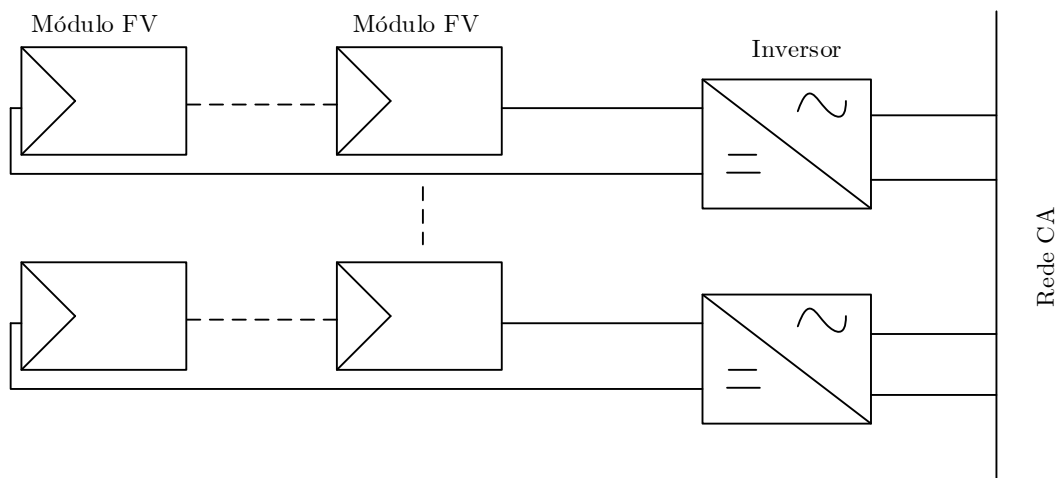


Fonte: Adaptado Paiva (2016, p 47).

2.5.2.2 Inversor String

Na configuração inversor *string* cada fileira de módulos em série é conectada a um inversor, como mostra a Figura 5. Desta forma, as perdas por sombreamento são reduzidas, justamente pelo fato do reconhecimento do PMP ser realizado para cada série e, assim, a eficiência e a confiabilidade do sistema aumentam (RAMPINELLI; LEITE, 2008). Porém, como desvantagem esse modelo apresenta um aumento de custos, pois são necessários mais inversores de menor potência, quando comparado ao inversor central.

Esse tipo de configuração é adequada para microgeração (até 10 kWp de potência instalada) (PINHO; GALDINO, 2014).

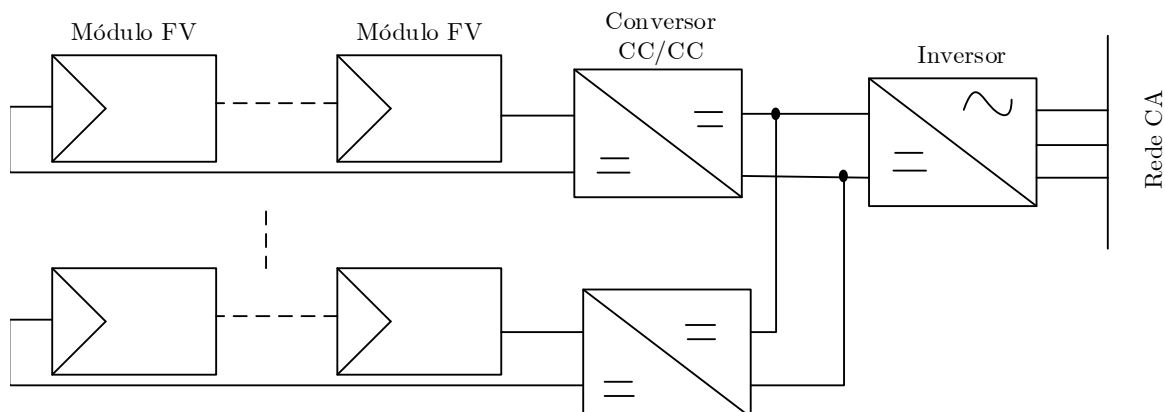
Figura 5 - Inversor *String*

Fonte: Adaptado Paiva (2016, p 47).

2.5.2.3 Inversor Multistring

Na configuração de inversor *multistring*, representada pela Figura 6, os módulos são conectados em diferentes grupos e em configurações de instalações distintas. Esses grupos são conectados a conversores CC/CC, possibilitando assim maior flexibilidade do sistema quanto à busca do PMP.

Essa topologia é adequada principalmente para instalações urbanas, justamente pelo fato dos sistemas FV, nestes casos serem geralmente instalados em telhados, onde cada linha de módulos pode estar submetida à diferentes orientações e conseqüentemente à diferentes condições de sombreamentos e/ou irradiância (PINHO; GALDINO, 2014).

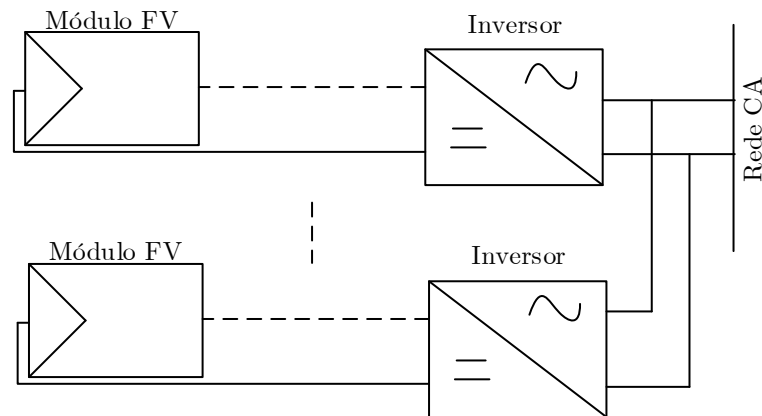
Figura 6 - Inversor *MultiString*

Fonte: Adaptado Paiva (2016, p 47).

2.5.2.4 Módulo CA

Nessa configuração os inversores com módulo CA, também conhecidos como inversores com módulo integrado, apresentam um único módulo conectado em seus terminais, como pode ser observado na Figura 7, desta forma cada inversor opera de forma independente, permitindo que o sistema esteja constantemente no PMP (ARAÚJO; RANK; BUENO, 2016). Uma das grandes desvantagens deste sistema é seu alto custo, bem como a incompatibilidade de vida útil entre módulos e inversor.

Figura 7 - Módulo CA



Fonte: Adaptado Paiva (2016, p 47).

2.5.3 Dimensionamento de Inversores

O dimensionamento de um inversor é baseado em sua potência nominal e nos parâmetros elétricos do sistema FV. Cada modelo de inversor apresenta uma faixa de operação de tensão e potência, as quais são estabelecidas pelo fabricante (VIANA, 2018). Após o dimensionamento do sistema FV é possível definir a potência total do mesmo, sendo que tal potência deve ser compatível com a potência nominal do inversor. A máxima potência que o inversor é capaz de injetar na rede é a máxima potência nominal CA.

Como ressaltado anteriormente, um sistema FV deve respeitar o limite de operação do inversor especificado pelo fabricante. Todavia quando subdimensionado o inversor, ou seja, quando o inversor possuir uma potência nominal inferior à potência do gerador FV, pode-se obter mais de uma opção para projetar o sistema, porém essa

faixa de subdimensionamento deve ser estipulada criteriosamente a fim de não ocasionar perdas no sistema.

2.5.3.1 Fator de Dimensionamento de Inversores

O fator de dimensionamento de inversores (FDI), pode ser definido como a relação entre a potência nominal do inversor e a máxima potência, ou potência de pico, do gerador FV. Quando ajustado corretamente, permite ao sistema, a máxima utilização da energia gerada, com maior eficiência (COSTA, 2010). O FDI pode ser expresso pela Equação 2.1 ressaltando-se que se trata de uma grandeza adimensional.

$$FDI = \frac{\hat{P}_{inv_{nom}}}{\hat{P}_{arranjo}} \quad (2.1)$$

Onde:

$\hat{P}_{inv_{nom}}$: Potência nominal em corrente alternada do inversor;

$\hat{P}_{arranjo}$: Potência do arranjo FV na condição padrão.

Para determinar a potência do arranjo pode-se empregar a Equação 2.2.

$$\hat{P}_{arranjo} = N_{módulos} \cdot \hat{P}_{módulo} \quad (2.2)$$

Onde:

$N_{módulos}$: Número de módulos do arranjo;

$\hat{P}_{módulo}$: Potência nominal do módulo utilizado no sistema.

O fator FDI deve ser estipulado levando em consideração o local de operação do sistema, a fim de garantir a otimização do mesmo, como dito anteriormente. Os fabricantes recomendam uma faixa de FDI que varia de 0,75 a 0,85, em condições padrões de teste. Além disso, esse fator auxilia a estipular uma possível margem de expansão para o sistema, justamente porque não é necessário que o FDI seja unitário, desta forma, torna-se viável agregar mais módulos ao arranjo, sem necessitar a troca do inversor.

O FDI é baseado na relação entre custo e benefício, tendo como objetivo compensar as perdas de potência entre o arranjo e o inversor (VIANA, 2018). Assim, para determinar a melhor relação entre inversor/gerador é necessário avaliar tanto o ponto de vista da energia gerada, ou seja, maior produção anual, quanto o ponto de vista econômico, menor custo de kWh gerado.

3. METODOLOGIA

Este capítulo visa estruturar uma metodologia para dimensionamento e projeto de SFVCR. Sendo assim, esta metodologia é dividida em duas partes principais, a primeira parte consiste em definir o SFVCR propriamente dito, ou seja, o número de módulos e o inversor, bem como estimar a potência que está sendo injetada na rede por este mesmo sistema, considerando a saturação do inversor em relação a variação do número de módulos. Já a segunda parte é responsável pela análise econômica deste sistema, a fim de determinar o número de módulos ideal para o caso em questão.

3.1 Dimensionamento de SFVCR

Como estabelecido anteriormente esta metodologia propõe-se em dimensionar um SFVCR, tendo como referência a cidade de Alegrete/RS, onde serão analisadas as condições climáticas e coordenadas geográficas da região.

3.1.1 Avaliação do Recurso Solar

O SFVCR deve ser dimensionado de forma a atender a demanda de uma unidade consumidora localizada na cidade de Alegrete no estado do Rio Grande do Sul.

De posse das coordenadas geográficas do local de instalação (latitude: 29° Sul e longitude: 55° Oeste) é possível obter, através do banco de dados disponibilizado pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB, 2020), os dados referentes a radiação solar média no plano horizontal e inclinado, os quais estão dispostos na Tabela I.

Como a cidade de Alegrete não possui estação meteorológica própria, os valores apresentados na Tabela I são obtidos através da estação meteorológica mais próxima, que neste caso é a estação de Santiago – RS, cujas coordenadas geográficas são: latitude: 29° Sul e longitude: 54° Oeste.

Tabela I - Valores de Radiação Solar Média Diária

Meses	Ângulo de Inclinação da Superfície		
	0°	29°	49°
Janeiro	6,62	5,87	4,81
Fevereiro	6,10	5,83	5,05
Março	5,23	5,54	5,15
Abril	4,05	4,87	4,89
Maio	3,05	4,08	4,34
Junho	2,51	3,52	3,82
Julho	2,83	3,92	4,22
Agosto	3,58	4,49	4,62
Setembro	4,06	4,46	4,25
Outubro	5,24	5,16	4,57
Novembro	6,49	5,86	4,87
Dezembro	6,93	6,02	4,85
Irradiação solar média kWh/m ² .dia	4,72	4,97	4,62

Fonte: Adaptado CRESESB

Analisando os valores acima, o ângulo de 29° apresentou melhor média diária, com radiação solar de 4,97 kWh/m².dia, porém é mais conveniente expressar este valor em termos de número de Horas de Sol Pleno (*HSP*), ou seja número de horas em que a irradiância solar permanece constante e igual a 1 kW/m² (PASSOS, 2016). A grandeza *HSP* pode ser determinada através da Equação 3.1, tomando como exemplo o valor apresentado anteriormente.

$$HSP = \frac{4,97 \frac{kWh}{m^2 \cdot dia}}{1 \frac{kW}{m^2}} = 4,97 \frac{h}{dia} \quad (3.1)$$

3.1.2 Perfil de Demanda da Unidade Consumidora

Para definir o perfil de demanda da unidade consumidora em questão, são utilizadas as faturas de energia elétrica, e a partir dos dados disponibilizados pelas mesmas torna-se possível estabelecer o consumo médio mensal, como pode ser observado na Tabela II.

Tabela II – Consumo de Energia Elétrica

Meses	Consumo (kWh)
Janeiro	3720
Fevereiro	3556
Março	3489
Abril	3359
Maiο	3290
Junho	3190
Julho	3159
Agosto	3089
Setembro	3332
Outubro	3487
Novembro	3819
Dezembro	3898
Média Anual	3449

Fonte: Autora.

Posteriormente, o consumo médio mensal é utilizado para estabelecer a potência do gerador FV necessária para suprir a demanda de energia elétrica da unidade consumidora, como será apresentado no decorrer deste capítulo.

Os valores de consumo médio mensal apresentados são valores fictícios, estimados apenas para fundamentar a metodologia e obter a potência do gerador.

3.1.3 Seleção dos Módulos FV

Para realizar o dimensionamento e a seleção dos módulos a serem empregados no SFVCR é necessário primeiramente definir a potência do gerador FV, a qual é estimada em relação ao consumo médio mensal. Porém, para realizar este dimensionamento de forma otimizada deve-se prever a cobrança do custo de disponibilidade do sistema elétrico, o qual corresponde ao número de fases cedida ao cliente (regulamentado pela REN 687 da ANEEL 2015), sendo seu valor equivalente em reais apresentado na Tabela III.

Tabela III - Custo de Disponibilidade de Energia

Sistema	Custo de Disponibilidade
Monofásico	30 kWh
Bifásico	50 kWh
Trifásico	100 kWh

Fonte: Adaptado RN 687 (ANEEL, 2015)

Desta forma, sempre haverá a cobrança de um valor mínimo de fatura de energia, pois sempre existirá, no mínimo, a necessidade de pagamento do custo de disponibilidade e, como dito anteriormente, o excedente será acumulado na forma de créditos.

A Equação 3.2 pode ser utilizada para calcular a potência do gerador FV necessária para suprir a demanda (PASSOS, 2016).

$$\hat{P}G_{FVestimada} = \frac{(C - Cd)}{HSP \cdot TD \cdot 30} \quad (3.2)$$

Onde:

$\hat{P}G_{FVestimada}$: Potência do gerador FV estimada (kWp);

C : Consumo médio mensal anual de energia elétrica (kWh);

Cd : Custo de disponibilidade de energia (kWh);

HSP : Média diária anual de horas de sol pleno no plano dos módulos (h/dia);

TD : Taxa de desempenho global do sistema (entre 0,7 e 0,8 para o Brasil).

A partir da potência de gerador FV estimada anteriormente é possível prever o número de módulos necessário para atender as cargas, porém primeiramente é preciso selecionar um modelo de módulo FV disponível no mercado, que atenda alguns requisitos básicos como: boa capacidade de geração e preço acessível. A Equação 3.3 estabelece o número de módulos, sendo que a potência do módulo é fornecida através do *datasheet* disponibilizado pelo fabricante.

$$N_{módulos} \geq \frac{\hat{P}G_{FVestimada}}{\hat{P}_{módulo}} \quad (3.3)$$

Onde:

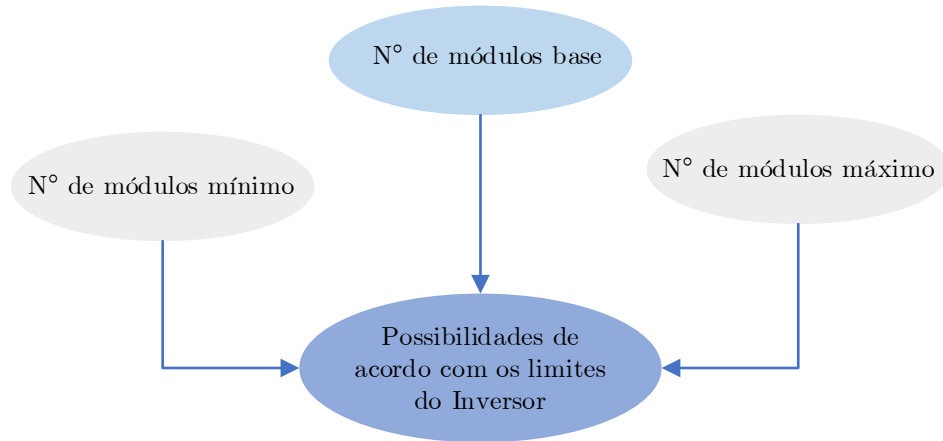
$\hat{P}_{módulo}$: Potência do módulo FV (kW);

$N_{módulos}$: Número de módulos.

A Equação 3.3 define o número de módulos base para a metodologia proposta, em que visa-se estabelecer o ponto ótimo de operação do sistema. Assim, são analisadas todas as possibilidades entre o número mínimo e máximo de módulos

previsto, respeitando os níveis de tensão e potência aceitáveis pelo o inversor, como pode ser observado na Figura 8.

Figura 8 - Determinação do Número de Módulos



Fonte: Autora.

O número mínimo de módulos é definido através da Equação 3.4.

$$N_{módulos,min} = \frac{\hat{P}_{inv,nom}}{\hat{P}_{módulo}} \quad (3.4)$$

Onde:

$\hat{P}_{inv,nom}$: Potência nominal do inversor (kW);

$N_{módulos,min}$: Número mínimo de módulos.

Já o número máximo de módulos é estabelecido através da Equação 3.5.

$$N_{módulos,max} = \frac{\hat{P}_{inv,max}}{\hat{P}_{módulo}} \quad (3.5)$$

Onde:

$\hat{P}_{inv,max}$: Potência máxima do inversor (kW);

$N_{módulos,max}$: Número máximo de módulos.

3.1.4 Seleção do Inversor Solar

A potência total de um SFVCR é estimada a partir da potência do gerador FV determinada anteriormente, porém, como a potência de pico do arranjo FV é atingida apenas em momentos esporádicos, pode-se subdimensionar o inversor FV em relação

ao gerador FV. Assim, utiliza-se a Equação 3.6 para estabelecer o intervalo de subdimensionamento.

$$0,7 \cdot \hat{P}G_{FVestimada} < \hat{P}inv_{\max} < 1,2 \cdot \hat{P}G_{FVestimada} \quad (3.6)$$

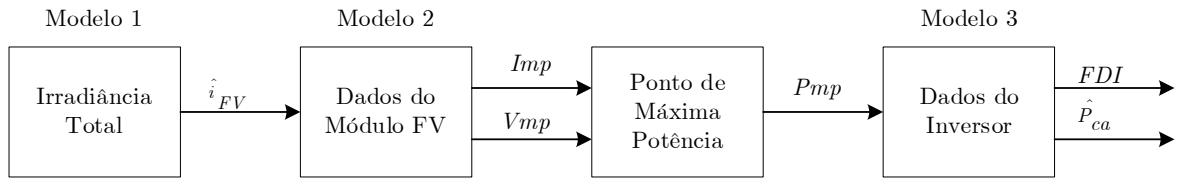
3.2 Estimativa da Potência Injetada na Rede

A segunda parte da metodologia proposta está relacionada com a estimativa da potência injetada na rede, sendo baseada no diagrama de blocos apresentado na Figura 9, o qual é composto por três modelos. O primeiro modelo propõe-se em estimar a irradiância total incidente sobre o módulo FV, sendo que esta é obtida a partir da soma das irradiâncias direta, refletida e difusa sobre o mesmo. A fim de determinar estas variáveis é necessário primeiramente calcular o azimute solar, o azimute do módulo FV e o ângulo de incidência solar sobre o módulo.

O segundo modelo leva em consideração os dados do módulo FV, a fim de estimar a potência gerada pelo mesmo. A partir da irradiância total obtida através do modelo anterior é possível definir a temperatura do módulo, considerando a temperatura ambiente e a velocidade do vento. Essa temperatura é utilizada, juntamente com a eficiência, a área e o coeficiente de perdas de potência em função da temperatura, para enfim estimar a potência gerada por este módulo. A partir destes dados é possível estipular o ponto de máxima potência.

O terceiro modelo leva em consideração o ponto de máxima potência obtido anteriormente e os dados do inversor (potência nominal e potência máxima) a fim de determinar o FDI e a potência que será injetada na rede.

Figura 9 - Diagrama de Blocos Metodologia



Legenda:

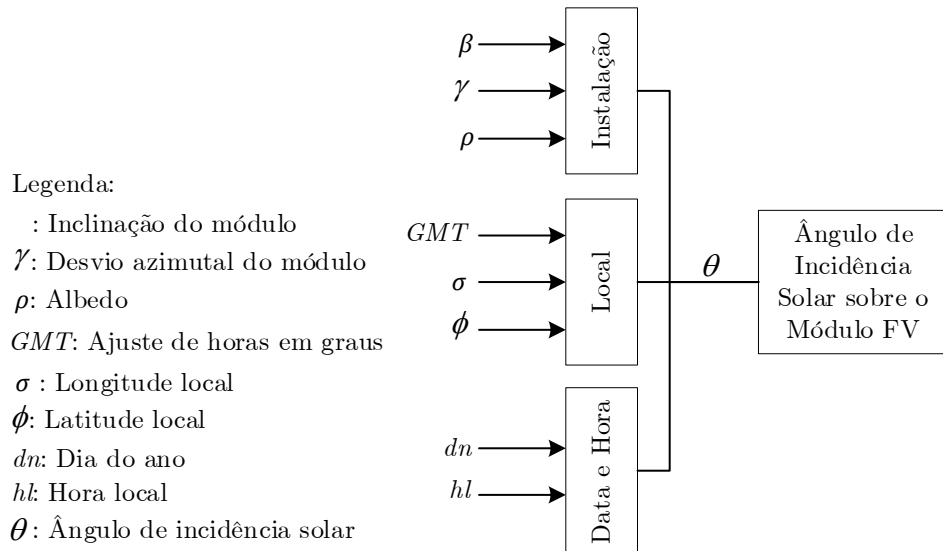
- \hat{i}_{FV} : Irradiância total incidente
- Imp : Corrente no ponto de máxima potência
- Vmp : Tensão no ponto de máxima potência
- Pmp : Ponto de máxima potência
- FDI : Fator de dimensionamento de inversores
- \hat{P}_{ca} : Potência injetada na rede

Fonte: Autora.

3.3 Modelo 1

O primeiro modelo, como ressaltado anteriormente, tem como objetivo determinar a irradiância incidente sobre o módulo FV. Porém é necessário primeiramente estipular o ângulo de incidência solar sobre o mesmo, através das variáveis apresentadas na Figura 10.

Figura 10 - Diagrama de Blocos Ângulo de Incidência Solar sobre o Módulo FV



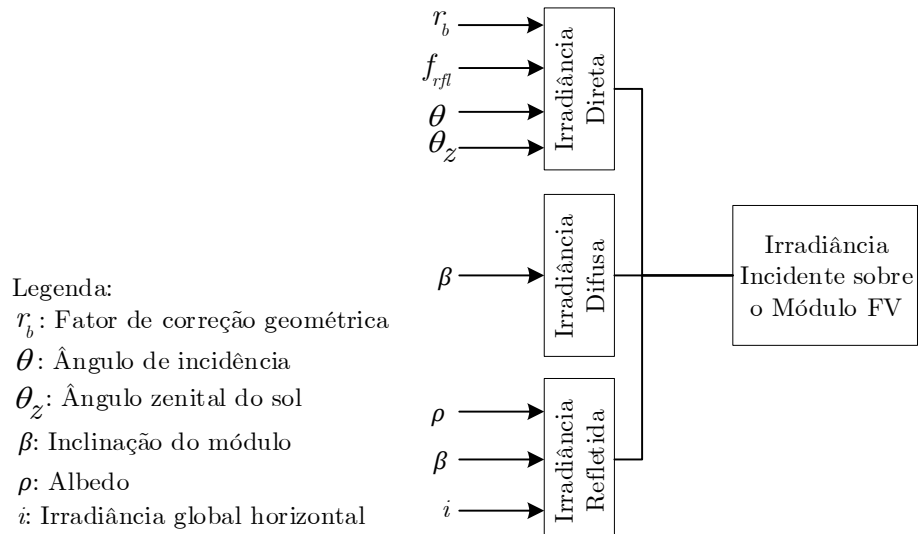
Legenda:

- β : Inclinação do módulo
- γ : Desvio azimutal do módulo
- ρ : Albedo
- GMT : Ajuste de horas em graus
- σ : Longitude local
- ϕ : Latitude local
- dn : Dia do ano
- hl : Hora local
- θ : Ângulo de incidência solar

Fonte: Autora.

De posse do ângulo de incidência solar e de outras variáveis que serão apresentadas no decorrer desta seção, se torna possível estimar a irradiância incidente sobre o módulo FV, a qual é determinada com base na Figura 11.

Figura 11 - Diagrama de Blocos Irradiância Incidente sobre o Módulo FV



Fonte: Autora.

3.3.1 Estimativa da Irradiância Solar Direta e Difusa na Superfície

Terrestre

A irradiância solar pode ser definida como a taxa na qual a radiação solar incide sobre uma superfície, por unidade de área desta mesma superfície, sendo expressa em W/m^2 . Já a irradiação solar consiste na irradiância solar integrada em um intervalo de tempo. Quando este intervalo de tempo é uma hora a irradiação é representada pela letra I e expressa em Wh/m^2 , entretanto se este intervalo é de um dia, ela é representada pela letra H e a unidade de medida passa a ser J/m^2 (PAIVA, 2016).

A irradiância solar na superfície terrestre horizontal depende do fluxo total da radiação extraterrestre, a qual é associada aos efeitos geométricos de rotação e translação do planeta em torno do Sol, bem como os efeitos da passagem deste fluxo solar (REITER, 2016).

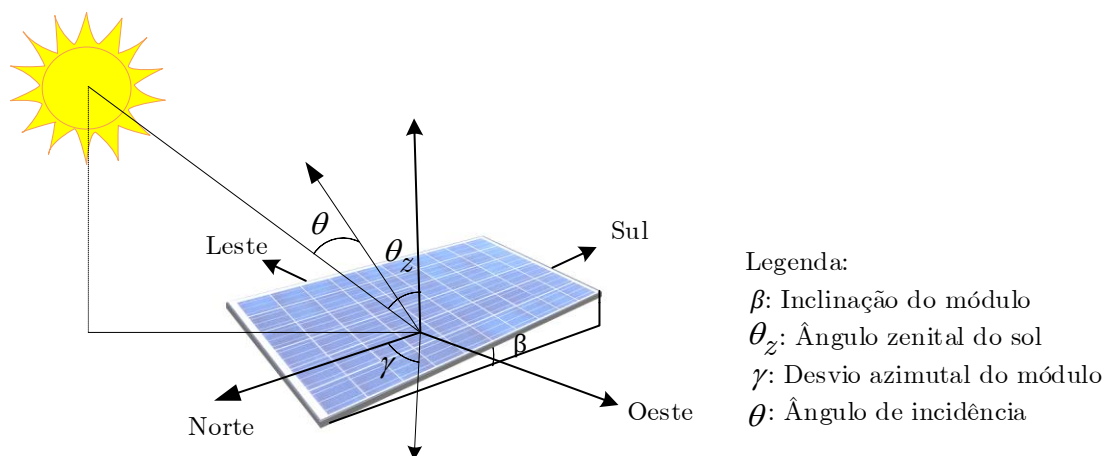
3.3.2 Fluxo Total da Radiação Solar Extraterrestre

Para estimar o fluxo total de radiação em qualquer ponto da superfície terrestre é necessário primeiramente determinar a declinação solar (δ), o ângulo horário do Sol (ω) e o ângulo zenital do Sol (θ_z).

3.3.2.1 Declinação Solar

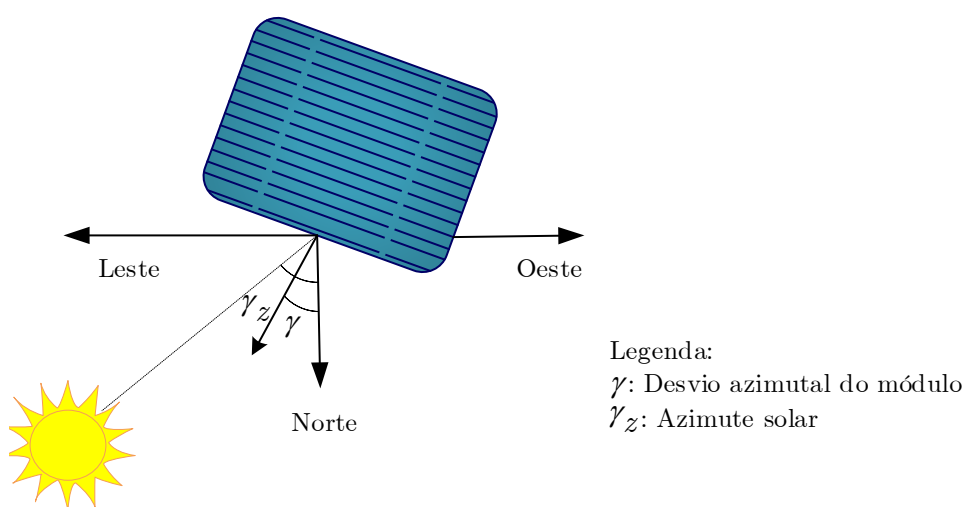
A declinação solar é a distância angular dos raios solares em relação ao plano estabelecido pelas semirretas definidas pela direção do Sol e pela linha do Equador, abrangendo uma faixa de variação de $-23,45^\circ$ a $+23,45^\circ$. Este ângulo indica a latitude do movimento, sendo positivo quando o sol está no Hemisfério Norte e negativo quando está no Hemisfério Sul (PAIVA, 2016), como pode ser observado nas Figura 12 e Figura 13.

Figura 12 - Representação Gráfica (Visão isométrica)



Fonte: Adaptado Reiter (2016, p 134).

Figura 13 - Representação Gráfica (Visão Superior)



Fonte: Adaptado Reiter (2016, p 134).

O ângulo de declinação solar pode ser determinado através da Equação 3.7 (DUFFIE; BECKMAN, 2005).

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left[360 \left(\frac{284 + dn}{365} \right) \right] \quad (3.7)$$

Onde:

δ : Ângulo de declinação solar;

dn : Dia do ano (podendo variar de 1 a 365).

3.3.2.2 Ângulo Horário do Sol

Pode ser definido como o deslocamento angular solar para leste (período da manhã com ângulo negativo) ou para oeste (período da tarde com ângulo positivo) em relação ao meridiano local, devido ao movimento de rotação da Terra em relação ao seu próprio eixo a 15° , sendo obtido através da Equação 3.8 (RAMSEY; STANLEY, 2009).

$$\omega = 15 \cdot (ist - 12) \quad (3.8)$$

Onde:

ω : Ângulo horário do sol;

ist : Hora solar em graus.

A hora solar pode ser obtida através da Equação 3.9.

$$ist = hl + \left(\frac{1}{15} \right) \cdot [-GMT - (-\sigma)] + E + dt \quad (3.9)$$

Onde:

hl : Hora local;

GMT : Ajuste de horas em graus (parâmetro dependente do fuso horário que está sendo analisado);

dt : Ajuste de horas (caso esteja no horário de verão);

σ : Longitude do local;

E : Equação do tempo em horas.

O parâmetro E pode ser definido através da Equação 3.10.

$$E = 0,165 \cdot \text{sen}(2B) - 0,126 \cdot \cos(B) - 0,025 \cdot \text{sen}(B) \quad (3.10)$$

A variável B é determinada através da Equação 3.11.

$$B = 360 \cdot \left(\frac{dn - 81}{364} \right) \quad (3.11)$$

3.3.2.3 Ângulo Zenital do Sol

Este ângulo determina a posição do Sol em relação ao plano vertical local, ou seja, equivale ao ângulo de incidência de radiação direta em uma superfície horizontal paralela ao solo (PAIVA, 2016), sendo expresso através da Equação 3.12 (REITER, 2016).

$$\theta_z = \arccos \left[\text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) \right] \quad (3.12)$$

Onde:

θ_z : Ângulo zenital do Sol;

ϕ : Latitude local em graus.

Para o Hemisfério Sul o ângulo zenital é negativo, então a Equação 3.15 pode ser reescrita como a Equação 3.13.

$$\theta_z = -\arccos \left[\text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) \right] \quad (3.13)$$

3.3.2.4 Irradiância Extraterrestre em uma Superfície Normal

A radiação extraterrestre é expressa em unidades de irradiância [W/m^2], e pode ser definida como a intensidade de luz solar no topo da atmosfera do planeta em um plano normal ao Sol (REITER, 2016).

A irradiância varia ao longo do período de um ano, porém essa variação não depende do hemisfério que está sendo realizada a análise e sim da trajetória elíptica da Terra em torno do Sol (PAIVA, 2016).

A Equação 3.14 estabelece a irradiância extraterrestre ao longo de um ano (DUFFIE; BECKMAN, 2005).

$$i_0 = 1367 \cdot E_0 \cdot \cos(\theta_z) \quad (3.14)$$

Onde:

i_0 : Irradiância extraterrestre;

E_0 : Fator de correção da excentricidade da órbita local.

Esse fator é obtido através da Equação 3.15.

$$E_0 = 1,00011 + 0,034221 \cos(\Gamma) + 0,00128 \cos(\Gamma) + 0,000719 \cos(2\Gamma) + 0,000077 \sin(2\Gamma) \quad (3.15)$$

Onde:

Γ : Ângulo do dia em radianos.

O ângulo do dia é dado através da Equação 3.16.

$$\Gamma = 2\pi \cdot \left(\frac{dn - 1}{365,242} \right) \quad (3.16)$$

3.3.2.5 Fluxo da Radiação Solar Total na Superfície Terrestre

Durante o percurso entre o topo da atmosfera e a superfície terrestre uma parte da energia é refletida e outra é modificada pelo espalhamento e absorção. Assim somente uma parcela da radiação solar que chega ao topo da atmosfera atinge a superfície terrestre.

A radiação que atinge a superfície terrestre, a partir da radiação extraterrestre pode ser classificada em três tipos distintos de radiação: direta, difusa e refletida. A radiação direta é a parcela da radiação que atinge a superfície sem interagir com a atmosfera, já a radiação difusa é a fração da radiação que sofre difusão na atmosfera, e a refletida é a parcela da radiação global refletida pela superfície. A soma destas três componentes resulta na radiação global horizontal (i) que atinge a superfície terrestre (REITER, 2016).

Através da radiação global horizontal e da radiação extraterrestre é possível estimar a quantidade de radiação difusa e direta que atinge a superfície. Mas para

determinar essas duas componentes da radiação é necessário primeiramente estimar o índice de limpidez atmosférica.

3.3.2.6 Índice de Limpidez Atmosférica

O índice de limpidez atmosférica é caracterizado como a relação entre a irradiação global e a irradiação extraterrestre (ambas no plano horizontal). Este índice é variável para diferentes intervalos de tempo e pode ser obtido através da Equação 3.17 (DUFFIE; BECKMAN, 2005).

$$K_t = \frac{i}{i_0} \quad (3.17)$$

Onde:

K_t : Índice de limpidez atmosférica;

i : Irradiância global horizontal.

Valores de K_t próximos a 1 representam dias de céu limpo e próximos a 0 representam dias de céu encoberto (PAIVA, 2016).

3.3.2.7 Estimativa da Irradiância Difusa

A irradiância difusa é determinada através do índice de limpidez apresentado anteriormente, empregando o modelo de Duffie e Beckman modificado (REITER, 2016), portanto pode ser obtida através da Equação 3.18.

$$\hat{i}_{dif} = \begin{cases} i \cdot (0,995 - 0,081 \cdot k_t), & k_t < 0,35 \\ i \cdot (0,724 + 2,738 \cdot k_t - 8,32 \cdot k_t^2 + 4,967 \cdot k_t^3), & 0,35 < k_t < 0,7 \\ i \cdot 0,06, & k_t > 0,7 \end{cases} \quad (3.18)$$

Onde:

\hat{i}_{dif} : Irradiância difusa.

3.3.2.8 Estimativa da Irradiância Direta

A irradiância direta é obtida através da Equação 3.19, sendo estimada a partir da irradiância difusa determinada anteriormente (REITER, 2016).

$$\hat{i}_{dir} = i - \hat{i}_{dif} \quad (3.19)$$

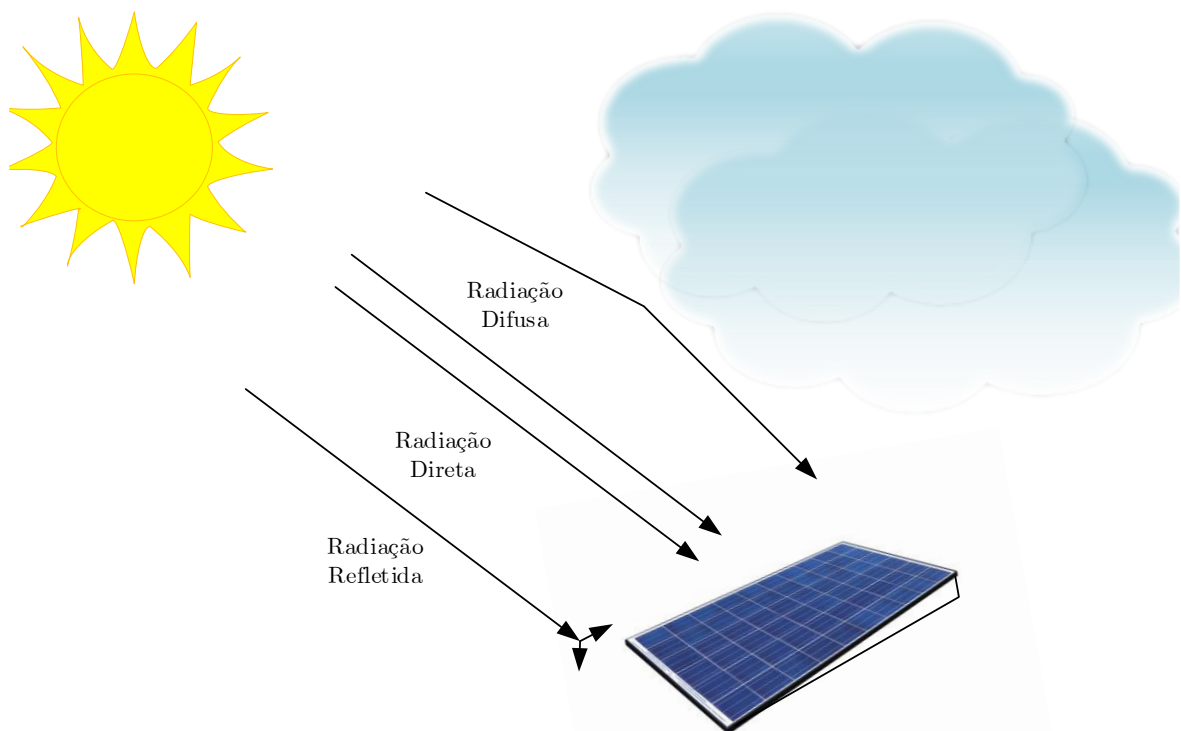
Onde:

\hat{i}_{dir} : Irradiância direta.

3.3.3 Estimativa da Irradiância Solar Incidente Sobre o Módulo Fotovoltaico

A irradiância que incide sobre o módulo FV é a soma da irradiância direta, difusa e refletida sobre o mesmo, como pode ser observado na Figura 14.

Figura 14 - Radiação direta, difusa e refletida sobre uma superfície inclinada



Fonte: Adaptado Reiter (2016, p 133)

A fim de estimar a irradiância incidente sobre o módulo é necessário primeiramente estipular o azimute solar, azimute do módulo e o ângulo de incidência solar sobre o mesmo.

3.3.3.1 Azimute Solar

O azimute solar é o ângulo formado entre o meridiano de referência e o ângulo de incidência solar, sendo obtido através da Equação 3.20, a qual foi desenvolvida para o Hemisfério Sul (BRANDÃO; GUEDES, 2008).

$$\gamma_z = \arctg\left(\frac{-\text{sen}(\omega)}{\cos(\phi) \cdot \text{tg}(\delta) + \text{sen}(\phi) \cdot \cos(\omega)}\right) \quad (3.20)$$

Onde:

γ_z : Azimute solar.

3.3.3.2 Azimute dos Módulos FV

O azimute dos módulos é o ângulo formado entre o norte geográfico e os módulos. Este ângulo pode ser obtido através da Equação 3.21 (REITER, 2016).

$$\gamma_{FV} = \begin{cases} \gamma - 180^\circ, \gamma > 0 \\ \gamma + 180^\circ, \gamma \leq 0 \end{cases} \quad (3.21)$$

Onde:

γ_{FV} : Azimute do módulo FV;

γ : Desvio azimutal do módulo (0° para norte, 90° para leste, -90° para oeste e 180° para sul).

3.3.3.3 Ângulo de Incidência Solar sobre os Módulos FV

O ângulo de incidência solar sobre os módulos é o ângulo entre os raios solares sobre uma superfície e a linha normal sobre esta mesma superfície. Este ângulo pode ser obtido através da Equação 3.22 (RAMSEY; STANLEY, 2009).

$$\theta = \arccos\left[\left(\cos(\alpha) \cdot \cos(|\gamma_z - \gamma_{FV}|) \cdot \text{sen}(\beta)\right) + \left(\text{sen}(\alpha) \cdot \cos(\beta)\right)\right] \quad (3.22)$$

Onde:

α : Altitude solar;

β : Inclinação do módulo em relação à superfície horizontal (varia de 0° a 90°).

A altitude solar é o ângulo formado entre o raio solar e sua projeção na superfície, variando de 0° a 90° . Este ângulo é complementar ao ângulo zenital e pode ser obtido através da Equação 3.23 (REITER, 2016).

$$\alpha = 90^\circ - \theta_z \quad (3.23)$$

3.3.3.4 Estimativa da Irradiância Direta Incidente sobre o Módulo FV

A irradiância direta incidente sobre o módulo FV é obtida através da Equação 3.24 (DUFFIE; BECKMAN, 2005).

$$\hat{i}_{dirFV} = \hat{i}_{dir} \cdot r_b \cdot f_{rfl} \quad (3.24)$$

Onde:

\hat{i}_{dirFV} : Irradiância direta incidente sobre o módulo;

r_b : Fator de correção geométrica;

f_{rfl} : Fator de reflexão dos módulos.

O fator de correção geométrica é definido através da relação entre a irradiância no plano inclinado e a irradiância no plano horizontal, sendo ambas irradiâncias diretas (PAIVA, 2016). O r_b é obtido através da Equação 3.25 (REITER, 2016).

$$r_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (3.25)$$

Onde:

θ : Ângulo de incidência.

Se o ângulo de incidência for superior a 90° , nenhuma radiação direta está incidindo sobre o módulo, então neste caso é possível assumir que r_b possui valor nulo.

Quando o ângulo de incidência é próximo a 90° , é necessário considerar o fator de reflexão, o qual acrescenta o efeito da reflexão solar sobre o vidro que protege as células dos módulos. O f_{rfl} é obtido através da Equação 3.26 (REITER, 2016).

$$f_{rfl} = 1 - b_0 \left[\frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right] \quad (3.26)$$

Onde:

b_0 : Coeficiente de reflexão do vidro dos módulos FV.

O coeficiente de reflexão b_0 possui valor típico de 0,05 para módulos FV (REITER, 2016).

3.3.3.5 Estimativa da Irradiância Difusa Incidente sobre o Módulo FV

A irradiância difusa incidente sobre o módulo é obtida através da Equação 3.27 (DUFFIE; BECKMAN, 2005).

$$\hat{i}_{difFV} = 0,5 \cdot \hat{i}_{dif} \cdot [1 + \cos(\beta)] \quad (3.27)$$

Onde:

\hat{i}_{difFV} : Irradiância difusa incidente sobre o módulo.

3.3.3.6 Estimativa da Irradiância Refletida Incidente sobre o Módulo FV

A irradiância refletida incidente sobre o módulo é obtida através da Equação 3.28 (DUFFIE; BECKMAN, 2005).

$$\hat{i}_{refFV} = 0,5 \cdot i \cdot \rho \cdot [1 - \cos(\beta)] \quad (3.28)$$

Onde:

\hat{i}_{refFV} : Irradiância refletida incidente sobre o módulo;

ρ : Albedo.

O índice ρ , é referente a parcela de irradiância solar, recebida em uma unidade de área, sendo assim o Albedo é variável para cada superfície, porém o mesmo pode ser aproximado para o valor de 0,3, devido este ser o valor médio encontrado na Terra (REITER, 2016).

3.3.3.7 Estimativa da Irradiância Total Incidente sobre o Módulo FV

Como dito anteriormente, a irradiância total incidente sobre o módulo é a soma das irradiâncias direta, difusa e refletida sobre o mesmo, podendo ser obtida através da Equação 3.29.

$$\hat{i}_{FV} = \hat{i}_{dirFV} + \hat{i}_{difFV} + \hat{i}_{refFV} \quad (3.29)$$

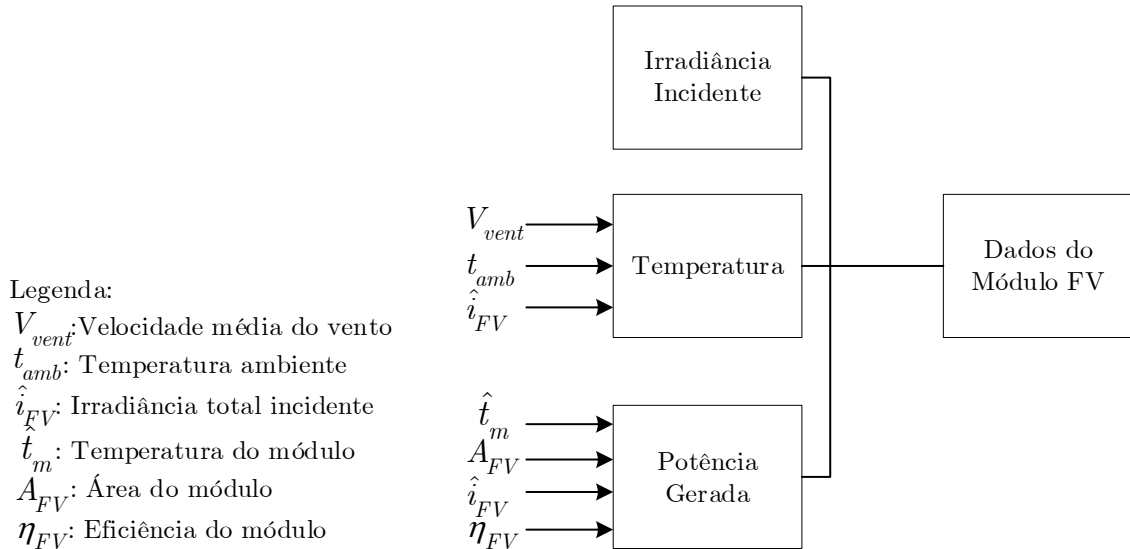
Onde:

\hat{i}_{FV} : Irradiância total incidente sobre o módulo FV.

3.4 Modelo 2

O segundo modelo desta metodologia, o qual é baseado na Figura 15, tem como proposta determinar os dados do módulo FV, sendo eles temperatura de operação, potência gerada e irradiância incidente (determinada através do modelo 1).

Figura 15 - Diagrama de Blocos Dados do Módulo FV



Fonte: Autora.

3.4.1 Estimativa da Temperatura do Módulo FV

Como visto anteriormente a geração de energia solar fotovoltaica é influenciada principalmente pela irradiância que o módulo está submetido, mas a temperatura também proporciona grandes impactos sobre a geração.

Desta forma é necessário estimar a temperatura do módulo, a qual considera a temperatura ambiente, a irradiância e a velocidade do vento local. Assim a temperatura do módulo pode ser obtida através da Equação 3.30 (REITER, 2016).

$$\hat{t}_m = 0,943 \cdot t_{amb} + 0,028 \cdot \hat{i}_{FV} - 1,528 \cdot V_{vent} + 4,3 \quad (3.30)$$

Onde:

\hat{t}_m : Temperatura do módulo;

t_{amb} : Temperatura ambiente;

V_{vent} : Velocidade média do vento.

3.4.2 Estimativa da Potência Gerada pelo Módulo FV

A potência de saída instantânea dos módulos pode ser estimada a partir da Equação 3.31 (REITER, 2016).

$$\hat{P}_{FV} = \hat{i}_{FV} \cdot \eta_{FV} \cdot A_{FV} \cdot \left[1 - k_{FV} (\hat{t}_{FV} - 25) \right] \quad (3.31)$$

Onde:

\hat{P}_{FV} : Potência gerada pelo módulo;

η_{FV} : Eficiência do módulo;

A_{FV} : Área do módulo;

K_{FV} : Coeficiente de perda de potência em função da temperatura.

O coeficiente K_{FV} normalmente é fornecido pelos fabricantes e a eficiência do módulo pode ser determinada a partir da Equação 3.32.

$$\eta_{FV} = \frac{I_{PMP} \cdot V_{PMP}}{1000 \cdot A_{FV}} \quad (3.32)$$

Onde:

I_{PMP} : Corrente no ponto de máxima potência;

V_{PMP} : Tensão no ponto de máxima potência.

3.5 Modelo 3

O último modelo é baseado no diagrama de blocos apresentado na Figura 16, tendo como objetivo determinar os dados do inversor solar, e com isso estimar o seu FDI e a potência total injetada na rede.

Figura 16 - Diagrama de Blocos Dados do Inversor

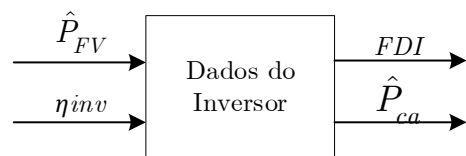
Legenda:

\hat{P}_{FV} : Potência gerada pelo módulo

η_{inv} : Eficiência do inversor

FDI : Fator de dimensionamento de inversores

\hat{P}_{ca} : Potência injetada na rede



Fonte: Autora.

A potência do arranjo FV é definida através da Equação 3.33.

$$\hat{P}G_{FV} = \hat{P}_{FV} \cdot N_{módulos} \quad (3.33)$$

Onde:

$\hat{P}G_{FV}$: Potência de entrada (potência gerada pelo arranjo FV).

A eficiência de conversão CC/CA do inversor pode ser estimada através da Equação 3.34. Porém esta eficiência também pode ser obtida através do *datasheet* do inversor.

$$\eta^{inv} = \frac{\hat{P}_{IR}}{\hat{P}G_{FV}} \quad (3.34)$$

Onde:

η^{inv} : Eficiência do inversor;

\hat{P}_{ca} : Potência de saída (potência injetada na rede);

Rearranjando a Equação 3.35 tem-se a Equação 3.38, a qual possibilita estimar a potência injetada na rede.

$$\hat{P}_{ca} = \eta^{inv} \cdot \hat{P}G_{FV} \quad (3.35)$$

O FDI é obtido a partir da Equação 2.1 como já foi mencionado anteriormente.

3.6 Análise Econômica

A Figura 17 representa o modelo de análise econômica proposto, o qual tem como objetivo definir os indicadores de viabilidade econômica (*TIR*, *PayBack* e *VPL*) a partir dos dados estabelecidos anteriormente, bem como através do custo do sistema, sendo que este engloba, para esta análise em particular, apenas o custo do inversor e dos módulos.

Figura 17 - Diagrama de blocos Modelo de Análise Econômica

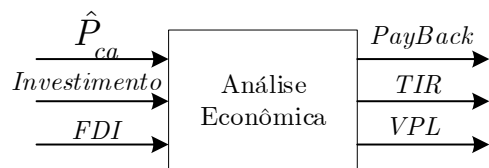
Legenda:

FDI: Fator de dimensionamento de inversores

\hat{P}_{ca} : Potência injetada na rede

VPL: Valor presente líquido

TIR: Taxa interna de retorno



Fonte: Autora.

3.6.1 Indicadores de Viabilidade Econômica

Para elaboração e implementação de um projeto de engenharia é de grande importância que o mesmo seja viável tanto tecnicamente quanto economicamente, desta forma é imprescindível utilizar as mais variadas ferramentas da engenharia econômica a fim de facilitar o processo de tomada de decisão. As principais ferramentas empregadas nesta análise são: fluxo de caixa (abrangendo investimentos, custos e receitas), taxa mínima atrativa (*TMA*), taxa interna de retorno (*TIR*), valor presente líquido (*VPL*) e *Payback*. Além disso, é necessário obter os dados referentes ao preço do Watt-pico e a tarifa de energia elétrica, considerando as bandeiras tarifárias vigentes.

Para garantir que a análise seja o mais realista possível é necessário considerar o aumento anual da tarifa de energia elétrica. O valor base para este aumento está representado na Tabela IV, sendo que para as análises em questão foi considerado o valor de 8,13% a.a.

Tabela IV - Variação das Tarifas de Energia Elétrica

Média Geométrica	2004 - 2006	2008 - 2012	2014 - 2015	2004 - 2015
Tarifa sem impostos	2,51 %	2,65%	22,09%	5,28%
Tarifa com impostos	9,22%	2,63%	22,17%	8,13%

Fonte: Adaptado (PASSOS, 2016).

Além disso, é necessário considerar para a representação do fluxo de caixa o valor a ser gasto com manutenção do sistema FV, neste caso levando em consideração o estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) definiu-se o mesmo como sendo 1% do investimento ao ano. Porém, ainda necessário prever que sobre este valor incidirá a taxa média de inflação Brasileira, a qual está representada na Tabela V.

Tabela V - Inflação Histórica do Brasil (IPC)

Inflação anual (Dez. a Dez)	Inflação (%)
IPC Brasil 2019	4,31
IPC Brasil 2018	3,75
IPC Brasil 2017	2,95
IPC Brasil 2016	6,29
IPC Brasil 2015	10,67
IPC Brasil 2014	6,41
IPC Brasil 2013	5,91
IPC Brasil 2012	5,84
IPC Brasil 2011	6,5
IPC Brasil 2010	5,91
IPC Brasil 2009	4,31
Média	5,71

Fonte: Adaptado (INFLATION, 2020).

3.6.1.1 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa representa as entradas (receitas) e saídas (custos, despesas e investimentos) de uma empresa ou projeto em cada ano do ciclo de vida útil do produto. Convencionalmente as entradas são estabelecidas como positivas e as saídas como negativas (TORRES, 2006).

Esta análise deve considerar basicamente três datas de movimentação de caixa:

- I. Data zero: data em que ocorre o investimento;
- II. Data terminal: data em que ocorre a recuperação do capital de giro e do investimento;
- III. Período entre a data um até a data terminal: fluxo de caixa gerado pelo investimento ao longo do período de análise.

3.6.1.2 Valor Presente Líquido

O valor presente líquido (*VPL*) é obtido a partir da subtração dos investimentos iniciais de um projeto do valor presente das entradas de caixa descontados a uma taxa mínima de atratividade (*TMA*) (FREZATTI, 2008). Como está representado na Equação 3.36.

$$VPL = -FC_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \quad (3.36)$$

Onde:

FC_j : Fluxo de caixa anual referente ao horizonte de planejamento;

FC_0 : Investimento inicial;

j : Período referente ao horizonte de planejamento;

i : Taxa de atratividade mínima do projeto.

O projeto deverá ser aceito quando seu respectivo *VPL* apresentar valor positivo, o que garante um retorno do investimento superior ao custo do capital investido, se o *VPL* tiver valor negativo o projeto deve ser rejeitado, pois seu retorno é inferior a seu custo de capital deixando o investimento inviável. Quando *VPL* é igual a zero é indiferente investir ou não no projeto.

3.6.1.3 Taxa Mínima Atrativa

A taxa mínima de atratividade (*TMA*) pode ser definida como a taxa na qual o investidor considera que está obtendo ganhos financeiros, sendo que a mesma está associada a baixo risco (BUDEL; ROOS, 2017).

Neste caso será utilizada como *TMA* a *Taxa Selic* (parâmetro que estabelece os juros dos bancos e outras instituições financeiras) a qual corresponde a taxa de 4,25% a.a., sendo que este indicador é referente a data de 05/02/2020.

3.6.1.4 Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno (*TIR*) corresponde basicamente à taxa de desconto que iguala o *VPL* das entradas de caixa ao investimento inicial de projeto (FREZATTI, 2008), ou seja, é a taxa estimada de rentabilidade para o investimento a partir do fluxo de caixa estabelecido.

Os projetos que apresentam *TIR* superior a *TMA* podem ser considerados como investimentos rentáveis, e desta forma são passíveis de execução. A *TIR* pode ser determinada através da Equação 3.37

$$TIR = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} = FC_0 \quad (3.37)$$

3.6.1.5 Período *Payback* simples

Payback simples corresponde ao período de tempo estimado para que ocorra a recuperação do capital inicial aplicado através das entradas de caixa (FREZATTI, 2008), ou seja, este critério consiste basicamente em somar os valores das receitas obtidas pela operação do projeto, afim que estes valores totalizem o investimento inicial (GONÇALVES, 2018).

4. RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados alguns resultados referentes a implementação da metodologia proposta, tanto em relação a estimativa da potência injetada na rede pelo sistema, quanto em relação a análise econômica do mesmo. Para fins de comparação serão analisados três sistemas, os quais distinguem-se entre si apenas no número de módulos que compõe seus respectivos arranjos, o primeiro conta com 97, o segundo com 90 e o terceiro e último com 110 módulos.

4.1 Determinação do Sistema

Com a finalidade de exemplificar a metodologia apresentada anteriormente, foram propostos três SFVCR. Ressaltando que para o projeto destes sistemas foram utilizados dados de entrada fictícios, como localização e perfil de demanda da unidade consumidora. Como mencionado anteriormente as coordenadas escolhidas foram da cidade de Alegrete – RS, sendo latitude 29° Sul e 55° Oeste.

Assim, primeiramente é preciso estabelecer o sistema propriamente dito, ou seja, o número de módulos e o inversor, os quais serão compatíveis com o perfil de demanda da unidade consumidora em questão. Para isso o primeiro passo foi avaliar a disponibilidade de recurso solar existente na região de instalação, através da Tabela I e da Equação 3.1, desta forma, a variável HSP (Horas de Sol Pleno), foi estabelecida como 4,97 h/dia.

A partir da definição de HSP e da média anual do consumo da residência representado na Tabela II, estabeleceu-se a potência do gerador FV necessária para atender a demanda da unidade consumidora, através da Equação 3.2. A $\hat{P}_{G_{FV_{estimada}}}$, e os demais dados necessários para defini-la, estão representados na Tabela VI, ressaltando que o custo de disponibilidade mínima é relacionado ao número de fases cedido ao cliente, e neste caso específico, estabeleceu-se como sendo um sistema trifásico.

Tabela VI - Potência do Gerador FV

Consumo médio mensal anual	3449 kWp
Custo de disponibilidade mínima	100 kWh
Horas de sol pleno (<i>HSP</i>)	4,97 h/dia
Taxa de desempenho global (<i>TD</i>)	0,7
Potência do Gerador FV estimada ($\hat{P}G_{FVestimada}$)	32,099 kWp

Fonte: Autora.

Então, é possível definir o número de módulos necessário para atender as cargas, através da Equação 3.3, lembrando que deve-se escolher uma marca e modelo de módulos FV que atenda tanto aos requisitos técnicos quanto econômicos do projeto, neste caso escolheu-se um módulo de 330W da marca Canadian. Além disso, deve-se definir o número de módulos mínimo e máximo, através da Equação 3.4 e Equação 3.5, respectivamente. Esses parâmetros (número de módulos calculados, mínimo e máximo), que estão representados na Tabela VII, são a base para estabelecer o ponto ótimo de operação do sistema, serão analisadas a seguir, três possibilidades entre esses parâmetros, respeitando os níveis de tensão e potência aceitáveis pelo inversor.

Tabela VII - Número de Módulos

Potência do módulo	330 W
Número de módulos calculado	97
Número de módulos mínimo	82
Número de módulos máximo	115

Fonte: Autora.

Além dos módulos, deve-se definir o inversor a ser utilizado no sistema proposto, o qual deve ter sua potência compatível com a potência do arranjo determinada anteriormente. Para nortear a escolha do inversor foi empregada a Equação 3.6. A Tabela VIII apresenta os dados do inversor solar escolhido para o sistema proposto, além da potência mínima e máxima definida para facilitar sua escolha.

Tabela VIII - Dados do Inversor Solar

Marca	FRONIUS ECO	
Modelo	27.0-3-S	
Potência nominal [W]	27000	
Potência máxima [W]	37800	
Potência estimada	Mínimo [kW]	22,469
	Máximo [kW]	38,518

Fonte: Autora.

4.2 Estimativa da Potência Injetada na Rede

Como salientado na metodologia, para determinar a potência que será injetada na rede pelos sistemas propostos, são estabelecidos três modelos distintos.

4.2.1 Modelo 1

O primeiro modelo é empregado para determinar a irradiância incidente sobre um único módulo FV e para isso é necessário estabelecer alguns dados referentes a localização do sistema, os quais estão dispostos na Tabela IX. Como não foi previsto um lugar exato para a instalação do sistema na cidade de Alegrete e não se tem informações referentes a estrutura e inclinação do telhado, foi definido em 21° o ângulo de inclinação do módulo.

Tabela IX - Dados de Localização do Sistema

Descrição	
Latitude	-29,87°
Hora	0
GMT	-45°
dt	0
Longitude	-55,8°
Inclinação	21°
Desvio azimutal FV	0°
Azimute FV	180°
Meridiano Padrão	-45°

Fonte: Autora.

Todas as análises feitas, incluindo este modelo e os demais, são análises horárias realizadas para todos os dias, de todos os meses de um ano. Porém, aqui será representada apenas a análise do primeiro dia do ano, para fins de demonstração.

A Tabela X representa o ângulo de incidência solar sobre um módulo FV no primeiro dia do ano. Os valores apresentados, exceto as horas, estão em graus, além disso, os valores decimais presentes foram truncados, de forma a facilitar sua representação, todavia, na análise completa foram consideradas nove casas decimais, justamente pelo fato da variação horária dos ângulos ser muito pequena.

Tabela X - Ângulo de Incidência Solar Sobre um Módulo FV

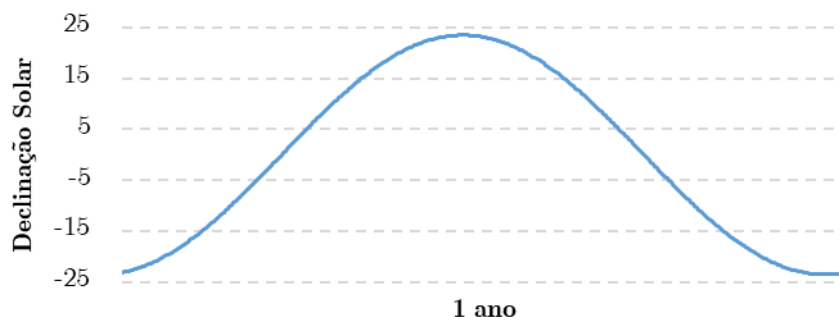
Hora	Declinação Solar (δ)	β	Horas (E)	Hora Solar (Ist)	Ângulo Horário do Sol (ω)	Ângulo zenital (θ_z)	Altitude Solar (α)	Azimute Solar (γ_z)	Ângulo de Incidência (θ)
1	-23,01	-79,12	-0,05	0,22	-176,69	-127,02	3,78	24,08	145,42
2	-23,01	-79,12	-0,05	1,22	-161,69	-124,26	3,73	71,58	128,25
3	-23,01	-79,12	-0,05	2,22	-146,69	-118,18	3,63	85,00	117,93
4	-23,01	-79,12	-0,05	3,22	-131,69	-109,64	3,48	-87,16	109,30
5	-23,01	-79,12	-0,05	4,22	-116,69	-99,43	3,30	-80,80	102,09
6	-23,01	-79,12	-0,05	5,22	-101,69	-88,11	3,10	-74,73	93,64
7	-23,01	-79,12	-0,05	6,22	-86,69	-76,07	2,89	-68,31	84,48
8	-23,01	-79,12	-0,05	7,22	-71,69	-63,55	2,68	-61,07	74,89
9	-23,01	-79,12	-0,05	8,22	-56,69	-50,73	2,45	-52,48	65,04
10	-23,01	-79,12	-0,05	9,22	-41,69	-37,75	2,22	-41,94	54,90
11	-23,01	-79,12	-0,05	10,22	-26,69	-24,80	2,00	-28,91	44,28
12	-23,01	-79,12	-0,05	11,22	-11,69	-12,50	1,78	-13,32	33,28
13	-23,01	-79,12	-0,05	12,22	3,30	-7,46	1,70	3,80	28,45
14	-23,01	-79,12	-0,05	13,22	18,30	-17,73	1,88	20,47	38,10
15	-23,01	-79,12	-0,05	14,22	33,30	-30,48	2,10	34,98	49,03
16	-23,01	-79,12	-0,05	15,22	48,30	-43,47	2,32	46,86	59,41
17	-23,01	-79,12	-0,05	16,22	63,30	-56,40	2,55	56,46	69,41
18	-23,01	-79,12	-0,05	17,22	78,30	-69,11	2,77	64,39	79,15
19	-23,01	-79,12	-0,05	18,22	93,30	-81,44	2,99	71,21	88,58
20	-23,01	-79,12	-0,05	19,22	108,30	-93,20	3,19	77,41	97,48
21	-23,01	-79,12	-0,05	20,22	123,30	-104,09	3,38	83,52	105,45
22	-23,01	-79,12	-0,05	21,22	138,30	-113,65	3,55	-89,69	112,104
23	-23,01	-79,12	-0,05	22,22	153,30	-121,22	3,68	-80,31	122,37
24	-23,01	-79,12	-0,05	23,22	168,30	-125,93	3,76	-59,50	134,03

Fonte: Autora.

Como é possível perceber na Tabela X, o ângulo de declinação solar não apresenta grandes variações durante o período de um dia, porém a Figura 18 representa a trajetória deste mesmo ângulo durante todo o ano, constatando-se dessa

forma que o ângulo, como afirmado na metodologia, assume valores que vão de -23° a $+23^\circ$, apenas com pequenas variações de aproximações.

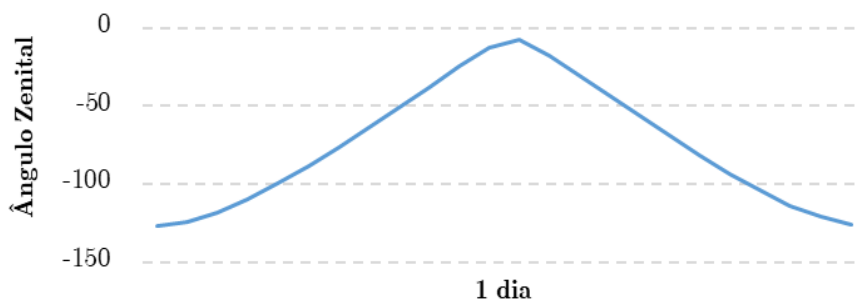
Figura 18 - Trajetória do Ângulo de Declinação Solar em um Ano



Fonte: Autora.

A Figura 19 representa a trajetória do ângulo zenital ao longo de um dia. O qual é sempre negativo para o Hemisfério Sul, como é o caso desta análise.

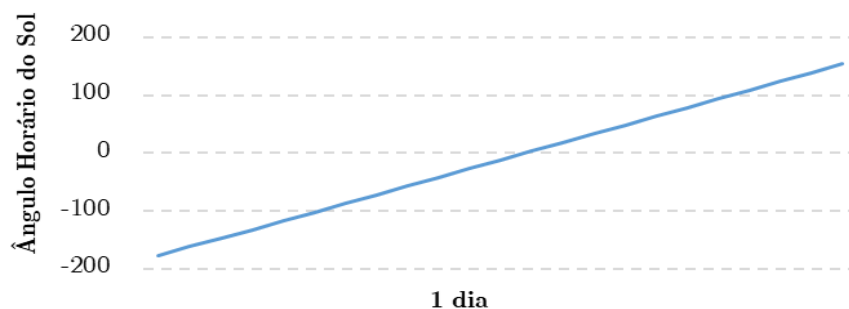
Figura 19 - Trajetória do Ângulo Zenital em um Dia



Fonte: Autora.

A Figura 20 demonstra o deslocamento angular solar para leste (período da manhã com ângulo negativo) ou para oeste (período da tarde com ângulo positivo). Denominado ângulo horário solar e estando representado no período de um dia.

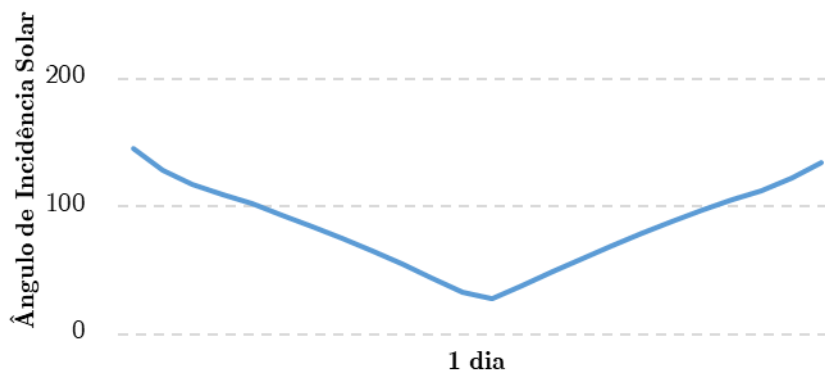
Figura 20 - Ângulo Horário Solar em um Dia



Fonte: Autora.

Já a Figura 21 demonstra a trajetória do ângulo de incidência solar em um único dia.

Figura 21 - Ângulo de Incidência Solar em um Dia



Fonte: Autora.

Ainda dentro do modelo 1 é preciso definir a radiação que atinge a superfície terrestre, a partir da radiação extraterrestre, antes de estimar-se a irradiância incidente sobre os módulos propriamente dita. Essa parcela de radiação incidente na superfície terrestre, pode ter seu comportamento observado na Tabela XI durante o período de um dia.

Os valores de irradiância global horizontal utilizados, assim como algumas outras grandezas climáticas, como temperatura ambiente e velocidade do vento, que serão empregadas nos modelos a seguir, são dados climáticos históricos da região, disponibilizados pelo projeto SONDA. Como Alegrete não possui estação meteorológica própria, foi escolhida a estação de Santiago – RS, para coleta dos dados.

Tendo estimado a irradiância incidente sobre a superfície terrestre é possível enfim, definir a irradiância incidente sobre um único módulo no período de um dia, os valores desta e das suas demais componentes pode ser observado na Tabela XII.

Tabela XI - Estimativa da Irradiância Direta e Difusa Incidente sobre a Superfície Terrestre

Horas	Irradiância Extraterrestre em uma superfície normal			Irradiância Global Horizontal (i)	Índice de limpidez Atmosférica (K_t)	Irradiância Difusa (\hat{i}_{dif})	Irradiância Direta (\hat{i}_{dir})
	Ângulo do dia (Γ)	Fator de Correção (E_0)	Irradiância Extraterrestre (i_0)				
1	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00
2	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00
3	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00
4	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00
5	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00
6	0	1,03	46,56	49,70	1,06	2,982	46,72
7	0	1,03	340,95	74,70	0,21	73,00	1,70
8	0	1,03	630,89	127,40	0,20	124,67	2,72
9	0	1,03	896,64	545,40	0,60	233,95	311,44
10	0	1,03	1120,08	504,70	0,45	364,84	139,86
11	0	1,03	1285,98	749,00	0,58	357,79	391,21
12	0	1,03	1383,04	794,00	0,57	391,87	402,13
13	0	1,03	1404,64	361,20	0,25	351,87	9,33
14	0	1,03	1349,32	1.199,00	0,88	71,94	1.127,06
15	0	1,03	1220,84	449,30	0,36	382,96	66,34
16	0	1,03	1027,95	955,00	0,92	57,3	897,70
17	0	1,03	783,81	580,60	0,74	34,836	545,76
18	0	1,03	505,05	151,50	0,29	147,06	4,44
19	0	1,03	210,66	71,60	0,33	69,27	2,33
20	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00
21	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00
22	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00
23	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00
24	0	1,03	0	0,00	0	0	0,00

Fonte: Autora.

Tabela XII - Estimativa da Irradiância Total Incidente Sobre um Módulo FV

Horas	Irradiância Direta sobre um Módulo				Irradiância Difusa (\hat{i}_{difFV})	Irradiância Refletida (\hat{i}_{refFV})	Irradiância Total sobre o módulo FV (\hat{i}_{FV})
	Fator de correção geométrica (r_b)	Fator de reflexão dos módulos (f_{rfl})	Quando θ é próximo a 90° considerar (f_{rfl})	Irradiância Direta (\hat{i}_{dirFV})			
1	0	1,11	1	0	0	0	0
2	0	1,13	1	0	0	0	0
3	0	1,15	1	0	0	0	0
4	0	1,20	1	0	0	0	0
5	0	1,28	1	0	0	0	0
6	0	1,83	1	0	2,88	0,49	3,37
7	0,39	0,53	1	0,67	70,57	0,74	71,99
8	0,58	0,85	1	1,59	120,53	1,26	123,39
9	0,66	0,93	1	207,61	226,18	5,43	439,23
10	0,72	0,96	1	101,69	352,72	5,02	459,45
11	0,78	0,98	1	308,51	345,90	7,46	661,88
12	0,85	0,99	1	344,31	378,86	7,91	731,08
13	0,88	0,99	1	8,27	340,18	3,59	352,05
14	0,82	0,98	1	931,17	69,55	11,94	1012,67
15	0,76	0,97	1	50,46	370,24	4,47	425,18
16	0,70	0,95	1	629,49	55,39	9,51	694,40
17	0,63	0,90	1	346,85	33,67	5,78	386,31
18	0,52	0,78	1	2,34	142,17	1,50	146,02
19	0,16	-0,97	-0,97	-0,37	66,97	0,71	67,30
20	0	1,43	1	0	0	0	0
21	0	1,23	1	0	0	0	0
22	0	1,18	1	0	0	0	0
23	0	1,14	1	0	0	0	0
24	0	1,12	1	0	0	0	0

Fonte: Autora.

O comportamento da irradiância total incidente sobre um módulo em um dia aleatório, pode ser observado Figura 22. É possível constatar que a curva descrita não é a ideal, ou seja, não é a forma de sino perfeita, essa diferença surge justamente pelo fato da metodologia ter por objetivo a proximidade da realidade, considerando as características específicas da região que será instalado o sistema.

Figura 22 - Irradiância Total Incidente sobre um Módulo FV



Fonte: Autora.

4.2.2 Modelo 2

Como ressaltando anteriormente, o objetivo do segundo modelo é estabelecer a potência gerada por um único módulo. Para isso, primeiramente, é necessário definir qual módulo será utilizado no sistema, a fim de obter-se algumas especificações presentes no *datasheet* do mesmo. A Tabela XIII representa estes dados.

Tabela XIII - Dados do Módulo FV

Descrição	
Marca	Canadian Solar
Modelo	CS6U - 330W
Área	1,944 m
Imp	8,88 A
V _{imp}	37,2 V
Eficiência	16,98%
K_{FV}	0,0041 % / °C

Fonte: *Datasheet*.

Assim como no primeiro modelo a análise foi feita de forma horária para todos os dias do ano, contando com até nove casas decimais, a fim de garantir precisão nos resultados. Porém, aqui será representada apenas a análise diária, onde alguns valores foram truncados, de forma a facilitar a visualização dos dados.

A Tabela XIV apresenta a estimativa da potência total gerada por um módulo em um dia aleatório. Os dados de temperatura ambiente e velocidade do vento são dados climáticos históricos da região, obtidos através do projeto SONDA.

Tabela XIV - Estimativa da Potência Total Gerada por um Módulo FV

Horas	Irradiância Total sobre o módulo FV (\hat{i}_{FV})	Temperatura do Módulo FV (\hat{t}_m)			Potência Gerada pelo módulo FV (W) (\hat{P}_{FV})
		Temperatura Ambiente (t_{amb})	Velocidade média do vento (V_{vent})	Temperatura do módulo FV (\hat{t}_m)	
1	0	21,23	1,65	21,7987	0
2	0	21,25	1,834	21,5364	0
3	0	20,81	1,914	20,9992	0
4	0	20,64	1,705	21,1583	0
5	0	20,02	2,039	20,0633	0
6	3,3781	20,31	2,268	20,0925	1,1384
7	71,9996	20,53	2,433	21,8885	24,0806
8	123,3997	20,78	2,697	23,1339	41,0592
9	439,2313	22,51	2,42	32,5757	139,6640
10	459,4551	23,94	2,504	35,1405	144,9830
11	661,8859	25,28	1,433	43,0120	201,1800
12	731,0809	25,47	2,06	44,4106	221,0646
13	352,0561	25,49	0,000963	37,9446	110,0060
14	1012,6700	25,94	2,457	50,2126	295,6219
15	425,1869	25,14	2,383	35,7918	133,9639
16	694,4019	25,9	3,073	39,7388	212,0139
17	386,3149	25,4	3,498	31,0636	123,0491
18	146,0292	24,12	4,52	24,1050	48,3915
19	67,3068	23,48	3,193	23,4134	22,3754
20	0	22,12	2,255	21,7135	0
21	0	21,51	2,367	20,9672	0
22	0	21,26	1,773	21,6390	0
23	0	20,65	2,166	20,4633	0
24	0	20,11	1,489	20,9885	0

Fonte: Autora.

O comportamento da potência total gerada por este módulo, neste dia em questão, pode ser observado na Figura 23. Pode-se constatar que o pico de geração foi entre o final da manhã e início da tarde, e não passou em nenhum momento, deste dia, de 300W.

Figura 23 - Potência Total Gerada por um Módulo FV



Fonte: Autora.

4.2.3 Modelo 3

O terceiro modelo tem por objetivo estimar a potência que será injetada na rede. Diferentemente dos outros dois modelos, este não analisa apenas um único módulo, mas sim o sistema completo. Para facilitar a visualização dos resultados, foram propostos três sistemas, que diferem-se entre si apenas no número de módulos, respeitando os limites estabelecidos anteriormente na Tabela VII.

O inversor utilizado em todos os sistemas analisados é o mesmo, tendo suas especificações fornecidas anteriormente na Tabela VIII.

4.2.3.1 Sistema 1

O primeiro sistema em análise é composto por 97 módulos, sendo que este valor foi estabelecido anteriormente no item 4.1, como sendo o número de módulos calculado.

Assim como nos outros dois modelos, a análise foi realizada de forma horária para todos os dias do ano, porém a Tabela XV representa a potência que poderá ser injetada na rede apenas para um dia aleatório, além disso alguns valores foram truncados de forma a facilitar sua visualização.

Tabela XV - Estimativa da Potência Injetada na Rede pelo Sistema 1

Horas	Potência Gerada pelo arranjo FV (W)	Eficiência Inversor (%)	Potência Injetada na Rede (W) (\hat{P}_{ca})	Potência Injetada na Rede Considerando a Saturação do Inversor (W)
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0,3346	75,9722	83,8937	83,8937
7	7,0782	83,8065	1957,5767	1957,5767
8	12,0689	89,3687	3559,3312	3559,3312
9	41,0527	97,3086	13182,8063	13182,8063
10	42,6162	97,3479	13690,3821	13690,3821
11	59,1347	97,6366	19053,2669	19053,2669
12	64,9796	97,7058	20951,3329	20951,3329
13	32,3351	97,0057	10351,0817	10351,0817
14	86,89494	97,8899	28070,2705	27000
15	39,3772	97,2628	12638,8275	12638,8275
16	62,3192	97,6757	20087,3692	20087,3692
17	36,1689	97,1613	11596,9525	11596,9525
18	14,2241	92,0492	4320,7694	4320,7694
19	6,5770	83,4835	1811,9414	1811,9414
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0

Fonte: Autora.

A Tabela XVI apresenta de forma resumida as características desse sistema.

Tabela XVI - Dados do Sistema 1

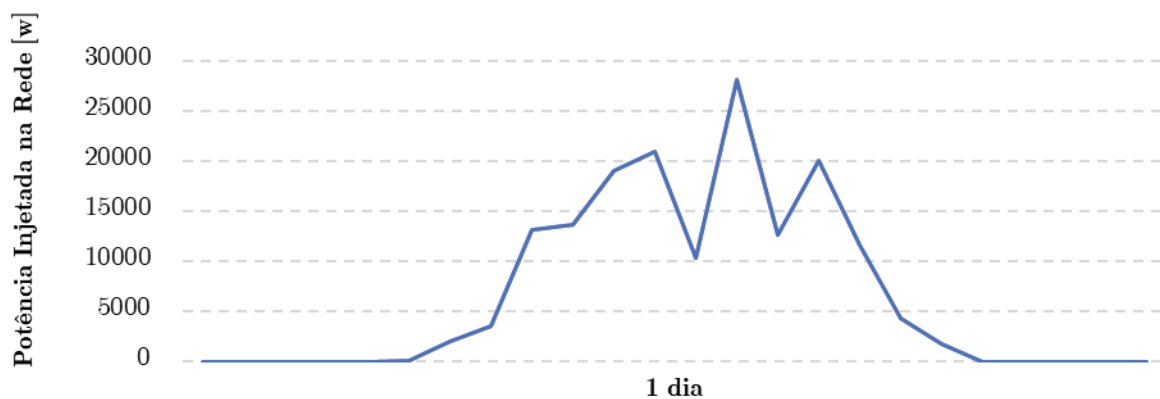
Número de módulos	97
Potência de cada módulo	330 W
Potência do arranjo	32,010 kW
Energia Gerada	40271,437 kWh
Energia Gerada com inversor saturando	40183,874 kWh
Perda de energia por saturação	87,563 kWh
FDI	0,843
Média Mensal	3348,6561 kWh

Fonte: Autora.

Os valores de energia gerada correspondem ao somatório das potências horárias injetadas na rede ao longo do período analisado, no caso um ano completo.

O comportamento da potência que poderá ser injetada na rede pelo sistema 1, em um dia aleatório, pode ser observado na Figura 24, neste dia especificamente houve a saturação do inversor.

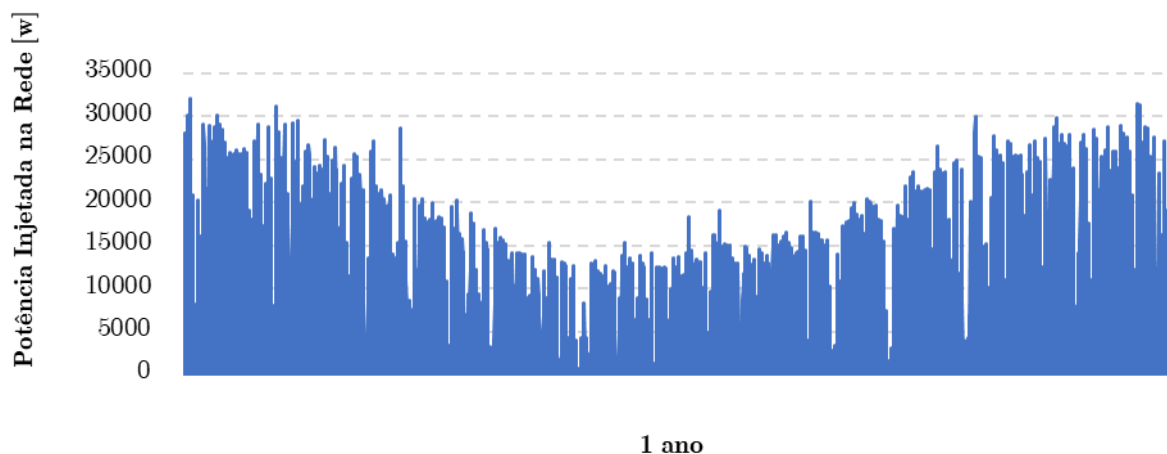
Figura 24 - Potência Injetada na Rede em um dia Sistema 1



Fonte: Autora.

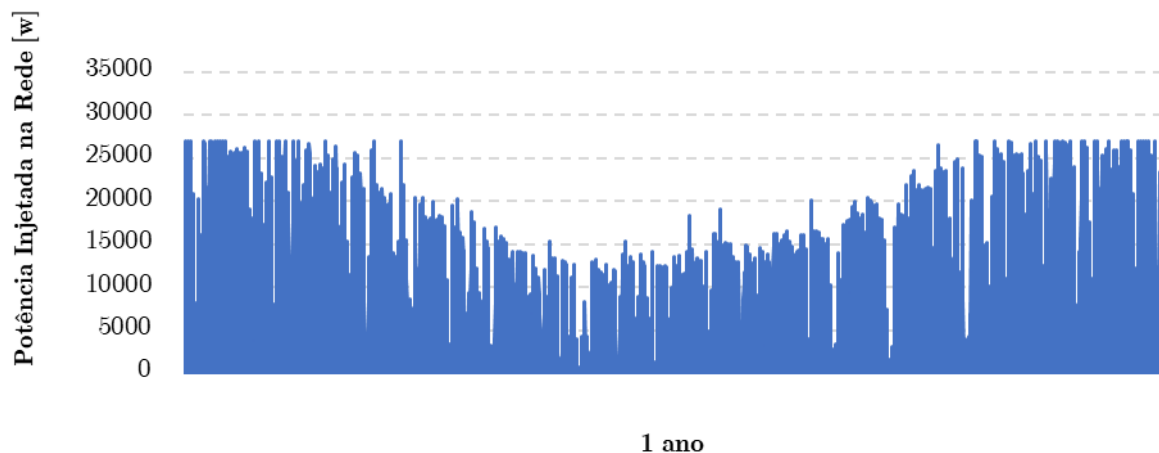
A Figura 25 demonstra o comportamento da potência injetada na rede, ao longo do ano, pelo sistema 1, nesta representação não foram consideradas as perdas de potência por saturação do inversor, justamente para comparar esta situação com a Figura 26, a qual exemplifica o comportamento da potência injetada na rede, para o mesmo período, porem considerando as perdas por saturação.

Figura 25 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 1



Fonte: Autora.

Figura 26 – Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 1 considerando a Saturação do Inversor



Fonte: Autora.

Analisando tanto a Tabela XVI quanto a Figura 26 é possível afirmar que este sistema está saturando apenas em alguns momentos específicos do ano. Todavia, o montante de perda de energia por saturação não é expressivo, neste caso.

4.2.3.2 Sistema 2

O segundo sistema proposto terá em seu arranjo 90 módulos, este número foi estabelecido a partir do número de módulos mínimo e máximo apresentados na Tabela VII.

A Tabela XVII representa a potência deste sistema que poderá ser injetada na rede para um dia aleatório.

Tabela XVII - Estimativa da Potência Injetada na Rede pelo Sistema 2

Horas	Potência Gerada pelo Arranjo FV (W)	Eficiência Inversor (%)	Potência Injetada na Rede (W) (\hat{P}_{ca})	Potência Injetada na Rede Considerando a Saturação do Inversor (W)
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0,3104	75,9027	77,7682	77,7682
7	6,5674	83,4776	1809,1798	1809,1798
8	11,1979	88,1562	3257,6675	3257,6675
9	38,0901	97,2245	12220,8948	12220,8948
10	39,5408	97,2675	12691,9255	12691,9255
11	54,8672	97,5777	17667,6318	17667,6318
12	60,2903	97,6512	19428,5219	19428,5219
13	30,0016	96,8823	9591,8805	9591,8805
14	80,6241	97,8464	26032,9912	26032,9912
15	36,5356	97,1740	11716,0371	11716,0371
16	57,8219	97,6193	18626,9998	18626,9998
17	33,5588	97,0606	10748,9040	10748,9040
18	13,1976	90,8611	3957,2175	3957,21752
19	6,1023	83,1932	1675,3356	1675,3356
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0

Fonte: Autora.

A Tabela XVIII apresenta de forma resumida as características desse segundo sistema. Os valores de energia gerada correspondem aos valores de um ano completo.

Tabela XVIII - Dados do Sistema 2

Número de módulos	90
Potência de cada módulo	330 W
Potência do arranjo	29,700 kW
Energia Gerada	37300,259 kWh
Energia Gerada com inversor saturando	37285,900 kWh
Perda de energia por saturação	14,359 kWh
FDI	0,909
Média Mensal	3107,1584kWh

Fonte: Autora.

O comportamento da potência que poderá ser injetada na rede pelo sistema 2, em um dia aleatório, pode ser observado na Figura 27. Neste dia em questão, o inversor não saturou, ou seja, em nenhum momento a potência gerada pelo arranjo foi superior a 27 kW.

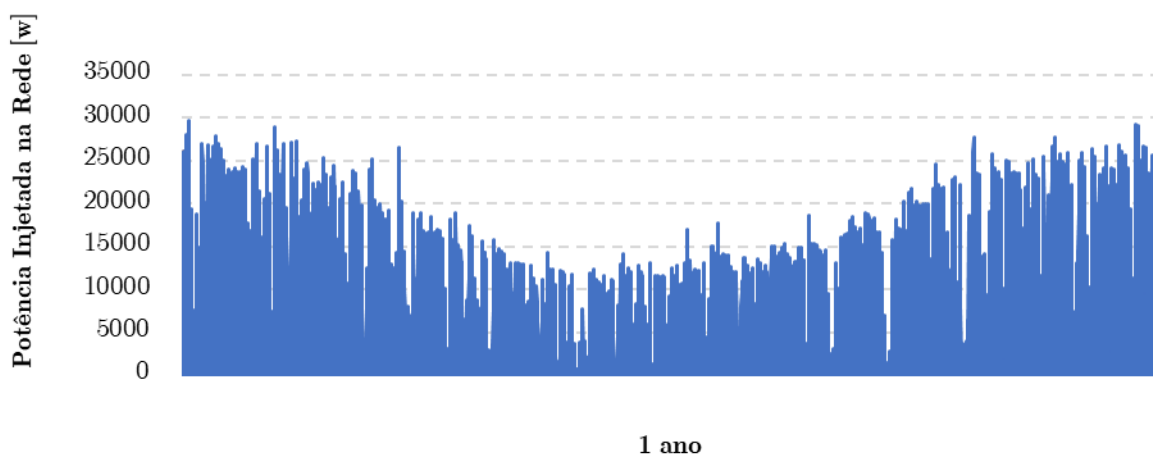
Figura 27 - Potência Injetada na Rede em um dia Sistema 2



Fonte: Autora.

A potência injetada na rede pelo segundo sistema em um ano completo, sem considerar as perdas por saturação, pode ser observada na Figura 28.

Figura 28 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 2

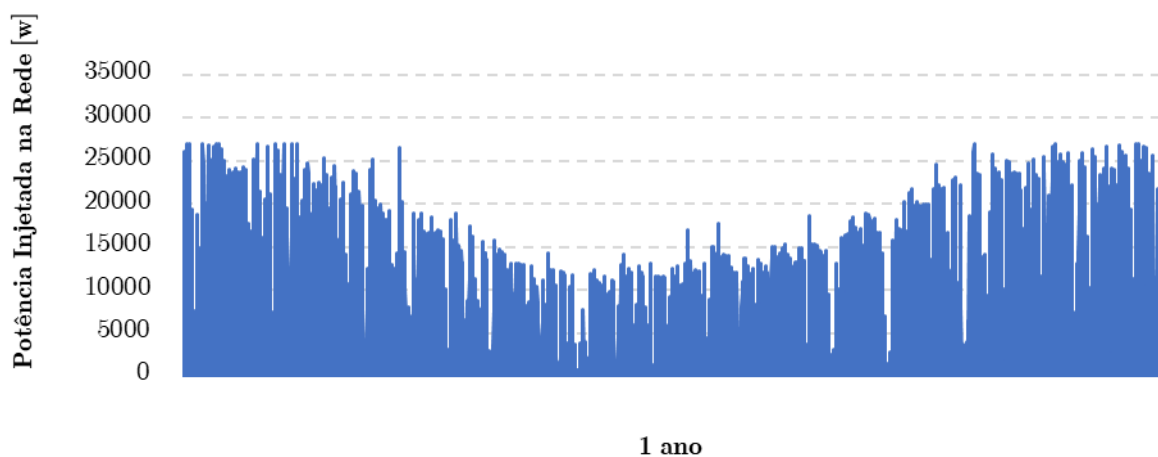


Fonte: Autora.

A Figura 29 representa a potência que de fato poderá ser injetada na rede pelo segundo sistema, pois nesse caso, foram consideradas as perdas por saturação do inversor. Como pode ser observado, de forma numérica, na Tabela XVIII as perdas

por saturação, neste sistema, foram mínimas, ocorrendo apenas em momentos isolados do ano.

Figura 29 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 2 considerando a Saturação do Inversor



Fonte: Autora.

4.2.3.3 Sistema 3

O terceiro e último sistema analisado é constituído por 115 módulos, sendo que este montante foi estabelecido, assim como no segundo sistema, a partir dos valores mínimo e máximo apresentados na Tabela VII. A Tabela XIX representa a potência que este sistema poderá injetar na rede em um dia aleatório. Ressaltando que a análise completa, assim como nos outros dois sistemas, foi baseada no período de um ano, sendo realizada de forma horária.

O valor de 115 módulos, corresponde ao número máximo de módulos que é recomendável para constituir o arranjo de forma segura, ou seja, seguindo as recomendações do fabricante do inversor. Pois, se ultrapassado esse valor, em alguns momentos a potência gerada pelo arranjo será superior a 37800 W, a qual é justamente a potência máxima admissível pelo inversor.

Tabela XIX - Estimativa da Potência Injetada na Rede pelo Sistema 3

Horas	Potência Gerada pelo Arranjo FV (W)	Eficiência Inversor (%)	Potência Injetada na Rede (W) (\hat{P}_{ca})	Potência Injetada na Rede Considerando a Saturação do Inversor (W)
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0,3967	76,1481	99,6919	99,6919
7	8,3917	84,8230	2348,9871	2348,9871
8	14,3085	92,1381	4350,5935	4350,5935
9	48,6707	97,4755	15655,8957	15655,8957
10	50,5243	97,5085	16257,6514	16257,6514
11	70,1081	97,7580	22617,0127	22617,0127
12	77,0376	97,8186	24867,8903	24867,8903
13	38,3354	97,2320	12300,5384	12300,5384
14	103,0197	97,9799	33309,7735	27000
15	46,6844	97,4372	15011,0490	15011,0490
16	73,8836	97,7923	23843,3357	23843,3357
17	42,8807	97,3542	13776,2640	13776,2640
18	16,8637	94,2144	5243,0549	5243,0549
19	7,7974	84,3249	2169,8284	2169,8284
20	0	0	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0

Fonte: Autora.

A Tabela XX apresenta de forma resumida as características do sistema 3. Os valores de energia gerada correspondem aos valores de um ano completo. O comportamento da potência que poderá ser injetada na rede por este sistema, em um dia, pode ser observado na Figura 30, onde é possível constatar que neste dia em questão houve a saturação do inversor. Já o comportamento deste mesmo sistema em um ano pode ser observado na Figura 31 e na Figura 32, analisando o período completo é possível visualizar que em alguns momentos o inversor está saturando, ou seja, a potência fornecida pelo arranjo é superior a potência nominal do inversor.

Tabela XX - Dados Sistema 3

Número de módulos	115
Potência de cada módulo	330 W
Potência do arranjo	37,950 kW
Energia Gerada	47909,099 kWh
Energia Gerada com inversor saturando	47042,227 kWh
Perda de energia por saturação	866,872 kWh
FDI	0,711
Média Mensal	3920,1856 kWh

Fonte: Autora.

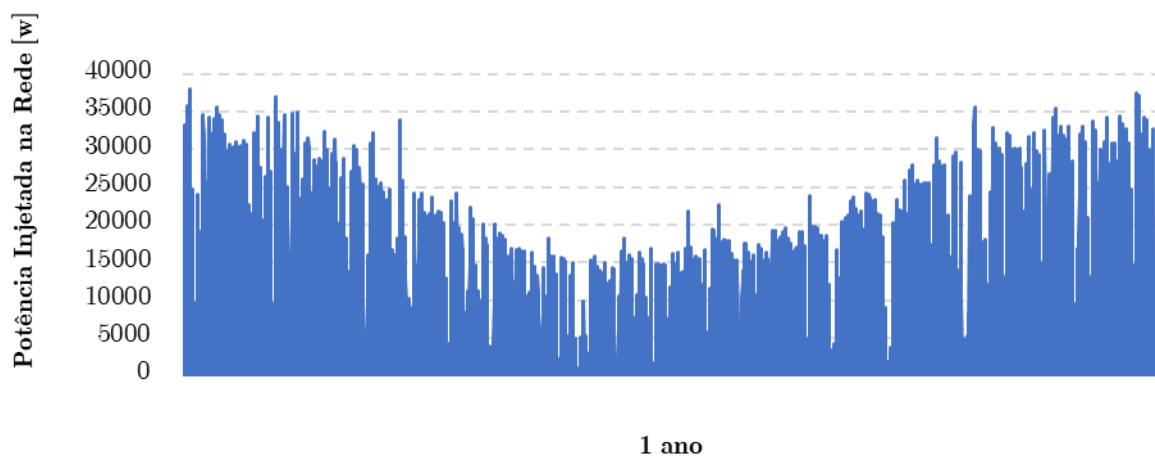
A Figura 31, em sua representação, não considera a saturação do inversor, justamente para que se consiga compara-la com a Figura 32, a qual considera essa perda de potência por saturação, ou seja, representa apenas a potência que realmente poderá ser injetada na rede.

Figura 30 - Potência Injetada na Rede em um dia Sistema 3



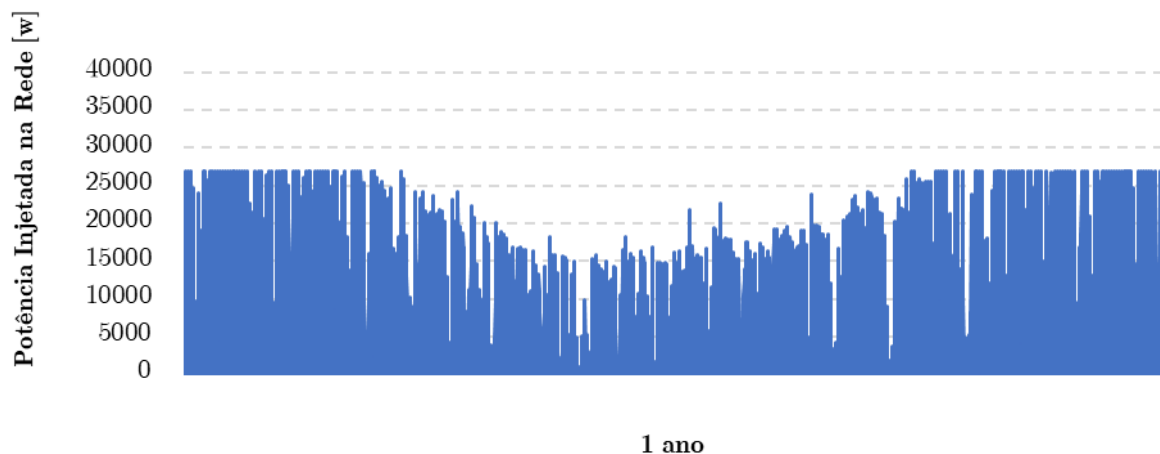
Fonte: Autora.

Figura 31 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 3



Fonte: Autora.

Figura 32 - Potência Injetada na Rede em um ano Sistema 3 considerando a Saturação do Inversor



Fonte: Autora.

Assim, através da análise da Tabela XX, da Figura 31 e da Figura 32 é possível constatar que este sistema também está saturando, tendo uma perda de energia por saturação mais expressiva que os dois sistemas anteriores. Mesmo assim, essa perda é muito pequena, quando contrastada ao montante de energia que este sistema está gerando a mais, que nas outras duas situações.

4.3 Análise de Viabilidade Econômica

Para essa análise é necessário, primeiramente, estimar o valor dos componentes utilizados nos sistemas, sendo que todos contarão com o mesmo tipo de módulo FV e de inversor. A Tabela XXI demonstra o custo total dos sistemas analisados, ressaltando que foram contabilizados apenas os valores dos módulos e do inversor, os demais componentes, como cabos e conectores não foram englobados nesta estimativa. O módulo escolhido possui valor unitário de R\$ 800,00 e o inversor solar valor de R\$ 24.309,00, sendo que esses números foram estabelecidos com base nos valores praticados na região.

Tabela XXI - Custo Total dos Sistemas

Sistema 1	R\$ 101.909,00
Sistema 2	R\$ 96.309,00
Sistema 3	R\$ 116.309,00

Fonte: Autora.

Além da estimativa dos custos dos sistemas e da potência que poderá ser injetada na rede pelos mesmos é necessário especificar mais alguns dados de entrada para implementar a metodologia proposta:

- Taxa média anual: 4,25% ao ano (Taxa Selic estabelecido no dia 05/02/2020);
- Inflação Monetária: 5,71% ao ano;
- Degradação da capacidade do conjunto:
De 10 à 12 anos: 90%;
De 20 à 25 ano: 80%;
- Custo de manutenção anual: 1% do custo dos equipamentos.

A análise de viabilidade econômica dos sistemas propostos é baseada na tarifa de energia, conforme os seguintes valores:

- Tarifa de consumo utilizada: 0,59 R\$/kWh;
- Bandeiras tarifárias:
Verde: sem acréscimo;
Amarela: 0,01343/kWh;
Vermelha Patamar 1: 0,04169/kWh;
Vermelha Patamar 2: 0,06243/kWh;
- Aumento anual da tarifa de energia elétrica: 8,13% ao ano.

A tarifa de energia elétrica considera teve seu período de vigência iniciado em 01/07/2020, sendo praticada pela concessionária local, no caso RGE Sul.

Os cálculos são baseados em um horizonte de 25 anos, conforme a vida útil dos componentes. Sendo realizados para os três sistemas propostos, considerando as

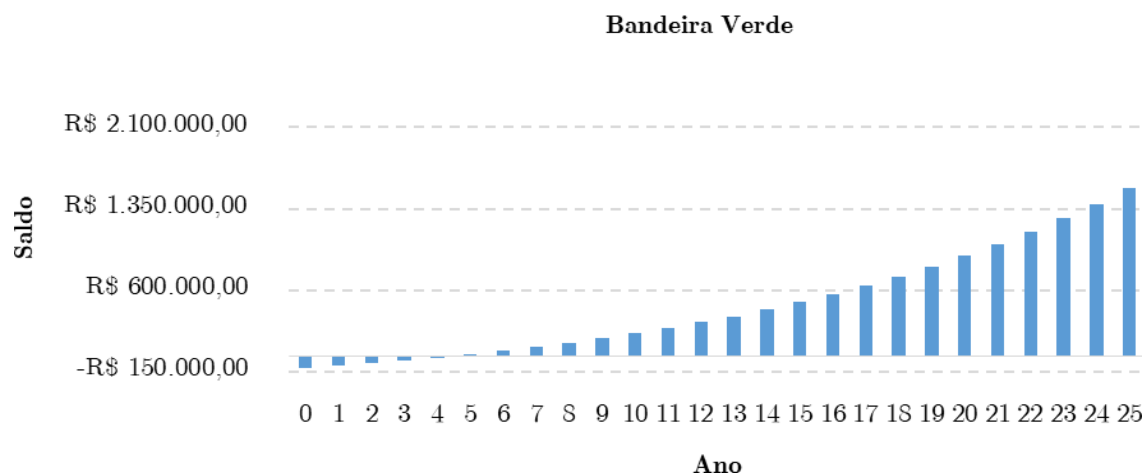
quatro bandeiras tarifárias. Assim como o restante da metodologia apresentada anteriormente, a análise de viabilidade econômica foi estruturada no EXCEL.

4.3.1 Sistema 1

A análise de viabilidade econômica do primeiro sistema (97 módulos) para a bandeira tarifária verde, assim como as análises econômicas considerando as demais bandeiras, estão dispostas no Anexo I, de forma detalhada, a fim de facilitar sua visualização e otimizar o espaço.

A Figura 33 demonstra o fluxo de caixa do primeiro sistema para a bandeira tarifária verde. Os valores de VPL, TIR e *Payback* obtidos conforme a metodologia proposta, em um horizonte de 25 anos para essa bandeira, são apresentados na Tabela XXII.

Figura 33 - Fluxo de caixa Sistema 1 Bandeira verde



Fonte: Autora.

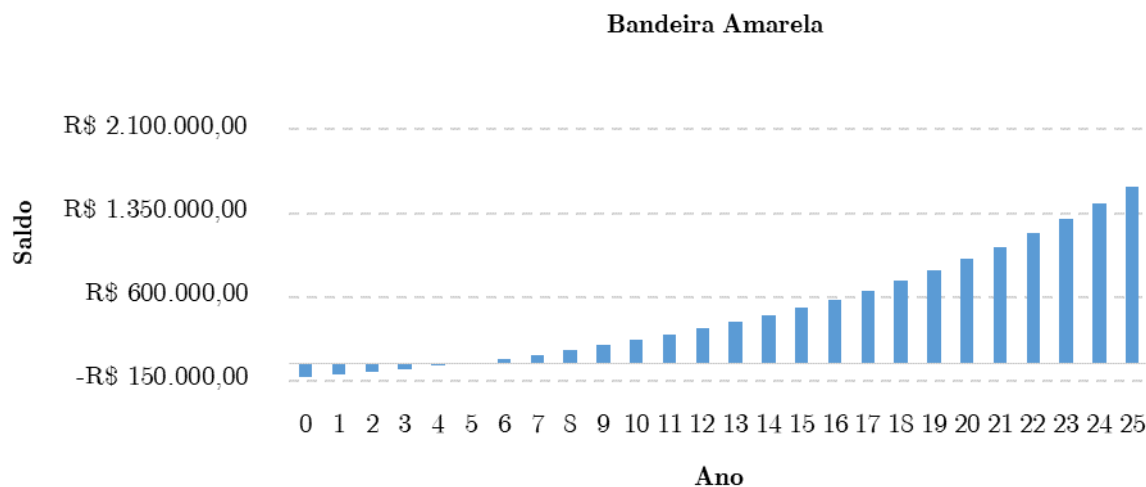
Tabela XXII - Indicadores econômicos Sistema 1 Bandeira verde

VPL	R\$ 739.047,94
TIR	26,62%
Payback	4,55

Fonte: Autora.

A Figura 34 demonstra o fluxo de caixa do primeiro sistema, para a bandeira tarifária amarela. Os indicadores econômicos deste mesmo sistema, nesta mesma bandeira estão dispostos na Tabela XXIII.

Figura 34 - Fluxo de caixa Sistema 1 Bandeira amarela



Fonte: Autora.

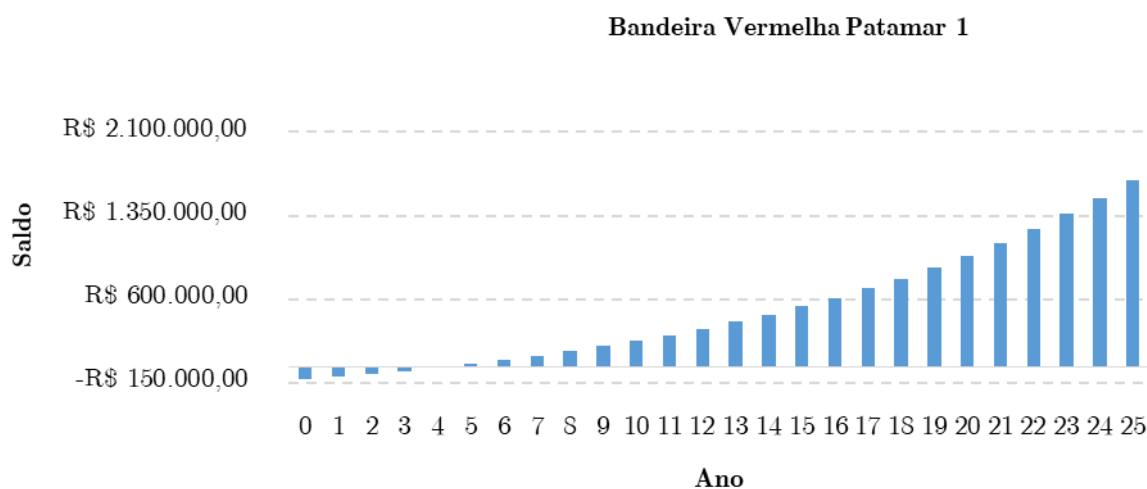
Tabela XXIII – Indicadores econômicos Sistema 1 Bandeira amarela

VPL	R\$ 759.574,34
TIR	27,09%
Payback	4,47

Fonte: Autora.

A Figura 35 representa o fluxo de caixa, do primeiro sistema, para a bandeira tarifária vermelha patamar 1. Os indicadores econômicos deste mesmo sistema, nesta mesma bandeira estão dispostos na Tabela XXIV.

Figura 35 - Fluxo de caixa Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 1



Fonte: Autora.

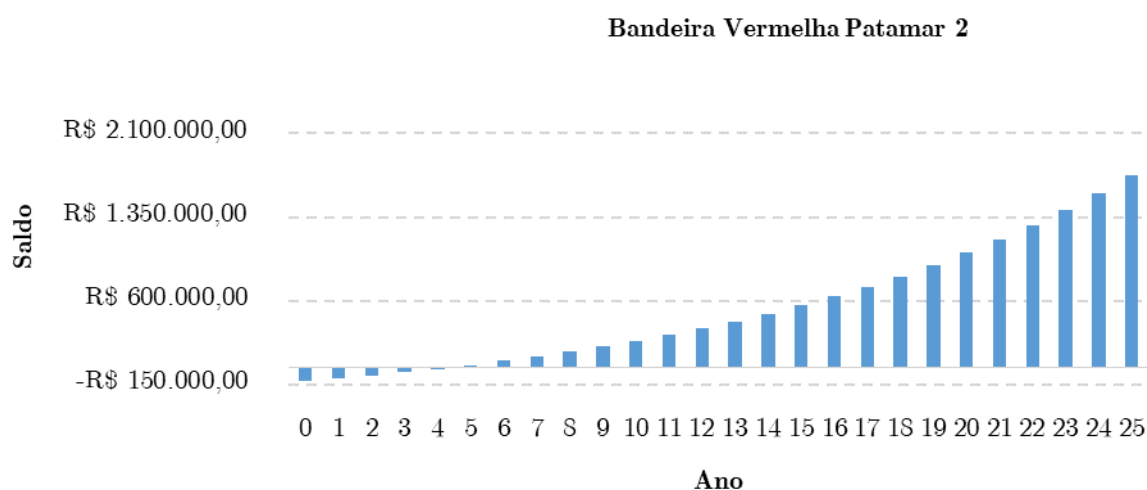
Tabela XXIV - Indicadores econômicos Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 1

VPL	R\$ 802.766,90
TIR	28,08%
Payback	4,30

Fonte: Autora.

A Figura 36 demonstra o fluxo de caixa do sistema 1 para o cenário mais crítico possível, ou seja, bandeira vermelha patamar 2. Os indicadores econômicos para esta mesma situação estão dispostos na Tabela XXV.

Figura 36 - Fluxo de caixa Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 2



Fonte: Autora.

Tabela XXV - Indicadores econômicos Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 2

VPL	R\$ 834.465,90
TIR	28,80%
Payback	4,19

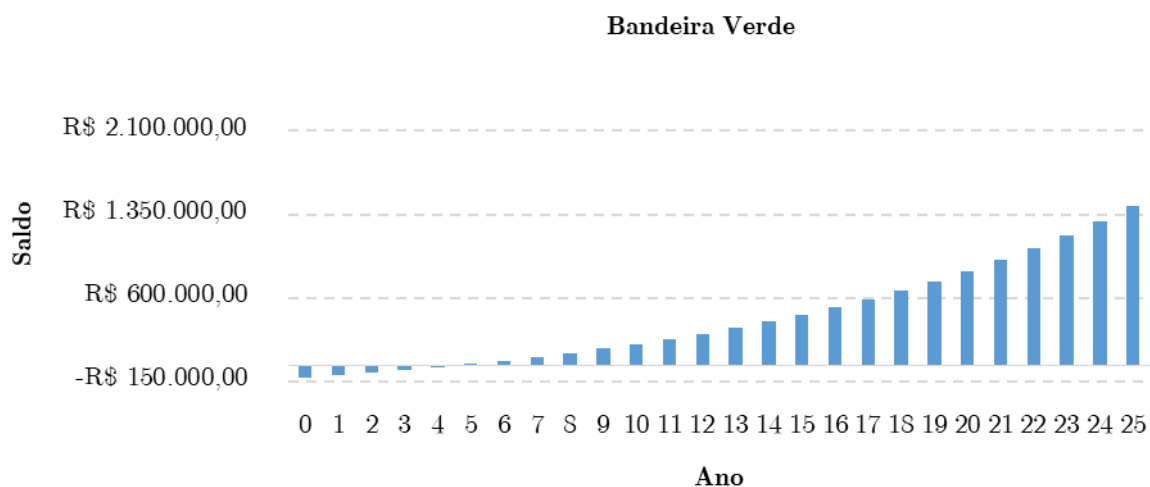
Fonte: Autora.

4.3.2 Sistema 2

A mesma análise de viabilidade econômica será aplicada ao segundo sistema (90 módulos) para todas as bandeiras tarifárias consideradas anteriormente. A análise completa, está disponibilizada no Anexo II, de forma a otimizar o espaço.

A Figura 37 demonstra o fluxo de caixa do segundo sistema para a bandeira tarifária verde e a Tabela XXVI dispõe os indicadores econômicos analisados.

Figura 37 - Fluxo de caixa Sistema 2 Bandeira verde



Fonte: Autora.

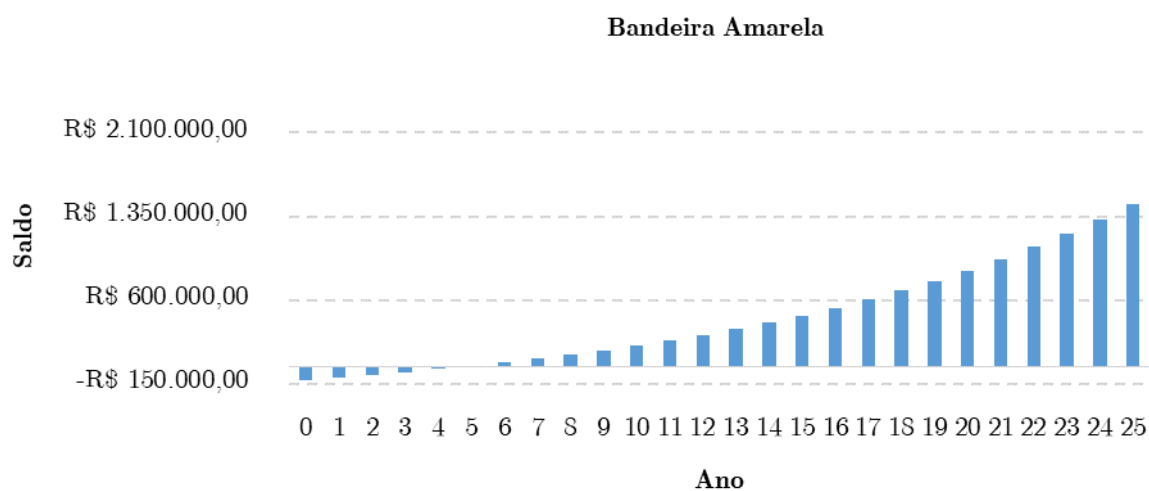
Tabela XXVI - Indicadores econômicos Sistema 2 Bandeira verde

VPL	R\$ 681.273,85
TIR	26,19%
Payback	4,63

Fonte: Autora.

A Figura 38 demonstra o fluxo de caixa do segundo sistema para a bandeira tarifária amarela.

Figura 38 - Fluxo de caixa Sistema 2 Bandeira amarela



Fonte: Autora.

Os valores de VPL, TIR e *Payback* obtidos em um horizonte de 25 anos para o segundo sistema na bandeira amarela, são apresentados na Tabela XXVII.

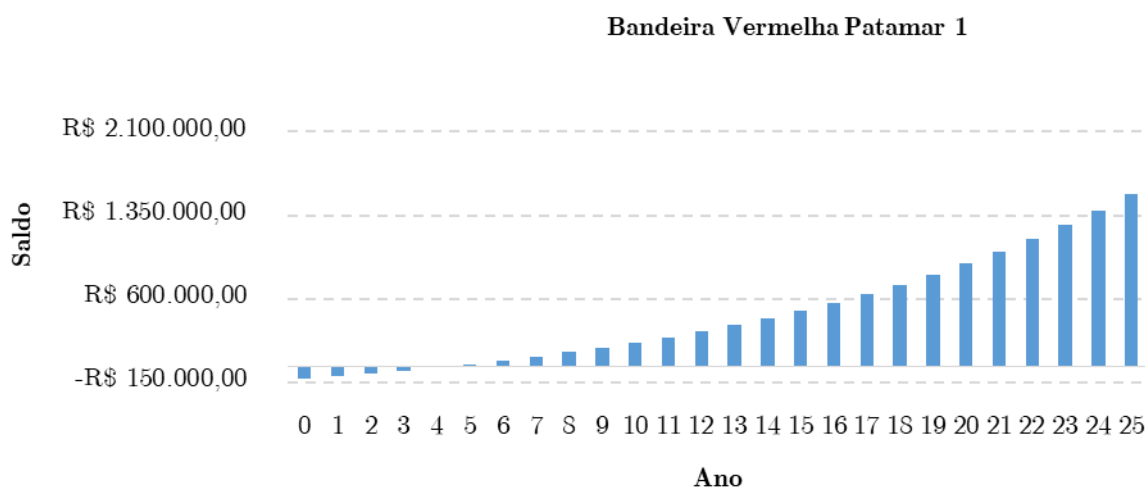
Tabela XXVII - Indicadores econômicos Sistema 2 Bandeira amarela

VPL	R\$ 700.302,24
TIR	26,66%
Payback	4,54

Fonte: Autora.

A Figura 39 representa o fluxo de caixa do segundo sistema para a bandeira tarifária vermelha patamar 1. Os indicadores econômicos deste mesmo sistema estão dispostos na Tabela XXVIII.

Figura 39 - Fluxo de caixa Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 1



Fonte: Autora.

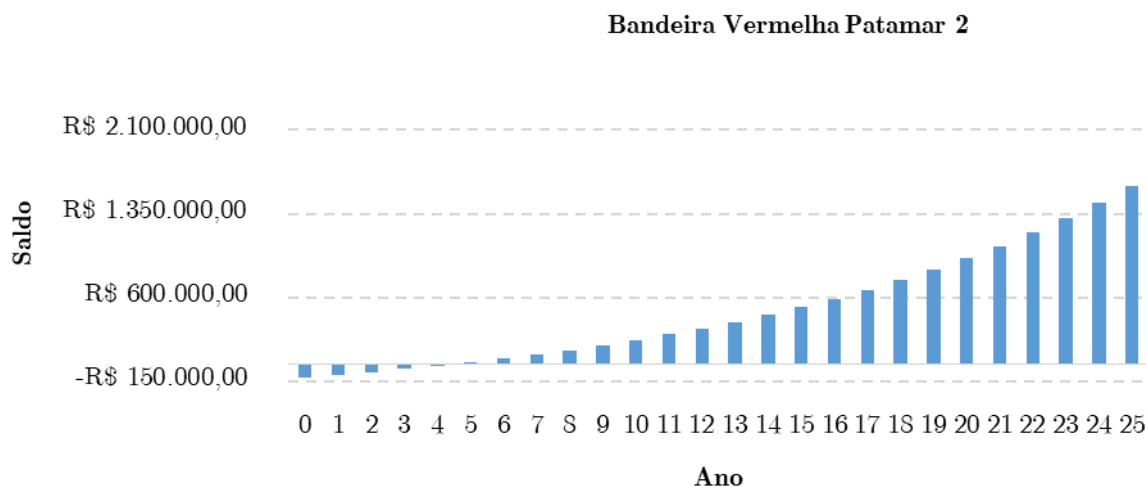
Tabela XXVIII - Indicadores econômicos Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 1

VPL	R\$ 740.342,63
TIR	27,63%
Payback	4,37

Fonte: Autora.

O cenário mais crítico do segundo sistema, bandeira tarifária vermelha patamar 2, tem seu fluxo de caixa representado na Figura 40. Os indicadores econômicos dessa análise estão dispostos na Tabela XXIX.

Figura 40 - Fluxo de caixa Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 2



Fonte: Autora.

Tabela XXIX - Indicadores econômicos Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 2

VPL	R\$ 769.728,26
TIR	28,34%
Payback	4,26

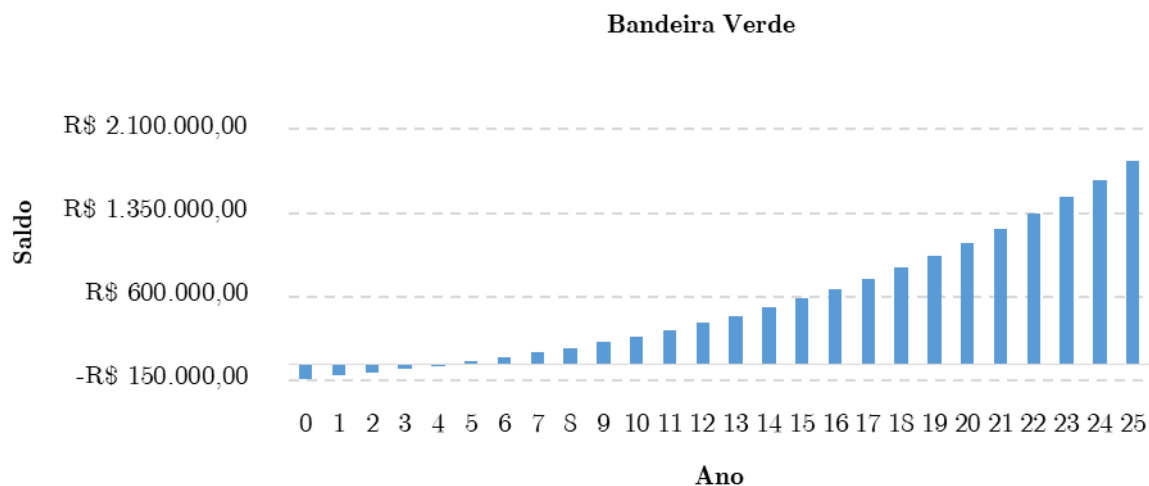
Fonte: Autora.

4.3.3 Sistema 3

O terceiro e último sistema proposto (115 módulos), possui a análise de viabilidade econômica, para todas as bandeiras tarifárias possíveis, no horizonte de 25 anos, disponibilizada no Anexo III, de forma detalhada.

O fluxo de caixa do terceiro sistema para a bandeira tarifária verde está demonstrado na Figura 41. Os indicadores econômicos, VPL, TIR e *Payback*, referentes a essa análise, estão dispostos na Tabela XXX.

Figura 41 - Fluxo de caixa Sistema 3 Bandeira verde



Fonte: Autora.

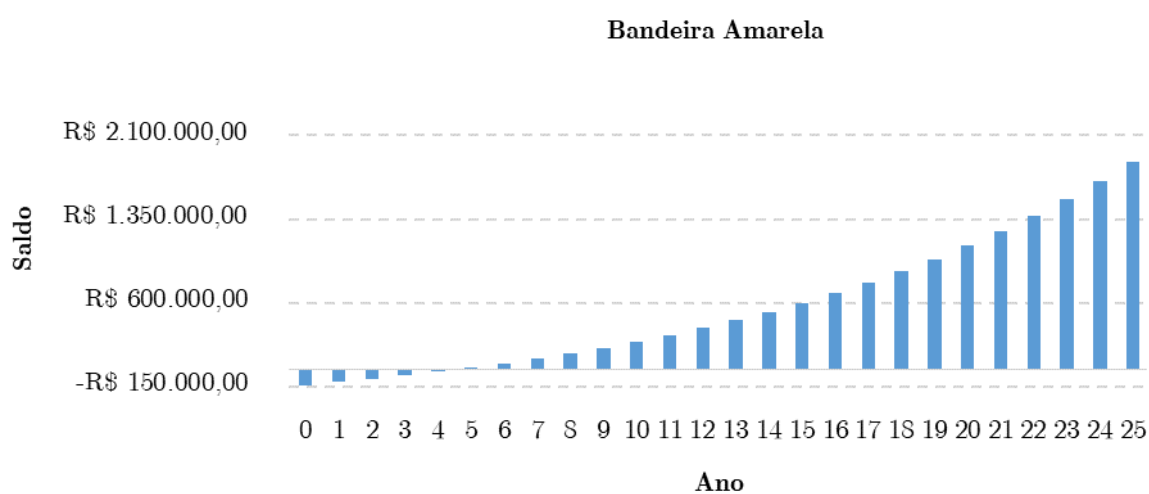
Tabela XXX - Indicadores econômicos Sistema 3 Bandeira verde

VPL	R\$ 874.130,46
TIR	27,24%
Payback	4,44

Fonte: Autora.

O fluxo de caixa e os indicadores econômicos do sistema 3, na bandeira amarela estão representados, respectivamente na Figura 42 e na Tabela XXXI.

Figura 42 - Fluxo de caixa Sistema 3 Bandeira amarela



Fonte: Autora.

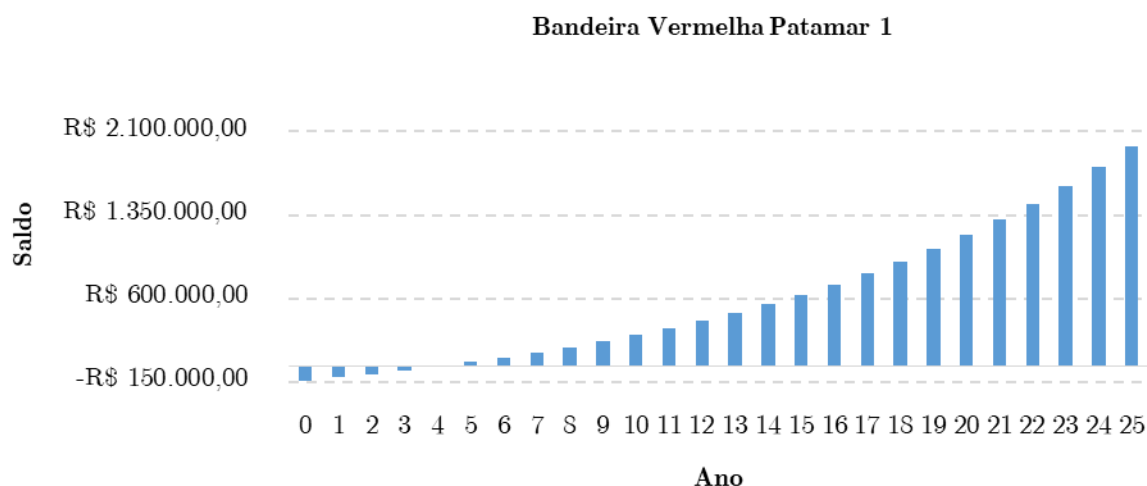
Tabela XXXI - Indicadores econômicos Sistema 3 Bandeira amarela

VPL	R\$ 898.202,04
TIR	27,73%
Payback	4,36

Fonte: Autora.

A Figura 41/Figura 43 expressa o fluxo de caixa correspondente ao terceiro sistema na bandeira tarifária vermelha patamar 1. A Tabela XXXII disponibiliza os indicadores econômicos para a análise em questão.

Figura 43 - Fluxo de caixa Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 1



Fonte: Autora.

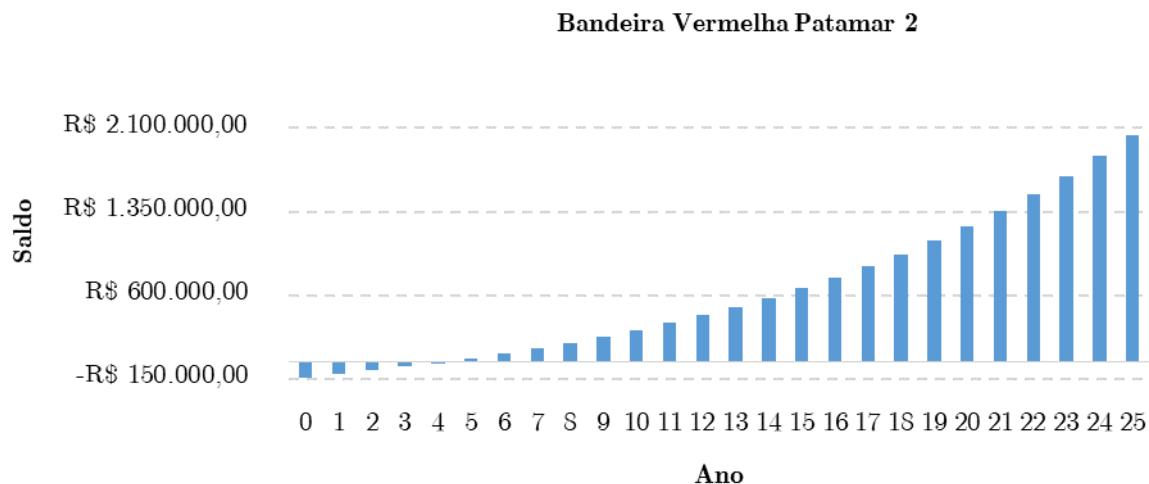
Tabela XXXII - Indicadores econômicos Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 1

VPL	R\$ 948.854,54
TIR	28,74%
Payback	4,20

Fonte: Autora.

O fluxo de caixa, em um horizonte de 25 anos, para o terceiro sistema, na bandeira tarifária vermelha patamar 2 está representado na Figura 44. Os respectivos indicadores para a análise em questão, estão dispostos na Tabela XXXIII.

Figura 44 - Fluxo de caixa Sistema 3 Bandeira tarifária vermelha patamar 2



Fonte: Autora.

Tabela XXXIII - Indicadores econômicos Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 2

VPL	R\$ 986.028,38
TIR	29,48%
Payback	4,09

Fonte: Autora.

4.3.4 Comparação dos Resultados

Comparando os resultados obtidos em relação a energia, que de fato poderá ser injetada na rede, pelos três sistemas em questão, é possível constatar que mesmo o terceiro sistema (115 módulos) saturando de forma mais expressiva, ele entrega um montante de energia superior a gerada pelos outros dois sistemas. Isso implica, da mesma forma, em uma geração média mensal maior deste sistema, quando realizada a mesma comparação. Essas constatações podem ser observadas na Tabela XXXIV, ressaltando que a energia gerada, nada mais é que o somatório dos valores de potência horária que será injetada na rede pelo sistema no período de um ano.

Tabela XXXIV - Comparações entre os Sistemas em relação a Energia Gerada

Sistema	Nº de módulos	Energia Gerada (kWh)	Perda de energia por Saturação (kWh)	Média Mensal (kWh)
Sistema 1	97	40183,874	87,563	3348,6561
Sistema 2	90	37285,900	14,359	3107,1584
Sistema 3	115	47042,227	866,872	3920,1856

Fonte: Autora.

Outro fator a ser atentado é em relação ao FDI, que pode ser observado mais detalhadamente na Tabela XXXV. O segundo sistema, que possui o menor número de módulos (90 módulos), possui o FDI mais próximo ao unitário, já o terceiro sistema, possui o menor valor de FDI. Pode-se observar, com todos os resultados demonstrados até aqui, que quando o sistema é bem projetado, levando em consideração todas as características da região, não é um problema, o FDI não ser unitário, o que ocorre justamente pela escolha de um inversor com potência inferior à do arranjo.

Tabela XXXV - Comparações entre Sistemas em relação ao FDI

Sistema	Nº de módulos	FDI
Sistema 1	97	0,843
Sistema 2	90	0,909
Sistema 3	110	0,711

Fonte: Autora.

Obviamente, que esse incremento na parcela de energia que poderá de fato ser injetada na rede pelo terceiro sistema é relacionado ao acréscimo do número de módulos que compõe o mesmo. O que por sua vez acarreta em um aumento significativo do seu custo inicial, como pode ser observado novamente na Tabela XXXVI.

Tabela XXXVI – Comparações entre os Sistemas em relação ao Custo Inicial

Sistema	Nº de módulos	Custo Inicial (R\$)
Sistema 1	97	101.909,00
Sistema 2	90	96.309,00
Sistema 3	115	116.309,00

Fonte: Autora.

Mesmo com um custo inicial, relativamente maior, quando comparado aos outros dois sistemas, o terceiro sistema, ainda assim, possui seu tempo de retorno de investimento menor, como pode ser observado na Tabela XXXVII.

Tabela XXXVII - Comparações entre os Sistemas em relação ao Tempo de Retorno de Investimento

Sistema	Nº de módulos	Bandeira Verde	Bandeira Amarela	Bandeira Vermelha Patamar 1	Bandeira Vermelha Patamar 2
Sistema 1	97	4,55 anos	4,47 anos	4,3 anos	4,19 anos
Sistema 2	90	4,63 anos	4,54 anos	4,37 anos	4,26 anos
Sistema 3	115	4,44 anos	4,36 anos	4,20 anos	4,09 anos

Fonte: Autora.

Por um lado, o tempo para recuperação do capital investido dos três sistemas, não diferem-se muito entre si, mas por outro lado, se analisado que o terceiro sistema, terá sim um custo inicial maior, mas se pagará aproximadamente no mesmo período que os outros dois sistemas, e ainda assim, disponibilizará um montante de energia superior aos demais, é possível visualizar, neste caso, a vantagem de subdimensionar o inversor.

É importante dizer, baseando-se nos resultados apresentados, tanto na análise técnica, quanto na análise econômica, que todos os sistemas propostos são considerados como viáveis e passíveis de execução, em todos os cenários de simulação tarifária. Sendo mais vantajosos quando o cenário tarifário está no seu pior momento, no caso bandeiras vermelhas patamar 1 e 2. Mas quando a comparação é entre os sistemas, o terceiro sistema, que possui o inversor subdimensionado, torna-se mais vantajoso em todos os aspectos apontados, o que era justamente a proposta da metodologia apresentada.

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho de conclusão de curso estabeleceu-se uma análise referente a viabilidade técnica e econômica de três sistemas fotovoltaicos conectados à rede, que diferem-se entre si apenas no número de módulos que compõe seus respectivos arranjos.

A proposta desta pesquisa foi estabelecer de forma concisa um guia de projeto para este tipo de sistema, onde considera-se os parâmetros climáticos específicos da região, sendo que estes são obtidos através do projeto SONDA, ou seja, são baseados em dados climáticos históricos, garantindo a confiabilidade do modelo. Além disso, a metodologia é estruturada de forma a facilitar o processo de tomada de decisão, tanto em relação a questão de subdimensionamento do inversor, quanto em relação ao investimento propriamente dito.

Através da metodologia é possível estabelecer a faixa de subdimensionamento ideal do inversor sem que ocorra prejuízos ao sistema, ampliando as possibilidades em relação ao custo/benefício do mesmo. Como foi o caso do terceiro sistema, com 110 módulos, onde ele apresenta o menor FDI, mas a maior produção de energia anual. Mesmo esse sistema possuindo o maior custo inicial, ele apresenta o menor tempo de retorno de investimento.

Desta forma é possível constatar que a análise gráfica no período de um ano, contando com o emprego da avaliação numérica do FDI, auxilia a definir de forma otimizada a potência do inversor a ser utilizado no SFVCR, visto que essa técnica depende de valores conhecidos, como a potência dos módulos, parâmetros geométricos e climáticos. Além disso, o emprego dos indicadores econômicos, possibilita visualizar o fato que nem sempre o menor investimento inicial acaba sendo o mais rentável a longo prazo, como é o caso abordado.

Obviamente, que em um projeto, sempre deve ser levado em consideração as características do cliente, o valor que ele está disposto a investir, o local físico que o

sistema será instalado, por exemplo, se for e um telhado, a quantidade de módulos que a estrutura pode comportar, e diversos outros fatores. A metodologia de projeto apresentada nesse trabalho, como ressaltado anteriormente, deve funcionar como um guia, otimizando tempo, já que a mesma está implementada na ferramenta computacional Excel, possibilitando testar números de módulos diferentes para cada sistema proposto, analisando sempre, qual será o mais vantajoso técnica e economicamente. Além de tornar a tarefa de escolha do inversor mais precisa.

Durante a elaboração deste trabalho de conclusão de curso foi possível publicar dois artigos referentes ao tema. O primeiro deles foi publicado e apresentado no VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), sendo intitulado Metodologia de Projeto para SFVCR considerando a Saturação de Inversores. O segundo artigo, denominado Projeto e Análise Econômica de um SFVCR Considerando a Saturação de Inversores, foi apresentado e publicado no XXIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA).

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestões para trabalhos futuros destacam-se:

- Otimizar o processo de coleta dos dados climáticos históricos da região, pensando em inserir um banco de dados dentro da metodologia;
- Implementar a metodologia em uma plataforma na Web;
- Realizar a mesma análise proposto, porém mantendo o mesmo número de módulos e variando o inversor empregado no sistema, no caso, variando sua potência;

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução Normativa 482**, 2012.

ANEEL. **Resolução Normativa 687**, 2015.

ARAUJO, A. J. N.; RANK, N. I.; BUENO, T. B. DE A. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba**. p. 86, 2016.

BENEDITO, R. DA S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009.

BRANDÃO, W. Q.; GUEDES, G. P. Cálculo das coordenadas horizontais do Sol. p. 933–936, 2008.

BUDEL, D. A.; ROOS, C. Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos em residências. p. 46, 2017.

COSTA, H. J. S. DA. **Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará Centro de Tecnologia Departamento de Engenharia Elétrica, 2010.

CRESESB. **Potencial Solar - SunData V3.0**, 2020. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>.

DUFFIE, J.; BECKMAN, W. **Engineering of Thermal Processes**. 3 ed ed. New

York: [s.n.].

FREZATTI, F. **Gestão da Viabilidade Econômico-Financeira dos Projetos de Investimento**. São Paulo: [s.n.].

FUSANO, R. H. **Análise Dos Índices De Mérito Do Sistema Fotovoltaico Conectado à rede do Escritório Verde da UTFPR**. [s.l.] UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA/ELETROTÉCNICA, 2013.

GONÇALVES, L. P. F. **Estudo de Viabilidade de Implementação de um Sistema de Geração Distribuída de Energia Elétrica Produzida por Painéis Fotovoltaicos: Caso da Autarquia de Água e Esgoto Municipal de Santana Do Livramento**. 2018.

GEHRING, A. DE A.; LOPES, L. F. DA S.; DALMOLIN, R. S. **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE: acompanhamento dos índices de mérito no escritório verde da UTFPR e análise da viabilidade econômica de implantação em residências**. 2015.

INFLATION. **Inflação Histórica no Brasil - IPC**. Disponível em: <<https://pt.inflation.eu/taxas-de-inflacao/brasil/inflacao-historica/ipc-inflacao-brasil.aspx>>.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, p. 1–201, 2006.

MACHADO, K. S. V.-D.; CORREA, N. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos Conectados à rede elétrica em Curitiba.** 2015.

PAIVA, G. M. DE. **Dimensionamento De Um Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede a Partir Das Características De Inclinação E Orientação Dos Módulos Fotovoltaicos.** [s.l.] UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2016.

PASSOS, F. L. L. Metodologia e Ferramenta Computacional para Estudo da Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica. 2016.

PEREIRA, O. L. S.; GONÇALVES, F. F. **Dimensionamento de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica: Estudo de caso do sistema de Tubarão – SC.** Revista Brasileira de Energia, v. 14, n. 1, p. 25–45, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Ediouro Gráfica e Editora ..., p. 530, 2004.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos** The British Journal of Psychiatry, 2014.

RAMPINELLI, G. A.; LEITE, R. S. **Descrição de um modelo matemático para a temperatura operacional de inversores para conexão à rede elétrica.** v. 12, p. 63–70, 2008.

RAMSEY, J. W.; STANLEY, N. **Thermal Environmental Engineering Laboratory**. [s.l: s.n.].

REITER, R. D. DE O. **Análise e Projeto de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Parcialmente Sombreados**. [s.l.] Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2016.

TORRES, O. F. F. **Fundamentos da Engenharia Econômica e da Análise de Projetos**. [s.l: s.n.].

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: [s.n.].

ANEXOS

Anexo I

Tabela XXXVIII - Viabilidade econômica Sistema 1 Bandeira verde

Bandeira Verde						
Ano	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3348656,12	101.909,00	-	-	-117.195,35	-117.195,35
1	3348656,12	1.019,09	708,00	23.708,49	21.981,40	-95.213,95
2	3348656,12	1.077,32	765,57	25.636,25	23.793,37	-71.420,59
3	3348656,12	1.138,87	827,82	27.720,77	25.754,08	-45.666,51
4	3348656,12	1.203,94	895,13	29.974,78	27.875,71	-17.790,80
5	3348656,12	1.272,73	967,91	32.412,07	30.171,42	12.380,63
6	3348656,12	1.345,45	1.046,61	35.047,53	32.655,47	45.036,10
7	3348656,12	1.422,32	1.131,72	37.897,29	35.343,25	80.379,35
8	3348656,12	1.503,59	1.223,74	40.978,77	38.251,44	118.630,79
9	3348656,12	1.589,50	1.323,24	44.310,81	41.398,07	160.028,86
10	3013790,51	1.680,32	1.430,84	47.913,78	44.802,62	204.831,48
11	3013790,51	1.776,33	1.547,18	51.809,71	48.486,20	253.317,68
12	3013790,51	1.877,82	1.672,98	56.022,42	52.471,62	305.789,30
13	3013790,51	1.985,11	1.809,01	60.577,68	56.783,55	362.572,85
14	3013790,51	2.098,53	1.956,11	65.503,32	61.448,68	424.021,54
15	3013790,51	2.218,44	2.115,16	70.829,48	66.495,89	490.517,42
16	3013790,51	2.345,19	2.287,15	76.588,72	71.956,38	562.473,80
17	3013790,51	2.479,18	2.473,12	82.816,24	77.863,94	640.337,75
18	3013790,51	2.620,84	2.674,21	89.550,14	84.255,09	724.592,84
19	3013790,51	2.770,58	2.891,65	96.831,58	91.169,34	815.762,18
20	2678924,90	2.928,88	3.126,78	104.705,07	98.649,41	914.411,59
21	2678924,90	3.096,23	3.381,02	113.218,78	106.741,53	1.021.153,12
22	2678924,90	3.273,13	3.655,94	122.424,74	115.495,67	1.136.648,80
23	2678924,90	3.460,15	3.953,21	132.379,25	124.965,90	1.261.614,70
24	2678924,90	3.657,85	4.274,65	143.143,18	135.210,69	1.396.825,38
25	2678924,90	3.866,85	4.622,22	154.782,34	146.293,27	1.543.118,65

Fonte: Autora.

Tabela XXXIX - Viabilidade econômica Sistema 1 Bandeira amarela

Bandeira Amarela							
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Adicional Bandeira (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3348656,12	101.909,00	-	-	-	-117.195,35	-117.195,35
1	3348656,12	1.019,09	555,84	724,12	24.248,15	22.504,95	-94.690,40
2	3348656,12	1.077,32	555,84	781,68	26.219,80	24.360,80	-70.329,60
3	3348656,12	1.138,87	555,84	843,93	28.351,77	26.368,96	-43.960,64
4	3348656,12	1.203,94	555,84	911,24	30.657,09	28.541,90	-15.418,73
5	3348656,12	1.272,73	555,84	984,03	33.149,85	30.893,09	15.474,36
6	3348656,12	1.345,45	555,84	1.062,73	35.845,31	33.437,13	48.911,49
7	3348656,12	1.422,32	555,84	1.147,83	38.759,94	36.189,78	85.101,27
8	3348656,12	1.503,59	555,84	1.239,85	41.911,56	39.168,12	124.269,39
9	3348656,12	1.589,50	555,84	1.339,36	45.319,44	42.390,58	166.659,97
10	3013790,51	1.680,32	555,84	1.446,95	49.004,42	45.877,15	212.537,13
11	3013790,51	1.776,33	555,84	1.563,30	52.989,04	49.649,42	262.186,54
12	3013790,51	1.877,82	555,84	1.689,10	57.297,64	53.730,73	315.917,27
13	3013790,51	1.985,11	555,84	1.825,13	61.956,59	58.146,35	374.063,62
14	3013790,51	2.098,53	555,84	1.972,22	66.994,36	62.923,60	436.987,22
15	3013790,51	2.218,44	555,84	2.131,28	72.441,75	68.092,04	505.079,26
16	3013790,51	2.345,19	555,84	2.303,26	78.332,09	73.683,63	578.762,89
17	3013790,51	2.479,18	555,84	2.489,23	84.701,37	79.732,95	658.495,84
18	3013790,51	2.620,84	555,84	2.690,33	91.588,54	86.277,38	744.773,22
19	3013790,51	2.770,58	555,84	2.907,77	99.035,72	93.357,37	838.130,59
20	2678924,90	2.928,88	555,84	3.142,89	107.088,45	101.016,67	939.147,26
21	2678924,90	3.096,23	555,84	3.397,14	115.795,94	109.302,58	1.048.449,84
22	2678924,90	3.273,13	555,84	3.672,05	125.211,46	118.266,27	1.166.716,12
23	2678924,90	3.460,15	555,84	3.969,32	135.392,56	127.963,09	1.294.679,21
24	2678924,90	3.657,85	555,84	4.290,76	146.401,51	138.452,90	1.433.132,11
25	2678924,90	3.866,85	555,84	4.638,34	158.305,60	149.800,42	1.582.932,53

Fonte: Autora.

Tabela XL - Viabilidade econômica Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 1

Bandeira Vermelha Patamar 1							
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Adicional Bandeira (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3348656,12	101.909,00	-	-	-	-117.195,35	-117.195,35
1	3348656,12	1.019,09	1.725,47	758,03	25.383,75	23.606,63	-93.588,72
2	3348656,12	1.077,32	1.725,47	815,60	27.447,74	25.554,82	-68.033,89
3	3348656,12	1.138,87	1.725,47	877,85	29.679,55	27.662,83	-40.371,06
4	3348656,12	1.203,94	1.725,47	945,16	32.092,83	29.943,73	-10.427,33
5	3348656,12	1.272,73	1.725,47	1.017,94	34.702,34	32.411,67	21.984,33
6	3348656,12	1.345,45	1.725,47	1.096,64	37.524,03	35.081,94	57.066,27
7	3348656,12	1.422,32	1.725,47	1.181,74	40.575,16	37.971,09	95.037,36
8	3348656,12	1.503,59	1.725,47	1.273,77	43.874,37	41.097,02	136.134,37
9	3348656,12	1.589,50	1.725,47	1.373,27	47.441,86	44.479,09	180.613,46
10	3013790,51	1.680,32	1.725,47	1.480,86	51.299,41	48.138,23	228.751,69
11	3013790,51	1.776,33	1.725,47	1.597,21	55.470,63	52.097,10	280.848,79
12	3013790,51	1.877,82	1.725,47	1.723,01	59.981,02	56.380,19	337.228,98
13	3013790,51	1.985,11	1.725,47	1.859,04	64.858,16	61.014,00	398.242,98
14	3013790,51	2.098,53	1.725,47	2.006,14	70.131,85	66.027,19	464.270,17
15	3013790,51	2.218,44	1.725,47	2.165,19	75.834,37	71.450,74	535.720,91
16	3013790,51	2.345,19	1.725,47	2.337,18	82.000,55	77.318,19	613.039,10
17	3013790,51	2.479,18	1.725,47	2.523,15	88.668,12	83.665,79	696.704,90
18	3013790,51	2.620,84	1.725,47	2.724,24	95.877,84	90.532,77	787.237,66
19	3013790,51	2.770,58	1.725,47	2.941,68	103.673,79	97.961,53	885.199,19
20	2678924,90	2.928,88	1.725,47	3.176,81	112.103,64	105.997,95	991.197,15
21	2678924,90	3.096,23	1.725,47	3.431,05	121.218,93	114.691,66	1.105.888,80
22	2678924,90	3.273,13	1.725,47	3.705,96	131.075,40	124.096,30	1.229.985,10
23	2678924,90	3.460,15	1.725,47	4.003,23	141.733,31	134.269,92	1.364.255,03
24	2678924,90	3.657,85	1.725,47	4.324,67	153.257,82	145.275,30	1.509.530,33
25	2678924,90	3.866,85	1.725,47	4.672,25	165.719,41	157.180,32	1.666.710,65

Fonte: Autora.

Tabela XLI - Análise econômica Sistema 1 Bandeira vermelha patamar 2

Bandeira Vermelha Patamar 2							
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Adicional Bandeira (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3348656,12	101.909,00	-	-	-	-117.195,35	-117.195,35
1	3348656,12	1.019,09	2.583,85	782,92	26.217,16	24.415,16	-92.780,19
2	3348656,12	1.077,32	2.583,85	840,48	28.348,92	26.431,11	-66.349,08
3	3348656,12	1.138,87	2.583,85	902,73	30.654,00	28.612,40	-37.736,68
4	3348656,12	1.203,94	2.583,85	970,04	33.146,52	30.972,53	-6.764,15
5	3348656,12	1.272,73	2.583,85	1.042,83	35.841,70	33.526,14	26.762,00
6	3348656,12	1.345,45	2.583,85	1.121,53	38.756,04	36.289,06	63.051,05
7	3348656,12	1.422,32	2.583,85	1.206,63	41.907,34	39.278,39	102.329,44
8	3348656,12	1.503,59	2.583,85	1.298,65	45.314,88	42.512,64	144.842,08
9	3348656,12	1.589,50	2.583,85	1.398,16	48.999,49	46.011,83	190.853,91
10	3013790,51	1.680,32	2.583,85	1.505,75	52.983,70	49.797,63	240.651,55
11	3013790,51	1.776,33	2.583,85	1.622,10	57.291,88	53.893,46	294.545,00
12	3013790,51	1.877,82	2.583,85	1.747,90	61.950,35	58.324,64	352.869,64
13	3013790,51	1.985,11	2.583,85	1.883,93	66.987,61	63.118,57	415.988,21
14	3013790,51	2.098,53	2.583,85	2.031,02	72.434,46	68.304,91	484.293,12
15	3013790,51	2.218,44	2.583,85	2.190,08	78.324,20	73.915,69	558.208,81
16	3013790,51	2.345,19	2.583,85	2.362,06	84.692,84	79.985,59	638.194,40
17	3013790,51	2.479,18	2.583,85	2.548,03	91.579,33	86.552,11	724.746,50
18	3013790,51	2.620,84	2.583,85	2.749,13	99.025,76	93.655,80	818.402,30
19	3013790,51	2.770,58	2.583,85	2.966,57	107.077,67	101.340,52	919.742,82
20	2678924,90	2.928,88	2.583,85	3.201,69	115.784,29	109.653,72	1.029.396,53
21	2678924,90	3.096,23	2.583,85	3.455,94	125.198,86	118.646,70	1.148.043,23
22	2678924,90	3.273,13	2.583,85	3.730,85	135.378,94	128.374,95	1.276.418,18
23	2678924,90	3.460,15	2.583,85	4.028,12	146.386,77	138.898,50	1.415.316,69
24	2678924,90	3.657,85	2.583,85	4.349,56	158.289,67	150.282,26	1.565.598,95
25	2678924,90	3.866,85	2.583,85	4.697,14	171.160,41	162.596,42	1.728.195,37

Fonte: Autora.

Anexo II

Tabela XLII - Análise econômica Sistema 2 Bandeira verde

Bandeira Verde						
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3107158,37	96.309,00	-	-	-110.755,35	-110.755,35
1	3107158,37	963,09	708,00	21.998,68	20.327,59	-90.427,76
2	3107158,37	1.018,12	765,57	23.787,42	22.003,74	-68.424,02
3	3107158,37	1.076,29	827,82	25.721,61	23.817,50	-44.606,52
4	3107158,37	1.137,78	895,13	27.813,06	25.780,15	-18.826,37
5	3107158,37	1.202,79	967,91	30.074,58	27.903,87	9.077,51
6	3107158,37	1.271,52	1.046,61	32.519,98	30.201,85	39.279,36
7	3107158,37	1.344,17	1.131,72	35.164,22	32.688,34	71.967,70
8	3107158,37	1.420,97	1.223,74	38.023,47	35.378,77	107.346,47
9	3107158,37	1.502,16	1.323,24	41.115,21	38.289,81	145.636,28
10	2796442,53	1.587,98	1.430,84	44.458,34	41.439,52	187.075,80
11	2796442,53	1.678,72	1.547,18	48.073,30	44.847,41	231.923,21
12	2796442,53	1.774,63	1.672,98	51.982,21	48.534,59	280.457,80
13	2796442,53	1.876,03	1.809,01	56.208,95	52.523,90	332.981,71
14	2796442,53	1.983,22	1.956,11	60.779,37	56.840,04	389.821,75
15	2796442,53	2.096,53	2.115,16	65.721,42	61.509,72	451.331,47
16	2796442,53	2.216,32	2.287,15	71.065,31	66.561,84	517.893,32
17	2796442,536	2.342,95	2.473,12	76.843,72	72.027,65	589.920,97
18	2796442,53	2.476,82	2.674,21	83.091,98	77.940,95	667.861,92
19	2796442,53	2.618,33	2.891,65	89.848,29	84.338,31	752.200,22
20	2485726,69	2.767,94	3.126,78	97.153,97	91.259,26	843.459,48
21	2485726,69	2.926,09	3.381,02	105.053,69	98.746,58	942.206,06
22	2485726,699	3.093,27	3.655,94	113.595,74	106.846,53	1.049.052,59
23	2485726,69	3.270,01	3.953,21	122.832,35	115.609,14	1.164.661,72
24	2485726,69	3.456,85	4.274,65	132.820,01	125.088,51	1.289.750,24
25	2485726,69	3.654,36	4.622,22	143.619,77	135.343,19	1.425.093,43

Fonte: Autora.

Tabela XLIII - Análise econômica Sistema 2 Bandeira amarela

Bandeira Amarela							
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Adicional Bandeira (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3107158,37	96.309,00	-	-	-	-110.755,35	-110.755,35
1	3107158,37	963,09	555,84	724,12	22.499,43	20.812,22	-89.943,13
2	3107158,37	1.018,12	555,84	781,68	24.328,89	22.529,09	-67.414,04
3	3107158,37	1.076,29	555,84	843,93	26.307,10	24.386,88	-43.027,16
4	3107158,37	1.137,78	555,84	911,24	28.446,17	26.397,14	-16.630,02
5	3107158,37	1.202,79	555,84	984,03	30.759,16	28.572,34	11.942,31
6	3107158,37	1.271,52	555,84	1.062,73	33.260,23	30.925,98	42.868,29
7	3107158,37	1.344,17	555,84	1.147,83	35.964,66	33.472,66	76.340,95
8	3107158,37	1.420,97	555,84	1.239,85	38.888,99	36.228,17	112.569,12
9	3107158,37	1.502,16	555,84	1.339,36	42.051,10	39.209,59	151.778,71
10	2796442,53	1.587,98	555,84	1.446,95	45.470,33	42.435,40	194.214,11
11	2796442,53	1.678,72	555,84	1.563,30	49.167,58	45.925,57	240.139,68
12	2796442,53	1.774,63	555,84	1.689,10	53.165,46	49.701,73	289.841,41
13	2796442,53	1.876,03	555,84	1.825,13	57.488,41	53.787,26	343.628,67
14	2796442,53	1.983,22	555,84	1.972,22	62.162,87	58.207,43	401.836,10
15	2796442,53	2.096,53	555,84	2.131,28	67.217,41	62.989,61	464.825,71
16	2796442,53	2.216,32	555,84	2.303,26	72.682,95	68.163,36	532.989,07
17	2796442,53	2.342,95	555,84	2.489,23	78.592,89	73.760,70	606.749,78
18	2796442,53	2.476,82	555,84	2.690,33	84.983,38	79.816,23	686.566,01
19	2796442,53	2.618,33	555,84	2.907,77	91.893,49	86.367,38	772.933,39
20	2485726,69	2.767,94	555,84	3.142,89	99.365,46	93.454,63	866.388,02
21	2485726,69	2.926,09	555,84	3.397,14	107.444,99	101.121,77	967.509,79
22	2485726,69	3.093,27	555,84	3.672,05	116.181,48	109.416,16	1.076.925,95
23	2485726,69	3.270,01	555,84	3.969,32	125.628,35	118.389,02	1.195.314,97
24	2485726,69	3.456,85	555,84	4.290,76	135.843,35	128.095,74	1.323.410,71
25	2485726,69	3.654,36	555,84	4.638,34	146.888,95	138.596,25	1.462.006,96

Fonte: Autora.

Tabela XLIV - Análise econômica Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 1

Bandeira Vermelha Patamar 1							
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Adicional Bandeira (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3107158,37	96.309,00	-	-	-	-110.755,35	-110.755,35
1	3107158,37	963,09	1.725,47	758,03	23.553,13	21.832,01	-88.923,34
2	3107158,37	1.018,12	1.725,47	815,60	25.468,27	23.634,55	-65.288,79
3	3107158,37	1.076,29	1.725,47	877,85	27.539,12	25.584,99	-39.703,80
4	3107158,37	1.137,78	1.725,47	945,16	29.778,36	27.695,42	-12.008,37
5	3107158,37	1.202,79	1.725,47	1.017,94	32.199,68	29.978,95	17.970,57
6	3107158,37	1.271,52	1.725,47	1.096,64	34.817,88	32.449,72	50.420,29
7	3107158,37	1.344,17	1.725,47	1.181,74	37.648,96	35.123,05	85.543,35
8	3107158,37	1.420,97	1.725,47	1.273,77	40.710,25	38.015,52	123.558,86
9	3107158,37	1.502,16	1.725,47	1.373,27	44.020,45	41.145,03	164.703,89
10	2796442,53	1.587,98	1.725,47	1.480,86	47.599,81	44.530,96	209.234,85
11	2796442,53	1.678,72	1.725,47	1.597,21	51.470,21	48.194,29	257.429,14
12	2796442,53	1.774,63	1.725,47	1.723,01	55.655,32	52.157,68	309.586,82
13	2796442,53	1.876,03	1.725,47	1.859,04	60.180,73	56.445,66	366.032,48
14	2796442,53	1.983,22	1.725,47	2.006,14	65.074,10	61.084,75	427.117,23
15	2796442,53	2.096,53	1.725,47	2.165,19	70.365,36	66.103,64	493.220,87
16	2796442,53	2.216,32	1.725,47	2.337,18	76.086,85	71.533,36	564.754,23
17	2796442,53	2.342,95	1.725,47	2.523,15	82.273,57	77.407,48	642.161,70
18	2796442,53	2.476,82	1.725,47	2.724,24	88.963,34	83.762,29	725.923,99
19	2796442,53	2.618,33	1.725,47	2.941,68	96.197,07	90.637,05	816.561,04
20	2485726,69	2.767,94	1.725,47	3.176,81	104.018,97	98.074,23	914.635,27
21	2485726,69	2.926,09	1.725,47	3.431,05	112.476,89	106.119,75	1.020.755,02
22	2485726,69	3.093,27	1.725,47	3.705,96	121.622,53	114.823,29	1.135.578,31
23	2485726,69	3.270,01	1.725,47	4.003,23	131.511,81	124.238,57	1.259.816,88
24	2485726,69	3.456,85	1.725,47	4.324,67	142.205,20	134.423,68	1.394.240,56
25	2485726,69	3.654,36	1.725,47	4.672,25	153.768,09	145.441,48	1.539.682,04

Fonte: Autora.

Tabela XLV - Análise econômica Sistema 2 Bandeira vermelha patamar 2

Bandeira Vermelha Patamar 2							
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Adicional Bandeira (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3107158,37	96.309,00				-110.755,35	-110.755,35
1	3107158,37	963,09	2.583,85	782,92	24.326,44	22.580,43	-88.174,92
2	3107158,37	1.018,12	2.583,85	840,48	26.304,45	24.445,85	-63.729,06
3	3107158,37	1.076,29	2.583,85	902,73	28.443,30	26.464,28	-37.264,78
4	3107158,37	1.137,78	2.583,85	970,04	30.756,06	28.648,24	-8.616,55
5	3107158,37	1.202,79	2.583,85	1.042,83	33.256,88	31.011,26	22.394,71
6	3107158,37	1.271,52	2.583,85	1.121,53	35.961,04	33.567,99	55.962,70
7	3107158,37	1.344,17	2.583,85	1.206,63	38.885,08	36.334,28	92.296,98
8	3107158,37	1.420,97	2.583,85	1.298,65	42.046,87	39.327,25	131.624,23
9	3107158,37	1.502,16	2.583,85	1.398,16	45.465,76	42.565,44	174.189,67
10	2796442,53	1.587,98	2.583,85	1.505,75	49.162,64	46.068,90	220.258,57
11	2796442,53	1.678,72	2.583,85	1.622,10	53.160,11	49.859,30	270.117,87
12	2796442,53	1.774,63	2.583,85	1.747,90	57.482,63	53.960,10	324.077,97
13	2796442,53	1.876,03	2.583,85	1.883,93	62.156,61	58.396,66	382.474,63
14	2796442,53	1.983,22	2.583,85	2.031,02	67.210,65	63.196,41	445.671,04
15	2796442,53	2.096,53	2.583,85	2.190,08	72.675,63	68.389,02	514.060,06
16	2796442,53	2.216,32	2.583,85	2.362,06	78.584,98	74.006,60	588.066,66
17	2796442,53	2.342,95	2.583,85	2.548,03	84.974,83	80.083,84	668.150,50
18	2796442,53	2.476,82	2.583,85	2.749,13	91.884,24	86.658,29	754.808,79
19	2796442,53	2.618,33	2.583,85	2.966,57	99.355,46	93.770,56	848.579,35
20	2485726,69	2.767,94	2.583,85	3.201,69	107.434,18	101.464,55	950.043,90
21	2485726,69	2.926,09	2.583,85	3.455,94	116.169,79	109.787,77	1.059.831,67
22	2485726,69	3.093,27	2.583,85	3.730,85	125.615,71	118.791,58	1.178.623,25
23	2485726,69	3.270,01	2.583,85	4.028,12	135.829,68	128.531,55	1.307.154,80
24	2485726,69	3.456,85	2.583,85	4.349,56	146.874,17	139.067,76	1.446.222,56
25	2485726,69	3.654,36	2.583,85	4.697,14	158.816,69	150.465,19	1.596.687,75

Fonte: Autora.

Anexo III

Tabela XLVI - Análise econômica Sistema 3 Bandeira verde

Bandeira Verde						
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3920185,62	116.309,00	-	-	-133.755,35	-133.755,35
1	3920185,62	1.163,09	708,00	27.754,91	25.883,82	-107.871,53
2	3920185,62	1.229,54	765,57	30.011,70	28.016,59	-79.854,94
3	3920185,62	1.299,80	827,82	32.451,99	30.324,38	-49.530,56
4	3920185,62	1.374,06	895,13	35.090,70	32.821,51	-16.709,05
5	3920185,62	1.452,57	967,91	37.943,97	35.523,49	18.814,44
6	3920185,62	1.535,57	1.046,61	41.029,25	38.447,07	57.261,51
7	3920185,62	1.623,30	1.131,72	44.365,39	41.610,37	98.871,88
8	3920185,62	1.716,05	1.223,74	47.972,79	45.033,00	143.904,89
9	3920185,62	1.814,10	1.323,24	51.873,52	48.736,18	192.641,07
10	3528167,05	1.917,75	1.430,84	56.091,43	52.742,84	245.383,91
11	3528167,05	2.027,33	1.547,18	60.652,29	57.077,79	302.461,69
12	3528167,05	2.143,16	1.672,98	65.584,01	61.767,87	364.229,56
13	3528167,05	2.265,61	1.809,01	70.916,73	66.842,10	431.071,66
14	3528167,05	2.395,06	1.956,11	76.683,06	72.331,89	503.403,55
15	3528167,05	2.531,91	2.115,16	82.918,25	78.271,19	581.674,73
16	3528167,05	2.676,57	2.287,15	89.660,44	84.696,73	666.371,46
17	3528167,05	2.829,50	2.473,12	96.950,85	91.648,23	758.019,69
18	3528167,05	2.991,17	2.674,21	104.834,05	99.168,67	857.188,36
19	3528167,05	3.162,07	2.891,65	113.358,24	107.304,51	964.492,87
20	3136148,49	3.342,74	3.126,78	122.575,54	116.106,02	1.080.598,89
21	3136148,49	3.533,73	3.381,02	132.542,31	125.627,56	1.206.226,45
22	3136148,49	3.735,64	3.655,94	143.319,50	135.927,92	1.342.154,37
23	3136148,49	3.949,08	3.953,21	154.972,99	147.070,71	1.489.225,08
24	3136148,49	4.174,71	4.274,65	167.574,04	159.124,68	1.648.349,76
25	3136148,49	4.413,24	4.622,22	181.199,70	172.164,24	1.820.514,00

Fonte: Autora.

Tabela XLVII - Análise econômica Sistema 3 Bandeira amarela

Bandeira Amarela							
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Adicional Bandeira (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3920185,62	116.309,00	-	-	-	-133.755,35	-133.755,35
1	3920185,62	1.163,09	555,84	724,12	28.386,69	26.499,49	-107.255,86
2	3920185,62	1.229,54	555,84	781,68	30.694,85	28.683,62	-78.572,24
3	3920185,62	1.299,80	555,84	843,93	33.190,69	31.046,96	-47.525,29
4	3920185,62	1.374,06	555,84	911,24	35.889,46	33.604,16	-13.921,13
5	3920185,62	1.452,57	555,84	984,03	38.807,68	36.371,08	22.449,95
6	3920185,62	1.535,57	555,84	1.062,73	41.963,18	39.364,89	61.814,84
7	3920185,62	1.623,30	555,84	1.147,83	45.375,26	42.604,13	104.418,97
8	3920185,62	1.716,05	555,84	1.239,85	49.064,79	46.108,88	150.527,85
9	3920185,62	1.814,10	555,84	1.339,36	53.054,31	49.900,85	200.428,70
10	3528167,05	1.917,75	555,84	1.446,95	57.368,22	54.003,52	254.432,21
11	3528167,05	2.027,33	555,84	1.563,30	62.032,90	58.442,28	312.874,49
12	3528167,05	2.143,16	555,84	1.689,10	67.076,88	63.244,62	376.119,11
13	3528167,05	2.265,61	555,84	1.825,13	72.530,98	68.440,24	444.559,36
14	3528167,05	2.395,06	555,84	1.972,22	78.428,57	74.061,29	518.620,64
15	3528167,05	2.531,91	555,84	2.131,28	84.805,70	80.142,52	598.763,16
16	3528167,05	2.676,57	555,84	2.303,26	91.701,36	86.721,52	685.484,68
17	3528167,05	2.829,50	555,84	2.489,23	99.157,71	93.838,98	779.323,66
18	3528167,05	2.991,17	555,84	2.690,33	107.220,35	101.538,86	880.862,52
19	3528167,05	3.162,07	555,84	2.907,77	115.938,58	109.868,74	990.731,25
20	3136148,49	3.342,74	555,84	3.142,89	125.365,69	118.880,06	1.109.611,31
21	3136148,49	3.533,73	555,84	3.397,14	135.559,33	128.628,47	1.238.239,78
22	3136148,49	3.735,64	555,84	3.672,05	146.581,84	139.174,15	1.377.413,93
23	3136148,49	3.949,08	555,84	3.969,32	158.500,59	150.582,20	1.527.996,12
24	3136148,49	4.174,71	555,84	4.290,76	171.388,48	162.923,01	1.690.919,13
25	3136148,49	4.413,24	555,84	4.638,34	185.324,30	176.272,72	1.867.191,84

Fonte: Autora.

Tabela XLVIII - Análise econômica Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 1

Bandeira Vermelha Patamar 1							
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Adicional Bandeira (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3920185,62	116.309,00	-	-	-	-133.755,35	-133.755,35
1	3920185,62	1.163,09	1.725,47	758,03	29.716,10	27.794,99	-105.960,36
2	3920185,62	1.229,54	1.725,47	815,60	32.132,36	30.087,22	-75.873,15
3	3920185,62	1.299,80	1.725,47	877,85	34.745,08	32.567,44	-43.305,71
4	3920185,62	1.374,06	1.725,47	945,16	37.570,25	35.251,03	-8.054,67
5	3920185,62	1.452,57	1.725,47	1.017,94	40.625,13	38.154,62	30.099,95
6	3920185,62	1.535,57	1.725,47	1.096,64	43.928,42	41.296,21	71.396,16
7	3920185,62	1.623,30	1.725,47	1.181,74	47.500,29	44.695,24	116.091,40
8	3920185,62	1.716,05	1.725,47	1.273,77	51.362,60	48.372,78	164.464,18
9	3920185,62	1.814,10	1.725,47	1.373,27	55.538,96	52.351,59	216.815,77
10	3528167,05	1.917,75	1.725,47	1.480,86	60.054,90	56.656,29	273.472,06
11	3528167,05	2.027,33	1.725,47	1.597,21	64.938,04	61.313,51	334.785,57
12	3528167,05	2.143,16	1.725,47	1.723,01	70.218,24	66.352,07	401.137,64
13	3528167,05	2.265,61	1.725,47	1.859,04	75.927,77	71.803,12	472.940,76
14	3528167,05	2.395,06	1.725,47	2.006,14	82.101,56	77.700,36	550.641,13
15	3528167,05	2.531,91	1.725,47	2.165,19	88.777,34	84.080,25	634.721,37
16	3528167,05	2.676,57	1.725,47	2.337,18	95.995,94	90.982,20	725.703,57
17	3528167,05	2.829,50	1.725,47	2.523,15	103.801,49	98.448,85	824.152,42
18	3528167,05	2.991,17	1.725,47	2.724,24	112.241,73	106.526,32	930.678,74
19	3528167,05	3.162,07	1.725,47	2.941,68	121.368,24	115.264,49	1.045.943,23
20	3136148,49	3.342,74	1.725,47	3.176,81	131.236,85	124.717,30	1.170.660,53
21	3136148,49	3.533,73	1.725,47	3.431,05	141.907,89	134.943,11	1.305.603,64
22	3136148,49	3.735,64	1.725,47	3.705,96	153.446,60	146.005,00	1.451.608,64
23	3136148,49	3.949,08	1.725,47	4.003,23	165.923,54	157.971,23	1.609.579,86
24	3136148,49	4.174,71	1.725,47	4.324,67	179.414,99	170.915,61	1.780.495,47
25	3136148,49	4.413,24	1.725,47	4.672,25	194.003,45	184.917,96	1.965.413,43

Fonte: Autora.

Tabela XLIX - Análise econômica Sistema 3 Bandeira vermelha patamar 2

Bandeira Vermelha Patamar 2							
Anos	Média Mensal (kWh)	Manutenção (R\$)	Adicional Bandeira (R\$)	Disponibilidade (R\$)	Entrada de Caixa (R\$)	Custo Total (R\$)	Saldo (R\$)
0	3920185,62	116.309,00	-	-	-	-133.755,35	-133.755,35
1	3920185,62	1.163,09	2.583,85	782,92	30.691,76	28.745,75	-105.009,60
2	3920185,62	1.229,54	2.583,85	840,48	33.187,35	31.117,32	-73.892,28
3	3920185,62	1.299,80	2.583,85	902,73	35.885,85	33.683,32	-40.208,96
4	3920185,62	1.374,06	2.583,85	970,04	38.803,78	36.459,67	-3.749,29
5	3920185,62	1.452,57	2.583,85	1.042,83	41.958,96	39.463,56	35.714,28
6	3920185,62	1.535,57	2.583,85	1.121,53	45.370,70	42.713,60	78.427,88
7	3920185,62	1.623,30	2.583,85	1.206,63	49.059,85	46.229,91	124.657,79
8	3920185,62	1.716,05	2.583,85	1.298,65	53.048,97	50.034,26	174.692,05
9	3920185,62	1.814,10	2.583,85	1.398,16	57.362,45	54.150,19	228.842,24
10	3528167,05	1.917,75	2.583,85	1.505,75	62.026,66	58.603,16	287.445,40
11	3528167,05	2.027,33	2.583,85	1.622,10	67.070,13	63.420,71	350.866,10
12	3528167,05	2.143,16	2.583,85	1.747,90	72.523,68	68.632,63	419.498,73
13	3528167,05	2.265,61	2.583,85	1.883,93	78.420,68	74.271,14	493.769,86
14	3528167,05	2.395,06	2.583,85	2.031,02	84.797,16	80.371,08	574.140,94
15	3528167,05	2.531,91	2.583,85	2.190,08	91.692,13	86.970,15	661.111,09
16	3528167,05	2.676,57	2.583,85	2.362,06	99.147,73	94.109,10	755.220,19
17	3528167,05	2.829,50	2.583,85	2.548,03	107.209,56	101.832,03	857.052,22
18	3528167,05	2.991,17	2.583,85	2.749,13	115.926,91	110.186,62	967.238,83
19	3528167,05	3.162,07	2.583,85	2.966,57	125.353,07	119.224,43	1.086.463,27
20	3136148,49	3.342,74	2.583,85	3.201,69	135.545,69	129.001,26	1.215.464,53
21	3136148,49	3.533,73	2.583,85	3.455,94	146.567,09	139.577,42	1.355.041,94
22	3136148,49	3.735,64	2.583,85	3.730,85	158.484,64	151.018,15	1.506.060,10
23	3136148,49	3.949,08	2.583,85	4.028,12	171.371,23	163.394,03	1.669.454,13
24	3136148,49	4.174,71	2.583,85	4.349,56	185.305,65	176.781,37	1.846.235,50
25	3136148,49	4.413,24	2.583,85	4.697,14	200.373,09	191.262,71	2.037.498,21

Fonte: Autora.