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

LUCAS CASTRO DE REZENDE

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS EM REGIÕES COM FORNECIMENTO VULNERÁVEL DE ENERGIA ELÉTRICA

VITÓRIA
2019

LUCAS CASTRO DE REZENDE

MODELAGEM E OTIMIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS EM REGIÕES COM FORNECIMENTO VULNERÁVEL DE ENERGIA ELÉTRICA

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Lucas Castro de Rezende**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 13, de dezembro de 2019.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
UFES
Orientador

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin
UFES
Examinador

Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos
UFES
Examinador

VITÓRIA
2019

RESUMO

Este trabalho acadêmico tem como objetivo modelar um sistema de geração de energia fotovoltaica e otimizar o seu custo utilizando um *software* de linguagem de programação matemática. No Brasil, a energia solar é abundante, mas ainda é pouco aproveitada, tendo em vista que o país possui muita incidência solar e grandes jazidas de quartzo, material necessário para produção do painel solar. Com a disseminação das tecnologias de aproveitamento da energia solar, e para aumentar o seu incentivo, é de grande importância que se possua alguma ferramenta que facilite o desenvolvimento de um projeto otimizado. Para isso, foi proposto o uso do *software A Mathematical Programming Language* (AMPL), que faz uso de pacotes de otimização, que, por sua vez, utilizam metodologias já conhecidas para se chegar ao custo de investimento ótimo. O problema a ser resolvido é não linear e possui variáveis tanto contínuas quanto inteiras, sendo necessário o uso de um pacote que possa otimizar modelos com essas propriedades. Após realizado o processamento de modelagem matemática e obtenção dos dados do problema, o programa foi capaz de informar quais são as características do projeto, tais como, custo e componentes que devem ser utilizados, visando o menor investimento total. Por fim, conclui-se que é possível obter resultados satisfatórios e coerentes com os valores do mercado, aplicando modelos matemáticos no AMPL e usando os pacotes de otimização adequados.

Palavras-chave: AMPL. Modelagem de sistemas fotovoltaicos. Otimização de custo.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquemático de ligação do sistema fotovoltaico híbrido 26
Figura 2 – Diagrama de funcionamento do AMPL 47

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação de cada fonte na geração distribuída 15
Gráfico 2 – Exemplo de uma curva I-V 21
Gráfico 3 – Mudanças da tensão pela ligação série 22
Gráfico 4 – Mudança de corrente pela ligação paralela 23
Gráfico 5 – Distribuição do valor da tarifa de energia elétrica 27
Gráfico 6 – Energia produzida por mês em cada ano 60
Gráfico 7 – Retorno anual de capital em relação ao investimento total 61
Gráfico 8 – Divisão do custo inicial do sistema 62
Gráfico 9 – Divisão do custo final do sistema 63

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Pacotes de otimização e tipos de problemas 48
Quadro 2 – Valores adotados no projeto 51
Quadro 3 – Componentes da tarifa de energia elétrica 53
Quadro 4 – Especificações dos painéis 53
Quadro 5 – Especificações dos controladores de carga 53
Quadro 6 – Especificações das baterias 54
Quadro 7 – Especificações dos inversores 54
Quadro 8 – Valores escolhidos de $SPinit$, $SPdeg$, ΔBSP e $\Delta InvSP$ 58
Quadro 9 – Análise econômica 59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Geração de energia elétrica no Brasil (GWh) 14
Tabela 2 – Orçamento do investimento do sistema fotovoltaico em regiões do Brasil 50
Tabela 3 – Indicadores de DEC e FEC na região de Marechal Floriano 51
Tabela 4 – Resultados da Versão 1 55
Tabela 5 – Resultados da Versão 2 56
Tabela 6 – Resultados da Versão 3 57
Tabela 7 – Resultados da Versão Final 58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMPL	*A Mathematical Programming Language*
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
PE	Pernambuco
PIS	Programa de Integração Social
SC	Santa Catarina
SP	São Paulo
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo

LISTA DE SÍMBOLOS

GWh	Gigawatt-hora
MW	Megawatt
kV	Quilovolt
Wp	Watt-pico
V_{oc}	Tensão de circuito aberto (V)
I_{sc}	Corrente de curto-circuito (A)
V_{mp}	Tensão de potência máxima do painel (V)
I_{mp}	Corrente de potência máxima do painel (A)
P_{mp}	Ponto onde ocorre a potência máxima do painel (VA)
A	Ampère
Ah	Ampère-hora
kWh	Quilowatt-hora
Ω_{pmods}	Conjunto de modelos de painéis
n_{pmax}	Número máximo de modelos de painéis
Ω_p	Conjunto de parâmetros de cada painel
$cost_p$	Preço do painel (R$)
Pot_{max}	Potência máxima (Wp)
A_p	Área da superfície do painel (m²)
β	Coeficiente de temperatura da tensão (%/°C)
LS_p	Vida útil do painel (Anos)
$cost_{cc}$	Preço do controlador de carga (R$)
V_{ocmax}	Tensão máxima de circuito aberto do controlador de carga (V)
I_{scmax}	Corrente máxima de curto-circuito do controlador de carga (A)
V_{out}	Tensão de saída do controlador de carga (V)
LS_{cc}	Vida útil do controlador de carga (Anos)
Ω_{ccmods}	Conjunto de modelos de controladores de carga
n_{ccmax}	Número máximo de modelos de controladores de carga
Ω_{cc}	Conjunto de parâmetros de cada controlador de carga
$cost_b$	Preço da bateria (R$)
Cap	Capacidade de armazenamento (Ah)
V_b	Tensão da bateria (V)

LS_b	Vida útil da bateria (Anos)
Ω_{bmods}	Conjunto de modelos de baterias
n_{bmax}	Número máximo de modelos de baterias
Ω_b	Conjunto de parâmetros de cada bateria
$cost_{inv}$	Preço do inversor (R$)
Pot_{nom}	Potência nominal (W)
V_{min}	Tensão mínima de entrada do inversor (V)
V_{max}	Tensão máxima de entrada do inversor (V)
E_{inv}	Consumo do inversor (kWh)
LS_{inv}	Vida útil do inversor (Anos)
$\Omega_{invmods}$	Conjunto de modelos de inversores
n_{invmax}	Número máximo de modelos de inversores
Ω_{inv}	Conjunto de parâmetros de cada inversor
R$	Real
$Fund_{tot}$	Custo total dos componentes fotovoltaicos
η_p	Eficiência do painel fotovoltaico (%)
E_{rs}	Radiação do sol na superfície da Terra (W/m²)
SP	Taxa de desempenho do sistema (%)
E_d	Energia diária produzida por um painel fotovoltaico (kWh/dia)
E_m	Energia mensal produzida por um painel fotovoltaico (kWh/mês)
N_{pt}	Número total de painéis
N*	Números naturais diferentes de zero
Pan_{bin}	Variável binária relativa aos painéis
E_{prod}	Energia produzida pelo gerador fotovoltaico (kWh/mês)
A_{oc}	Área total ocupada por todos os painéis (m²)
E_{nec}	Energia necessária para suprir a demanda da residência (kWh)
A_{av}	Área total disponível (m²)
N_{ps}	Número de painéis conectados em série
N_{pp}	Número de painéis conectados em paralelos
V_{ts}	Tensão total série dos painéis (V)
ΔV	Variação da tensão pela variação de temperatura (V)
ΔT	Variação de temperatura de operação do sistema (°C)
V_{adj}	Tensão série total corrigida (V)

N_{cc}	Número de controladores de carga
CC_{bin}	Variável binária relativa aos controladores de carga
I_{tssc}	Corrente total de curto-circuito do sistema (A)
I_{ccn}	Corrente em cada controlador de carga (A)
V_{sys}	Tensão do sistema (V)
$SelV_{sys}$	Seleção da tensão do sistema
ΔV_{sys}	Variação do nível de tensão do sistema (V)
N_{bt}	Número de baterias
B_{bin}	Variável binária relativa às baterias
N_{bs}	Número de baterias conectadas em série
N_{bp}	Número de baterias conectadas em paralelo
V_{bts}	Tensão série total das baterias (V)
Ea_{sys}	Corrente consumida pelo sistema (A)
K_A	Constante de transformação de kAh/mês para A
T_{ahsys}	Tempo de autonomia do conjunto de baterias (horas)
Dc_{depth}	Profundidade de descarga (%)
T_{ah}	Tempo de autonomia desejado do sistema (horas)
Inv_{bin}	Variável binário relativa ao inversor
Pot_{tot}	Potência total do conjunto fotovoltaico (W)
FDI_{min}	Fator de dimensionamento do inversor mínimo
FDI_{max}	Fator de dimensionamento do inversor máximo
Val_{kwhadj}	Preço de cada unidade de quilo watt-hora corrigida pelos tributos nacionais (R$)
Val_{kwh}	Preço de cada unidade quilo watt-hora consumida (R$)
$ICMS_{\%}$	Percentagem do ICMS (%)
$COFINS_{\%}$	Percentagem do COFINS (%)
$PIS_{\%}$	Percentagem do PIS (%)
$Bill$	Preço da tarifa de energia do consumidor (R$)
$Bill_{cmp}$	Preço da tarifa de energia compulsória do consumidor (R$)
$Time$	Vetor contendo os valores de tempo
t	Tempo (anos)
SP_{init}	Valor inicial do desempenho do sistema (%)
SP_{deg}	Valor de degradação do sistema (%)

Pan_{fund}	Variável binária relativa ao tempo de reinvestimento dos painéis
CC_{fund}	Variável binária relativa ao tempo de reinvestimento dos controladores de carga
B_{fund}	Variável binária relativa ao tempo de reinvestimento das baterias
Inv_{fund}	Variável binária relativa ao tempo de reinvestimento dos inversores
E_{cmp}	Consumo mínimo compulsório da unidade consumidora (kWh)
T_{pb}	Tempo de *payback* do investimento inicial (anos)
E_s	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]
V	Volt
mm	Milímetro
°C	Grau Celsius
m²	Metro quadrado

SUMÁRIO

1 APRESENTAÇÃO E OBJETO DE PESQUISA 14

2 JUSTIFICATIVA 17

3 OBJETIVOS 19

3.1 Objetivo Geral 19

3.2 Objetivos Específicos 19

4 EMBASAMENTO TEÓRICO 20

4.1 Painel fotovoltaico 20

4.1.1 Características elétricas dos painéis 20

4.1.2 Efeito da temperatura no painel 21

4.1.3 Associação de painéis fotovoltaicos 22

4.1.3.1 Módulos conectados em série 22

4.1.3.2 Módulos conectados em paralelo 23

4.2 Controlador de carga 23

4.3 Baterias 24

4.3.1 Capacidade da bateria e profundida de descarga 24

4.3.2 Associação de baterias 25

4.4 Inversores 25

4.5 Conexão dos componentes 26

4.6 Tarifa de energia elétrica 26

5 MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA 29

5.1 Parâmetros dos componentes 29

5.1.1 Parâmetros dos painéis 29

5.1.2 Parâmetros dos controladores de carga 30

5.1.3 Parâmetros das baterias 30

5.1.4 Parâmetros dos inversores 31

5.2 Formulação do projeto fotovoltaico 31

5.2.1 Modelo – Versão 1 32

5.2.2 Modelo – Versão 2 34

5.2.3 Modelo – Versão 3 38

5.2.4 Modelo – Versão Final 42

6 METODOLOGIA DE SOLUÇÃO 46

6.1 AMPL 46
6.1.1 Componentes do AMPL 47
6.1.2 Pacotes de otimização 47
6.2 Implementando o modelo no AMPL 48
6.3 Fornecendo os dados para o AMPL 49
6.4 Execução do modelo e apresentação do resultado obtido pelo AMPL 49
7 TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS 50
7.1 Fator de ajuste do preço do sistema 50
7.2 Escolha do local de estudo 51
7.3 Dados dos componentes a serem utilizados 53
7.4 Teste e análise do resultado de cada versão 54
7.4.1 Resultados da Versão 1 54
7.4.2 Resultados da Versão 2 55
7.4.3 Resultados da Versão 3 56
7.4.4 Resultados da Versão Final 57
8 CONSIDERAÇÕES FINAIS 64
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 68

1 APRESENTAÇÃO E OBJETO DE PESQUISA

No Brasil, os resultados obtidos pelo Balanço Energético Nacional (BEN), em 2018, sendo 2017 o ano base, mostram que as fontes renováveis tiveram uma participação de 43,2% no consumo de energia, enquanto que, no mundo em 2015, houve apenas 13,7% (EPE, 2018). Mesmo sabendo que a Matriz Energética Brasileira apresentou grande parte de renováveis, ainda há muito a ser explorado. Um exemplo disso é a energia solar, uma vez que o Brasil possui grande irradiação solar. Conforme aponta Nascimento (2017, p.4):

> O Brasil possui expressivo potencial para geração de energia elétrica a partir da fonte solar, contando com os níveis de irradiação solar superiores aos países onde projetos para aproveitamento de energia solar são amplamente disseminados, como Alemanha, França e Espanha.

Em relação aos sistemas fotovoltaicos, o relatório síntese do EPE (2018) aponta um crescimento de 875,6% na geração elétrica por meio de energia solar fotovoltaica, resultando em uma produção de 832 GWh no período de 2017, contra os 85 GWh gerados em 2016 (EPE, 2018) indicando, assim, um avanço considerável. Outro ponto a ser analisado é na questão da geração distribuída, que teve um aumento de 245% sendo 46,2% da energia produzida é devido à fonte solar. Os dados dessa distribuição são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Geração de energia elétrica[1] no Brasil (GWh)

Fontes	2016	2017	Δ17/16
Hidrelétrica	380.911	370.906	-2,6%
Gás Natural	56.485	65.593	16,1%
Biomassa[2]	49.236	49.385	0,3%
Derivados do Petróleo[3]	12.103	12.733	5,2%
Nuclear	15.864	15.739	-0,8%
Carvão Vapor	17.001	16.257	-4,4%
Eólica	33.489	42.373	26,5%
Solar Fotovoltaica	85	832	875,6%
Outras[4]	13.723	14.144	3,1%
Geração Total	578.898	587.962	1,6%

Fonte: EPE (2018).

Nota: [1] Inclui geração distribuída.

[2] Inclui lenha, bagaço de cana e lixívia.

[3] Inclui óleo diesel e óleo combustível.

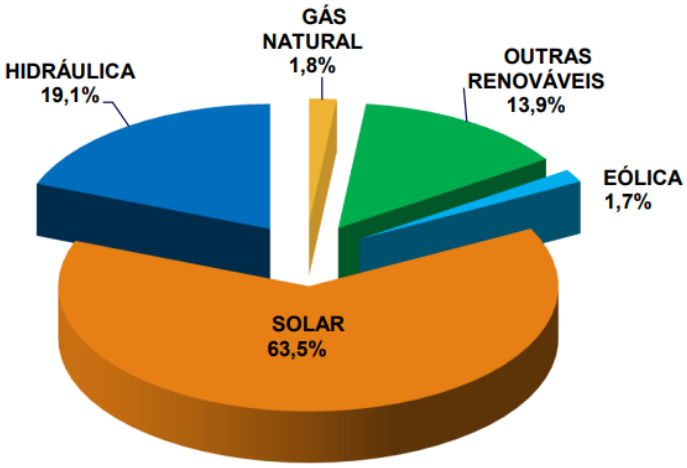
[4] Inclui outras fontes primárias, gás de coqueria e outras secundárias.

Observando os valores apresentados no relatório síntese do EPE (2019), é possível verificar que a geração de energia fotovoltaica continua aumentando. Conforme apresentado no documento,

houve um crescimento de 316,1% no período de 2018, totalizando um total de 3.461 GWh gerados. Além disso, a capacidade instalada desse meio de geração obteve um aumento de 92,2%, sendo que em 2017 era de 935 MW e em 2018 elevou para 1.798 MW (EPE, 2019).

Outro aspecto a se destacar é a questão da participação da energia solar fotovoltaica na Micro e Minigeração distribuída. Segundo o relatório do EPE (2018), a participação da energia solar na geração de energia elétrica dentro da geração distribuída, em 2017, foi de 46,2% relativos a 359 GWh gerados. Já no relatório do EPE (2019), esse número cresceu para 63,5% de participação dos 828 GWh gerados. No Gráfico 1, demonstra-se a distribuição da energia produzida pela Micro e Minigeração distribuída.

Gráfico 1 – Participação de cada fonte na geração distribuída



Fonte: EPE (2019).

Esses dados sugerem que a energia fotovoltaica, no Brasil, continua crescendo; entretanto, ainda é considerado que existe um baixo aproveitamento dessa fonte. Segundo Nascimento (2017, p. 15), “A baixa utilização da energia solar no Brasil chama mais atenção quando verificamos as condições favoráveis para o desenvolvimento da fonte no país”. Além disso, “O Brasil é o país que detém as maiores reservas mundiais de quartzo” (J. MENDO CONSULTORIA, 2009, p. 3), que como é apontado por Nascimento (2017), é matéria-prima do silício cristalino.

Tendo em vista os dados apresentados e devido ao aumento de instalação de sistemas fotovoltaicos, é de interesse produzir um modelo que otimiza o custo de investimento inicial de

projetos. Dessa forma, este estudo terá como foco a modelagem de um sistema de geração de energia fotovoltaica híbrido de unidades consumidoras do grupo B, atendidas em baixa tensão, que, segundo a Resolução Normativa nº 414 da ANEEL (2010), é inferior a 2,3 kV. Um algoritmo de otimização será aplicado para se obter a resposta ótima do problema formulado. Esse processo será feito utilizando-se um *software* de linguagem de modelagem matemática. A confecção do algoritmo de otimização não estará no escopo da pesquisa, limitando-se apenas a usar pacotes de otimização prontos, previamente desenvolvidos por grupos especializados.

2 JUSTIFICATIVA

Existem estudos relacionados ao projeto de sistemas fotovoltaicos, como, por exemplo, o estudo de Ribeiro (2016). Nesse trabalho, o painel utilizado é selecionado com a justificativa de ter grande disponibilidade no mercado e pelo seu custo.

Escolhendo o modelo de painel da mesma forma como é mostrado no trabalho de Ribeiro (2016), não é possível garantir que o processo de seleção de componentes seja otimizado. Uma outra possível maneira de selecionar os componentes seria a busca exaustiva, em que são colocados parâmetros fixos e são testados até que se encontre um valor que atenda o que fora previamente especulado. Porém, esse método é relativamente demorado e improdutivo, uma vez que é possível evitá-lo utilizando alguma técnica de otimização para obter o resultado ótimo ou o mais próximo do ótimo.

Utilizar um *software* especializado em otimização pode ser uma solução para esse tipo de problema. Nesse caso, é necessário modelar um sistema fotovoltaico para aplicá-lo nesse *software*, além de montar um banco de dados com diversos modelos de componentes, a fim de se obter a resposta ótima.

Outro aspecto interessante que foi analisado é que o sistema fotovoltaico pode suprir a demanda de energia elétrica em caso de faltas. Por esse motivo, é relevante que o modelo atenda projetos de sistemas fotovoltaicos em residências localizadas em regiões com fornecimento vulnerável de energia elétrica. Portanto, nesta pesquisa, foi considerado que regiões com fornecimento vulnerável são aquelas que possuem Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) ou Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) acima do limite anual permitido.

Em períodos de ausência solar, em conjunto com uma descontinuidade de fornecimento de energia elétrica, as residências em questão podem ficar desprovidas de energia. Dessa forma, é proposto que o sistema fotovoltaico seja híbrido, ou seja, que possua baterias para atender o usuário em períodos noturnos e com falta de fornecimento da concessionária.

Levando isso em consideração, é de grande importância que haja estudos relacionados à otimização da geração de energia fotovoltaica para se obter maior confiabilidade para os consumidores com menor custo.

3 OBJETIVOS

3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho foi obter um modelo de sistema fotovoltaico híbrido em baixa tensão e otimizá-lo usando a linguagem de programação matemática AMPL. A partir das informações de um local de interesse e de uma lista de componentes, ambos fornecidos pelo usuário, o otimizador é capaz de informar a escolha ótima da quantidade e modelo dos componentes, para a realização do projeto de sistema fotovoltaico. Não foi escopo do trabalho a modelagem do dimensionamento do cabeamento, proteção do sistema, cálculo da mão de obra e da estrutura mecânica de suporte dos painéis.

3.2 Objetivos Específicos

- Adquirir conhecimento relativo aos projetos de sistemas fotovoltaicos;
- Escrever o modelo matemático;
- Obter os parâmetros de cada componente, usados no projeto;
- Realizar a modelagem matemática do modelo previamente obtido;
- Usar o modelo codificado para obter a resposta ótima para um projeto de sistema fotovoltaico.

4 EMBASAMENTO TEÓRICO

O embasamento teórico, apresentado neste capítulo, visa permitir a compreensão dos conceitos que serão utilizados para o desenvolvimento deste estudo. Inicialmente, apresenta-se uma breve introdução a alguns dos componentes de um sistema de energia fotovoltaica, juntamente com alguns parâmetros que são necessários para projetar esse sistema.

Para a análise econômica, se faz necessário apresentar como é calculada a tarifa de energia elétrica do grupo B, uma vez que só a partir desse custo que é possível quantificar o retorno do valor investido.

4.1 Painel fotovoltaico

Segundo Imhoff (2017), o painel fotovoltaico é o componente do sistema que é capaz de converter a energia solar em energia elétrica. De acordo com Pinho e Galdino (2014), esse componente é formado pela combinação de células fotovoltaicas, dispostas de maneira a produzir tensão e corrente elétrica para utilização prática da energia, além de ter a função de proteger essas células.

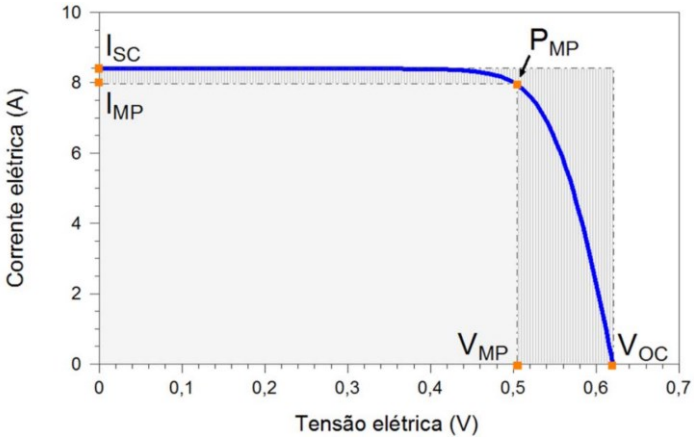
4.1.1 Características elétricas dos painéis

Um módulo fotovoltaico possui algumas grandezas relevantes para este estudo. A principal delas é a potência gerada por esse componente que "[...] é geralmente identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp) [...]" (PINHO; GALDINO, 2014, p. 146), grandeza essa que, segundo o mesmo autor, é obtida através da condições-padrão de ensaio. Esse teste é chamado em inglês de *Standard Test Conditions* (STC) e para obter a potência elétrica de pico, considerado uma irradiância solar de 1.000 W/m² e temperatura da célula fotovoltaica de 25 °C (PINHO; GALDINO, 2014, p. 146).

A partir desse teste, segundo Pinho e Galdino (2014) também é possível definir os pontos de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc}). Pinho e Galdino (2014) ainda dizem que posicionado o módulo em direção ao Sol e o desconectado do sistema, é possível se obter o valor de V_{oc}, enquanto que caso conecte-se seus terminais, é obtida o valor de I_{sc}.

Outro ponto de interesse de estudo, é o valor de tensão de potência máxima (V_{mp}). Segundo Pinho e Galdino (2014), esse valor diz respeito a tensão onde se é possível obter a maior potência gerada pelo módulo fotovoltaico. Esse dado pode ser obtido na curva *I-V* do painel, fornecida pelo fabricante. Nessa curva é possível também obter o valor de corrente de potência máxima (I_{mp}) e o ponto onde ocorre essa potência máxima (P_{mp}). No Gráfico 2, é possível observar um exemplo.

Gráfico 2 – Exemplo de uma curva I-V



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Dessa forma, foram apresentados os cinco parâmetros do módulo fotovoltaico, obtidos através do STC.

4.1.2 Efeito da temperatura no painel

Segundo Pinho e Galdino (2014), devido à incidência solar e mudanças de temperatura ambiente, existe uma variação de temperatura nas células, que consequentemente gera uma queda na tensão. Ainda segundo os autores, essa variação também gera um aumento de corrente, porém muito menor e insuficiente para compensar as perdas causadas pela diminuição da tensão.

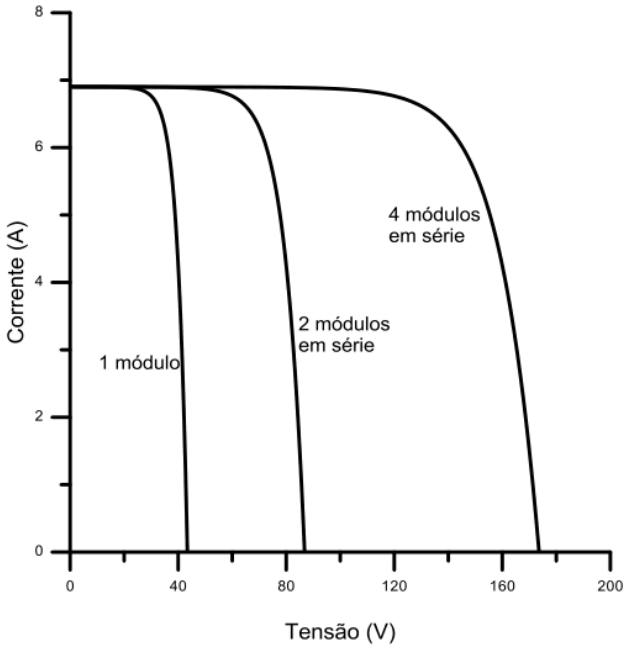
4.1.3 Associação de painéis fotovoltaicos

Segundo Pinho e Galdino (2014), os módulos fotovoltaicos podem ser ligados em série e paralelo de forma produzir um sistema que gere mais potência. É de grande importância que se identifique a associação desejada, uma vez que essas alteraram a tensão e corrente gerada e, segundo Pinho e Galdino, esses valores devem ter plena compatibilidade com os demais componentes do sistema.

4.1.3.1 Módulos conectados em série

De acordo com Pinho e Galdino (2014), essa conexão é feita conectando-se o terminal positivo de um painel ao terminal negativo de outro, gerando assim uma cadeira que somará as tensões dos módulos. Essa ligação altera especificamente o valor de tensão total gerada, mantendo a corrente total inalterada. O Gráfico 3 apresenta um exemplo da mudança da tensão de acordo com o número de painéis em série.

Gráfico 3 – Mudanças da tensão pela ligação série

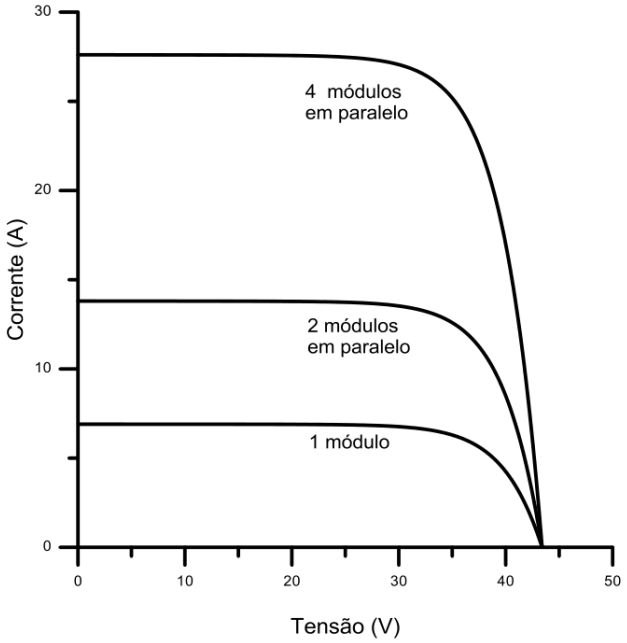


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

4.1.3.2 Módulos conectados em paralelo

Os módulos fotovoltaicos ligados em paralelo apresentam característica análoga a ligação em série. Segundo Pinho e Galdino (2014), essa configuração é feita a partir da conexão entre os terminais positivos dos painéis entre si e, da mesma forma, se conectam os terminais negativos. A conexão em paralelo tem como propriedade alterar a corrente total do sistema, além de manter a tensão inalterada. O Gráfico 4 mostra o efeito da corrente e tensão na configuração paralela.

Gráfico 4 – Mudança de corrente pela ligação paralela



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

4.2 Controlador de carga

O segundo componente a ser analisado é o controlador de carga. Segundo Pinho e Galdino (2014), esse equipamento tem como objetivo proteger o conjunto de baterias, aumentando sua vida útil e, caso não exista um controlador de carga ou esse falhe, a bateria pode sofrer danos irreversíveis.

Para se dimensionar um controlador de carga, segundo Pinho e Galdino (2014), é necessário que se determine a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito do sistema, que pode ser obtido pelo tipo e associação dos painéis, previamente visto neste capítulo. É válido ressaltar também que, segundo Pinho e Galdino (2014), em alguns modelos de controladores de carga,

é possível realizar a ligação em paralelo. Isso se torna necessário, caso a corrente obtida pela associação em paralelo dos painéis, for superior a corrente máxima suportada pelo controlador de carga, uma vez que ligá-los em paralelo, dividirá a corrente no componente.

4.3 Baterias

As baterias compõem uma parte importante dos sistemas fotovoltaicos isolados, uma vez que tem o papel de armazenar de energia. Durante a noite ou dias nublados, a incidência solar é baixa ou nula e por isso o sistema não gera energia elétrica suficiente nesse período, sendo necessário algum componente que armazene a energia que excedeu durante períodos propícios para que se possa utilizá-la durante os períodos de escassez da luz. Segundo Pinho e Galdino (2014), o uso das baterias em sistemas conectados à rede também é possível, uma vez que, em caso de faltas, a bateria pode suprir a demanda da residência durante um período de tempo.

4.3.1 Capacidade da bateria e profundida de descarga

A capacidade da bateria é fornecida pelo próprio fabricante e é "[...] normalmente definida como a quantidade de amperes-hora (Ah) que pode ser retirada da mesma quando esta apresenta carga plena [...]" (PINHO; GALDINO, 2014, p. 166). Esse valor fornecido significa que a bateria pode alimentar uma carga que consome essa quantidade de energia, durante uma hora. Utilizando como exemplo uma bateria de 200 Ah, ela "[...] deve ser capaz de fornecer corrente de 200 A durante 1 hora, ou 50 A por 4 horas, ou 4 A por 50 horas, ou ainda, 1 A por 200 horas" (PINHO; GALDINO, 2014, p. 167).

Segundo Pinho e Galdino (2014), a vida útil das baterias pode ser reduzida significativamente dependendo da profundidade que ela for descarregada. Isso significa que quanto maior for o seu descarregamento, menor será seu tempo de vida útil e, por isso, deve-se evitar de descarregá-la completamente.

4.3.2 Associação de baterias

No caso da associação das baterias, ela é feita de forma similar à dos painéis fotovoltaicos, de forma a gerar o mesmo efeito de aumento de tensão e correntes, nas configurações série e paralelo, respectivamente.

É válido ressaltar que, de acordo com Pinho e Galdino (2014), existem outros dispositivos de armazenamento de energia, porém a bateria ainda é o mais utilizado em sistemas fotovoltaicos, já que é conveniente e eficiente.

4.4 Inversores

De acordo com Pinho e Galdino (2014), os inversores são equipamentos que tem a finalidade de transformar a energia elétrica de corrente contínua em corrente alternada. A saída dele deve possuir grandezas como amplitude e frequência adequadas para alimentar as cargas da unidade consumidora. Uma vez que os painéis fotovoltaicos fornecem energia elétrica regime contínuo, o papel do inversor no sistema é fundamental.

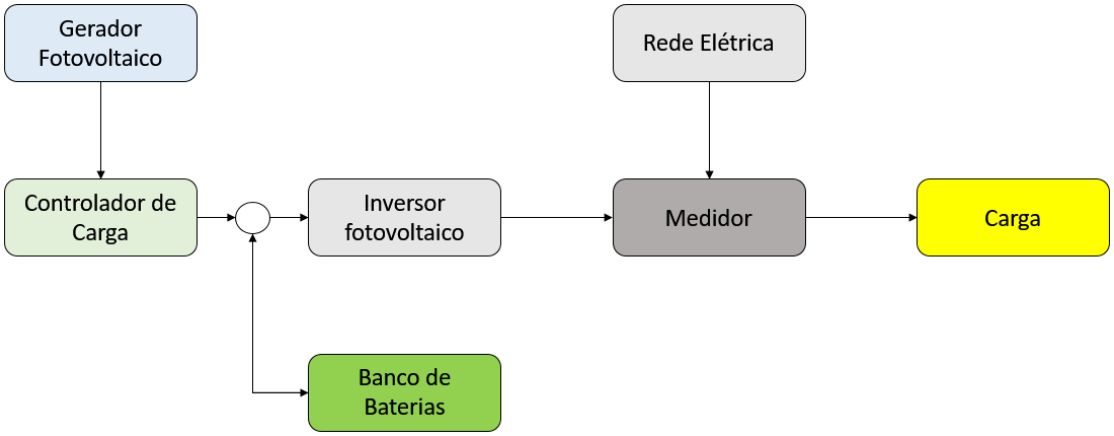
Pinho e Galdino (2014) também citam que, apesar dos módulos apresentarem uma acentuada redução em seu custo, os inversores não acompanham o mesmo nível de redução e, dessa forma, é de interesse que os dimensione de forma otimizada.

Para dimensionar o inversor do sistema fotovoltaico, segundo Pinho e Galdino (2014), é necessário que se conheça a potência do gerador fotovoltaico. Além disso, é necessário que se respeite os limites de tensão de entrada do inversor a partir da tensão do sistema, que deve maior que a tensão mínima de entrada e menor que a máxima. Além disso, também deve-se estabelecer o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que "[...] representa a relação entre a potência nominal de corrente alternada do inversor e a potência de pico do gerador FV" (PINHO; GALDINO, 2014, p. 332). Segundo os mesmos autores, a análise de literatura apresenta que esse fator deve estar entre 0,75 para o limite inferior e 1,05 para o superior.

4.5 Conexão dos componentes

Após a apresentação de todos os componentes do sistema fotovoltaico, é importante mostrar como fica a ligação entre eles. O primeiro equipamento apresentado é o gerador fotovoltaico, que é responsável por produzir a energia que será consumida. Esse componente fica conectado com o controlador de carga, que é responsável por desconectar ou conectar os módulos ao sistema, a fim de proteger as baterias. O controlador de carga é então ligado às baterias e ao inversor, de forma que as baterias são responsáveis também por suprir o sistema em caso de ausência de radiação solar. Já o inversor, é ligado a um medidor que receber energia do arranjo fotovoltaico ou da rede elétrica, em caso de falha desse sistema. O medidor, por sua vez, é ligado à carga. O diagrama apresentado na Figura 1, ilustra como são ligados os componentes desse sistema.

Figura 1 – Esquemático de ligação do sistema fotovoltaico híbrido



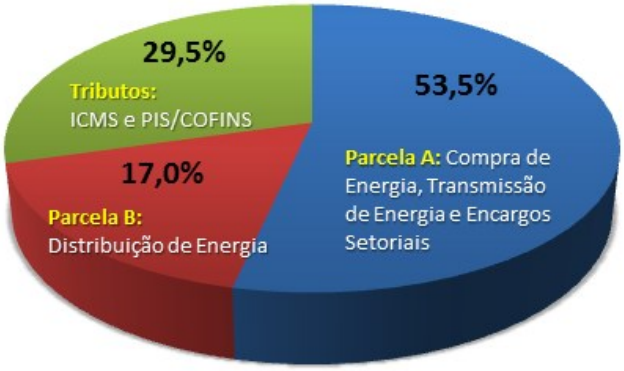
Fonte: Produzido pelo próprio autor.

4.6 Tarifa de energia elétrica

Segundo a ANEEL (2010), a tarifa de energia é composta por três custos distintos, que são a energia gerada, o transporte de energia até a residência e os encargos setoriais. Além disso, dentro do valor da tarifa, são cobrados impostos pelos Governos Federal, Estadual e Municipal. Esses impostos são o Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), além de cobrar o valor da iluminação pública.

De acordo com a ANEEL (2010), os valores pagos pelo consumidor relativos a energia gerada e ao transporte representam cerca de 70,5% do valor total da fatura, sendo os 29,5% restantes, relativos aos encargos setoriais. O Gráfico 5 apresenta esses dados.

Gráfico 5 – Distribuição do valor da tarifa de energia elétrica



Fonte: ANEEL (2017).

Vale ressaltar que, em cada localidade a incidência dos impostos sobre a fatura varia, cabendo uma análise pontual da região que se deseja analisar. Assim, segundo a EDP Espírito Santo (2019), os tributos PIS, COFINS e ICMS compõem a base de cálculo, juntamente com o valor da contribuição relativa à iluminação e outros serviços, totalizando o valor da tarifa. Dessa forma, o valor da tarifa a ser cobrada do consumidor é dado pelo valor da tarifa publicada pela ANEEL e pelos impostos, que são instituídos por leis. Na equação (4.1), fornecida por EDP Espírito Santo (2019), é mostrado como se chega ao valor da tarifa cobrada do consumidor.

$$Valor_{tarifa} = \frac{Valor_{ANEEL}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \tag{4.1}$$

É previsto pela Resolução Normativa nº 414 de 2010 (ANEEL, 2010), uma quantidade mínima de consumo. Esse valor é contabilizado, independente se o consumidor utilizar a energia elétrica ou não. Ainda segundo essa resolução, esse consumo mínimo, varia de acordo com o tipo de fornecimento recebido, sendo que é de 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh, para instalações monofásicas, bifásicas e trifásicas, respectivamente.

A equação (4.1) foi adotada no início da pesquisa e, no decorrer dela, de acordo com matéria apresentada no jornal A Gazeta por Gonçalves (2019), houve modificação em relação à

cobrança do ICMS, o qual foi retirado da base de cálculo do PIS e COFINS. Como a análise dos resultados já havia sido realizada, optou-se por sugerir como proposta, para trabalhos futuros, a utilização da equação mais atualizada.

5 MODELAGEM MATEMÁTICA DO PROBLEMA

Neste capítulo, são apresentados os parâmetros dos componentes envolvidos no modelo e, em seguida, é apresentada a formulação matemática do projeto de sistema fotovoltaico.

5.1 Parâmetros dos componentes

Em todos os componentes que são listados, o valor do material não é informado na ficha técnica, porém, este valor é necessário para realizar os cálculos econômicos do projeto e deve estar presente no modelo. Outro ponto a se destacar é a vida útil do equipamento, que é utilizada para calcular o reinvestimento dos materiais. Esse parâmetro depende da forma de uso do componente, levando em consideração fatores que são difíceis de serem previstos ou calculados, ficando a critério do projetista estimá-lo.

5.1.1 Parâmetros dos painéis

O conjunto formado por todos os tipos de painéis e o conjunto formado pelos parâmetros deles são dados, respectivamente, pelas equações (5.1) e (5.2).

$$\Omega_{pmods} = \{1, 2, \dots, n_{pmax}\} \tag{5.1}$$

$$\Omega_{p,i} = \{cost_{p,i}, Pot_{max,i}, A_{p,i}, V_{oc,i}, V_{mp,i}, I_{sc,i}, \beta_i, LS_{p,i}\} \ \forall\, i \in \Omega_{pmods} \tag{5.2}$$

Onde n_{pmax} é o número máximo de modelos dos painéis considerados no problema. O primeiro parâmetro, $cost_{p,i}$ (custo do painel), e o último parâmetro, $LS_{p,i}$ (vida útil do painel), já foram esclarecidos na Seção 5.1 deste capítulo. O segundo parâmetro $Pot_{max,i}$ (potência máxima), normalmente é fornecida pelo fabricante na unidade Watt-pico e é essencial para calcular a eficiência do painel e a energia gerada. A partir desse dado, também é possível obter a potência máxima do sistema.

O terceiro parâmetro, $A_{p,i}$ (área da superfície do painel) refere-se a área ocupada pelos painéis e é também utilizada para o cálculo da eficiência de conversão dos painéis, juntamente com a potência máxima. O quarto parâmetro, $V_{oc,i}$ (tensão de circuito aberto) e quinto parâmetro $I_{sc,i}$

(corrente de curto-circuito) parâmetro dizem respeito às propriedades elétricas de cada painel e são necessárias para especificar os controladores de carga e inversores. Por fim, o coeficiente de temperatura da tensão é uma propriedade do painel que informa a variação de tensão de acordo com a variação de temperatura e será usada para calcular a tensão série corrigida dos painéis.

5.1.2 Parâmetros dos controladores de carga

O conjunto formado por todos os tipos de controladores de carga e o conjunto formado pelos parâmetros deles são dados, respectivamente, pelas equações (5.3) e (5.4).

$$\Omega_{ccmods} = \{1, 2, \dots, n_{ccmax}\} \tag{5.3}$$

$$\Omega_{cc,j} = \{cost_{cc,j}, V_{ocmax,j}, I_{scmax,j}, V_{out,j}, LS_{cc,j}\} \ \forall\, j \in \Omega_{ccmods} \tag{5.4}$$

Onde n_{ccmax} é o número máximo de modelos de controladores de carga considerados no problema. Para os controladores de carga, os parâmetros de tensão máxima de circuito aberto e corrente máxima de curto-circuito serão necessárias para especificar o modelo do controlador, de forma a não o deixar subdimensionado. A tensão de saída é utilizada para posteriormente especificar as baterias e inversores.

5.1.3 Parâmetros das baterias

O conjunto formado pelos índices dos tipos de baterias e o pelos parâmetros delas são dados, respectivamente, pelas equações (5.5) e (5.6).

$$\Omega_{bmods} = \{1, 2, \dots, n_{bmax}\} \tag{5.5}$$

$$\Omega_{b,k} = \{cost_{b,k}, Cap_k, V_{b,k}, LS_{b,k}\} \ \ \forall\, k \in \Omega_{bmods} \tag{5.6}$$

Onde n_{bmax} é o número máximo de modelos de baterias consideradas no problema. A capacidade de armazenamento é um parâmetro importante da bateria. Esse item fornece a informação necessária para calcular o tempo que a bateria pode alimentar o sistema, a partir do consumo da residência. A tensão da bateria é o valor de tensão que a mesma possui em seus

terminais, quando está carregada. Esse valor é utilizado para comparar com a tensão de saída do controlador de carga e do inversor, que devem estar na mesma faixa de operação para evitar danos aos equipamentos.

5.1.4 Parâmetros dos inversores

O conjunto formado por todos os tipos de inversores e o conjunto formado pelos parâmetros deles são dados, respectivamente, pelas equações (5.7) e (5.8).

$$\Omega_{invmods} = \{1, 2, \dots, n_{invmax}\} \tag{5.7}$$

$$\Omega_{inv,l} = \{cost_{inv,l}, Pot_{nom,l}, V_{min,l}, V_{max,l}, E_{inv,l}, LS_{inv,l}\} \ \forall \ l \in \Omega_{invmods} \tag{5.8}$$

Onde n_{invmax} é o número máximo de modelos de inversores considerados no problema. Obter o parâmetro potência nominal do inversor é necessário para especificar qual inversor deve ser utilizado. Esse valor deve ser superior à potência total instalada dos painéis fotovoltaicos para não o subdimensionar e danificar o aparelho. A tensão mínima e máxima de entrada é referente a tensão que chega em seus terminais de entrada, sendo necessário para limitar a faixa de tensão que é enviado ao inversor para converter a corrente e tensão contínua para alternada. Por fim, o consumo é utilizado para somar ao consumo da residência, uma vez que ao instalar o sistema fotovoltaico, ele também será considerado uma carga instalada.

5.2 Formulação do projeto fotovoltaico

Nesta parte do trabalho, são apresentadas três versões intermediárias anteriores ao modelo final. Em cada fase, mostra-se a meta que se pretende atingir até se alcançar o objetivo geral. Após a exposição dessas informações, são introduzidas as grandezas dos componentes utilizados durante a modelagem. Para ilustrar os resultados, foi realizado o passo a passo, explicando os motivos das equações e as possíveis restrições do sistema. Por fim, o resultado é dado em unidade monetária (R$) pelo otimizador, pela variável $Fund_{tot}$.

Tomando como base essas informações, são apresentadas as versões do modelo, utilizando os parâmetros necessários de cada componente para se chegar objetivo da etapa em questão.

5.2.1 Modelo – Versão 1

No primeiro protótipo criado, foi optado por realizar um modelo capaz de calcular o número de painéis fotovoltaicos necessários para suprir o consumo mensal (kWh) da residência. Essa etapa é importante pois, a partir dela, são dimensionados todos os outros componentes do sistema além de definir algumas limitações e a função objetivo do modelo.

Para iniciar a modelagem, é de interesse que se calcule a eficiência na conversão de energia solar em elétrica de cada painel. Considerando as grandezas que foram abordadas neste trabalho, como a potência total do painel que é fornecida pelo fabricante, a área do painel e a energia fornecida pelo sol, é possível calcular o quanto de energia é transformada pelo painel.

Dividindo-se a potência elétrica pela área do painel, é possível se obter quanto de energia por metro quadrado esse painel gera. Em seguida, divide-se esse valor pela energia que o sol fornece, nessa mesma área e se obtém o valor em percentagem dessa conversão. Assim, foi obtida a equação (5.9):

$$\eta_{p,i} = \frac{Pot_{max,i}}{A_{p,i} \cdot Ers}, \quad \forall \ i \in \Omega_{pmods} \tag{5.9}$$

Onde $\eta_{p,i}$ é a eficiência de cada painel em percentagem. Com o valor de rendimento de cada painel, é possível então calcular a energia produzida diária e mensalmente por cada um eles. Para isso, multiplica-se a irradiação média mensal por dia e a eficiência do painel gerando como resultado o quanto de energia elétrica o painel oferece ao sistema diariamente. Entretanto, o sistema possui perdas, então é necessário se multiplicar esse valor pela taxa de desempenho do sistema. Assim, as equações (5.10) e (5.11) representam esse cálculo.

$$E_{d,i} = E_s \cdot \eta_{p,i} \cdot SP, \quad \forall \ i \in \Omega_{pmods} \tag{5.10}$$

$$E_{m,i} = 30 \cdot E_{d,i}, \quad \forall \ i \in \Omega_{pmods} \tag{5.11}$$

Onde $E_{d,i}$ e $E_{m,i}$ são as energias produzidas diária e mensalmente de cada painel e possuem a unidade em kWh/dia e kWh/mês, respectivamente. O próximo passo de interesse é obter a quantidade de painéis que serão capazes de suprir a demanda mensal da residência. Dessa

forma, será considerado que N_{pt} é o número total de painéis do sistema. Vale ressaltar que as grandezas calculadas até o momento são contínuas, entretanto, é imprescindível que o número de painéis seja natural e maior que zero. Assim, a equação (5.12) mostra a primeira restrição do modelo em questão.

$$N_{pt} \in \mathbf{N}^* \tag{5.12}$$

Outro aspecto que também foi levado em consideração, é o fato de que será considerado a escolha apenas de um modelo de painel para todo o sistema. Para modelar isso de forma matemática, deve haver uma variável binária que representará o número zero como não escolhido e um como escolhido. Em seguida, deve-se limitar que o somatório de todas as variáveis binárias dos painéis seja igual a um. As equações (5.13) e (5.14) representam essa restrição.

$$Pan_{bin,i} = \{0,1\}, \ \ \forall \ i \in \Omega_{pmods} \tag{5.13}$$

$$\sum_{i=1}^{n_{pmax}} Pan_{bin,i} = 1 \tag{5.14}$$

Onde $Pan_{bin,i}$ é a variável binária relativa aos painéis. Com essas variáveis apresentadas, pode-se obter os valores de potência produzida e área ocupada por todos os painéis. Somando-se as potências de todos os painéis disponíveis e multiplicando pelas respectivas variáveis binárias, se obtém o valor produzido apenas por um painel, devido às restrições previamente apresentadas. Dessa forma, multiplica-se esse valor com a variável N_{pt}, obtendo-se, assim, a potência total produzida. O cálculo da área total também é feito a partir da soma de todas as áreas dos tipos de painéis disponíveis e multiplicando por sua respectiva variável binária. Em (5.15) e (5.16) as unidades dessas equações são, respectivamente, kWh/mês e m².

$$E_{prod} = N_{pt} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} E_{m,i} \cdot Pan_{bin,i} \tag{5.15}$$

$$A_{oc} = N_{pt} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} A_{p,i} \cdot Pan_{bin,i} \tag{5.16}$$

Se faz necessário restringir alguns pontos para que o algoritmo de otimização não forneça valores incoerentes e indesejados. A primeira restrição apresentada é a relativa a energia produzida mensalmente, que deve ser maior ou igual à energia consumida pela residência. Entretanto, o espaço disponibilizado também é limitado e, dessa forma, esse valor deve ser respeitado. As equações (5.17) e (5.18), atendem as duas restrições mencionadas.

$$E_{prod} \geq E_{nec} \tag{5.17}$$

$$A_{oc} \leq A_{av} \tag{5.18}$$

Para finalizar essa versão, é feito o cálculo do investimento a partir da soma de todos os painéis. Da mesma forma como foi calculado a área total, ou seja, utilizando as variáveis binárias, o valor total é obtido a partir da soma do preço de todos os painéis multiplicados por suas respectivas variáveis binárias. Assim, a equação (5.19) apresenta a função de otimização do custo dos painéis.

$$Fund_{tot} = N_{pt} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} cost_{p,i} \cdot Pan_{bin,i} \tag{5.19}$$

5.2.2 Modelo – Versão 2

Esta etapa teve como meta obter a tensão de operação do sistema, a associação dos painéis fotovoltaicos e conectá-los ao controlador de carga. Dessa forma, ao fim dessa fase, foi possível obter o número de painéis em série e em paralelo, juntamente com as restrições deles para se conectar ao controlador de carga, que, posteriormente, foi utilizado para especificar os demais componentes.

Essa etapa é importante, pois nela são definidos os valores de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, além da tensão do sistema e, a partir dessas grandezas, é definido o controlador de carga.

O primeiro passo, como foi previamente dito, é declarar as variáveis de associação dos painéis. Assim como o total, o número de série e paralelo devem ser naturais e maiores que ou iguais a

um. Entretanto, é válido ressaltar que caso declaradas independentemente, sem alguma restrição, esses valores podem se tornar incoerente. Para isso, é necessário que se realize uma restrição que indica que a multiplicação entre o número de painéis série e paralelo deve ser igual ao valor de painéis totais. Assim, as equações (5.20), (5.21) e (5.22) apresentam essas informações.

$$N_{ps} \in \mathbf{N}^* \tag{5.20}$$

$$N_{pp} \in \mathbf{N}^* \tag{5.21}$$

$$N_{pp} \cdot N_{ps} = N_{pt} \tag{5.22}$$

Onde N_{ps} e N_{pp} são respectivamente o número de painéis série e paralelo. A partir da variável N_{ps}, é possível calcular a tensão total série, bastando multiplicar N_{ps} pela tensão de circuito aberto de cada tipo de painel. Esse valor é usado, uma vez que é a maior tensão que os painéis podem gerar. Novamente, usa-se as variáveis binárias de forma zerar os valores de painéis não escolhidos. A equação (5.23) mostra essa operação.

$$V_{ts} = N_{ps} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} V_{oc,i} \cdot Pan_{bin,i} \tag{5.23}$$

Onde V_{ts} é a tensão total série, dada em Volt. Para calcular a tensão corrigida total, é necessário se obter a variação de tensão por efeito de variação de temperatura de operação de célula. Assim, deve-se calcular a variação desse efeito, que consiste na multiplicação entre a tensão total série (V_{ts}), o coeficiente de temperatura da tensão (β), dada em percentagem, e variação de temperatura de operação (ΔT). Com esse resultado, soma-se ao valor de V_{ts}, obtendo-se assim, o valor da tensão corrigida. Essas operações são mostradas nas equações (5.24) e (5.25).

$$\Delta V = Vts \cdot \Delta T \cdot \beta \tag{5.24}$$

$$V_{adj} = Vts + \Delta V \tag{5.25}$$

Onde ΔV e V_{adj} são, respectivamente, a variação da tensão pela variação de temperatura e a tensão série total corrigida, ambas dadas em Volt. O resultado de ΔV geralmente é negativo,

pois β é um coeficiente menor que zero e a variação de temperatura de operação do painel normalmente é positiva por trabalhar captando energia solar, resultando em um valor corrigido menor que o original.

Para a escolha dos controladores de carga, é necessário que se tenha uma variável que defina o número deles. Além disso, é de interesse que sejam só de um modelo para evitar que seus algoritmos de carregamento se conflitam e causem curto-circuito nos controladores. A restrição do número deles é semelhante ao dos painéis, como as equações (5.26), (5.27) e (5.28) mostram.

$$N_{cc} \in \mathbf{N}^* \tag{5.26}$$

$$CC_{bin,j} = \{0,1\}, \ \ \forall \ j \in \Omega_{ccmods} \tag{5.27}$$

$$\sum_{j=1}^{n_{ccmax}} CC_{bin,j} = 1 \tag{5.28}$$

Onde N_{cc} é o número de controladores de carga e CC_{bin} é a variável binária relativa a escolha dos controladores. Agora, com as variáveis que declaram e delimitam o uso do controlador, é preciso criar equações que permitam escolher o controlador mais adequado para a situação. Para o modelo, os controladores são colocados em paralelo e, dessa forma, a corrente advinda dos painéis é dividida entre eles. Assim, considera-se a corrente de curto-circuito do arranjo, por a maior que o sistema pode fornecer e que é dada pelo número de painéis em paralelo e, em seguida, divide-se pelo número de controladores de carga. As equações (5.29) e (5.30) mostram isso.

$$I_{tssc} = N_{pp} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} I_{sc,i} \cdot Pan_{bin,i} \tag{5.29}$$

$$I_{ccn} = \frac{I_{tssc}}{N_{cc}} \tag{5.30}$$

Onde I_{tssc} é a corrente total de curto-circuito do sistema e I_{ccn} é a corrente em cada controlador de carga. Com esses valores, é possível definir a restrição para a escolha dos controladores delimitando a corrente em cada um deles, como sendo menor que a corrente máxima de curto-

circuito. Além disso, eles possuem um valor de tensão máxima de circuito aberto, é que a tensão série corrigida. Assim, as restrições aplicadas para o uso do controlador de carga, são apresentadas nas equações (5.31) e (5.32).

$$V_{adj} \cdot CC_{bin,j} \leq V_{ocmax,j} \cdot CC_{bin,j} \tag{5.31}$$

$$I_{ccn} \cdot CC_{bin,j} \leq I_{scmax,j} \cdot CC_{bin,j} \tag{5.32}$$

Tendo-se as escolhas de painéis e controladores de carga, é necessário que se proponha uma tensão em que o sistema trabalhe. Dessa forma, é de interesse que a modelagem apresente pelo menos uma maneira aproximada de estimar a tensão do sistema. Como o número de células varia de acordo com os materiais, é difícil prever qual tensão de sistema escolher de acordo com esse valor. Assim, a escolha foi feita a partir da tensão de potência máxima, V_{mp}, separando-se os níveis de tensão denominados como ΔV_{sys}.

São apresentadas duas variáveis, V_{sys} e $SelV_{sys}$, que correspondem respectivamente a tensão do sistema e a seleção da tensão do sistema. Essa variável de seleção é apenas um número natural diferente de zero, pois ela é multiplicada por ΔV_{sys} para se obter a tensão do sistema. Esse equacionamento é apresentado em (5.33) e (5.34).

$$SelV_{sys} \in \mathbf{N}^* \tag{5.33}$$

$$V_{sys} = \Delta V_{sys} \cdot SelV_{sys} \tag{5.34}$$

Com a tensão do sistema determinada, é necessário que as tensões estejam limitadas por esse valor. No caso dos painéis, como a tensão de operação varia, é considerado então que o valor de V_{mp} deve ser maior que V_{sys} e menor do que a próxima faixa de V_{sys}. Esses valores devem ser todos multiplicados pela variável binária do painel, uma vez que apenas deseja-se igualar essa tensão aos painéis válidos. Já no caso do controlador de carga, basta igualar o a tensão de saída com a tensão do sistema, multiplicando-se também pela variável binária do respectivo equipamento. As equações (5.35) e (5.36) apresentam esse resultado.

$$V_{sys} \cdot Pan_{bin,i} \leq V_{mp,i} \cdot Pan_{bin,i} \leq \left(V_{sys} + \Delta V_{sys}\right) \cdot Pan_{bin,i} \tag{5.35}$$

$$V_{sys} \cdot CC_{bin,j} = V_{out,j} \cdot CC_{bin,j} \tag{5.36}$$

Por fim, semelhante à primeira versão, é escolhida uma função objetivo que visa minimizar o investimento inicial, sempre obedecendo as restrições do sistema. A equação (5.37) substituirá a equação (5.19) previamente apresentada.

$$Fund_{tot} = N_{pt} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} cost_{p,i} \cdot Pan_{bin,i} + N_{cc} \cdot \sum_{j=1}^{n_{ccmax}} cost_{cc,j} \cdot CC_{bin,j} \tag{5.37}$$

5.2.3 Modelo – Versão 3

Nesta versão, é necessário que o modelo especifique quais equipamentos devem ser adquiridos e suas respectivas quantidades, a partir dos parâmetros previamente fornecidos. Além disso, o modelo deve ser capaz de fornecer a quantidade e a associação das baterias e qual inversor deve ser usado.

Para isso, foram incluídos novos itens, a partir da segunda versão. O foco principal dessa parte é a adição da autonomia desejada do sistema em horas, ou seja, o tempo que o sistema de armazenamento de energia pode fornecer a quantidade de energia requisitada pela unidade consumidora. Além disso, também é proposto o equacionamento da associação das baterias de forma semelhante aos painéis. Por fim, é englobada a conexão entre controladores de carga, baterias e inversores, limitando-os a mesma tensão de operação.

Essa versão incorpora todos os componentes do sistema fotovoltaico previamente estabelecidos. Como os painéis e controladores de carga já foram especificados, restam apenas a bateria e o inversor. Assim como os demais componentes, é de interesse que se declare a variável do número de baterias e a variável binária para especificar apenas um tipo de bateria, assim como dos demais componentes. As equações (5.38), (5.39) e (5.40) mostram isso.

$$N_{bt} \in \mathbf{N}^* \tag{5.38}$$

$$B_{bin,k} = \{0,1\}, \ \forall \ k \in \Omega_{bmods} \tag{5.39}$$

$$\sum_{k=1}^{n_{bmax}} B_{bin,k} = 1 \tag{5.40}$$

Onde N_{bt} e B_{bin} são respectivamente o número de baterias e a variável binária da bateria. Após declarar essas variáveis, é de interesse que se crie a possibilidade de associar as baterias em série e paralelo. De forma análoga a associação de painéis, isso é mostrado nas equações (5.41), (5.42) e (5.43).

$$N_{bs} \in \mathbf{N}^* \tag{5.41}$$

$$N_{bp} \in \mathbf{N}^* \tag{5.42}$$

$$N_{bp} \cdot N_{bs} = N_{bt} \tag{5.43}$$

Onde N_{bs} é o número de baterias série e N_{bp} é o número de baterias em paralelo. Para que a tensão das baterias se adeque ao sistema, é necessário que se utilize a soma das tensões das baterias em série. O cálculo para isso é feito utilizando a variável N_{bs}, a tensão de todas as baterias, multiplicando-as por suas respectivas variáveis binárias. Com isso, é possível restringir a escolha delas de forma semelhante ao realizado nos controladores de carga, igualando V_b ao V_{sys}. Esses equacionamentos são mostrados nas equações (5.44) e (5.45).

$$V_{bts} = N_{bs} \cdot \sum_{k=1}^{n_{bmax}} V_{b,k} \cdot B_{bin,k} \tag{5.44}$$

$$V_{sys} \cdot B_{bin,k} = V_{bts} \cdot B_{bin,k} \tag{5.45}$$

Onde V_{bts} é a tensão das baterias série total. Realizada a especificação das baterias, é de interesse que os valores atendam ao tempo de autonomia, T_{ah}, que se deseja na residência. Esse parâmetro é definido pelo projetista na unidade horas. Antes de calcular o número de baterias, é necessário se obter o consumo em horas da unidade consumidora. Como a unidade da capacidade das baterias, Cap, está em Ampère-hora (Ah), é optado por modelar as equações visando manipular as unidades em Ah. Dessa forma, o consumo do sistema pode ser adquirido transformando a energia consumida em um mês, E_{nec}, que está na unidade de kWh/mês, em Ampères. Para isso, é necessário transformar kW em A, a partir da tensão do sistema, e o mês

para o equivalente em horas, através de uma constante. A equação (5.46) mostra essa transformação.

$$Ea_{sys} = \frac{E_{nec}}{V_{sys}} \cdot K_A \tag{5.46}$$

Onde Ea_{sys} é a corrente consumida pelo sistema (A) e K_A é a constante de transformação de kAh/mês para Ampères. A partir desse valor, basta calcular o tempo que o conjunto de baterias sustenta fornecer essa energia em horas. Isso pode ser obtido através da soma da capacidade de todas as baterias, multiplicando-as pela sua respectiva variável binária e pela quantidade de baterias no total e, por fim, dividi-las pelo consumo do sistema em Ah. Esse processo é mostrado na equação (5.47).

$$T_{ahsys} = \frac{N_{bt}}{Ea_{sys}} \cdot \sum_{k=1}^{n_{bmax}} Dc_{depth} \cdot Cap_k \cdot B_{bin,k} \tag{5.47}$$

Onde T_{ahsys} é tempo de autonomia em horas que o conjunto de bateria pode sustentar o sistema ligado e Dc_{depth}, é a profundidade de descarga adotada. Dessa forma, basta apenas restringir que T_{ahsys} deve ser maior ou igual ao T_{ah} proposto pelo projetista. Isso é representado na equação (5.48).

$$T_{ahsys} \geq T_{ah} \tag{5.48}$$

Concluindo-se, assim, o dimensionamento das baterias. Após essa etapa, é preciso equacionar a modelagem do último componente restante do sistema fotovoltaico. O primeiro passo para escolher o inversor é definir a variável binária dele. Ela possui função similar às outras variáveis binárias, ou seja, selecionar apenas um inversor para o sistema. Dessa forma, as equações (5.49) e (5.50) mostram sua definição.

$$Inv_{bin,l} = \{0,1\}, \ \ \forall \ l \in \Omega_{invmods} \tag{5.49}$$

$$\sum_{l=1}^{n_{invmax}} Inv_{bin,l} = 1 \tag{5.50}$$

Onde Inv_{bin} é a variável binário do inversor. O inversor deve ser dimensionado pela potência total gerada e pela tensão do sistema. De acordo com Pinho e Galdino (2014), existe um fator chamado de Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que representa o quanto de potência nominal do inversor deve se aproximar da potência de pico do gerador fotovoltaico. Esse fator recebe o nome de FDI_{min} e FDI_{max}, para representar os limites mínimos e máximos que o conjunto de painéis deve fornecer de potência para o inversor. Assim, é preciso calcular a potência total dos geradores, que é dada pela equação (5.51).

$$Pot_{tot} = N_{pt} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} Pot_{max,i} \cdot Pan_{bin,i} \tag{5.51}$$

É possível restringir a potência para a escolha de operação do inversor a partir da variável binárias e dos dados do inversor. Dessa forma, a equação (5.52) apresenta isso.

$$FDI_{min} \cdot Pot_{nom,l} \cdot Inv_{bin,l} \leq Pot_{tot} \cdot Inv_{bin,l} \leq FDI_{max} \cdot Pot_{nom,l} \cdot Inv_{bin,l} \tag{5.52}$$

Definida a restrição da potência nominal do inversor, é necessário restringir também a sua tensão. De forma semelhante aos demais componentes, ela é definida a partir da tensão do sistema. Entretanto, a tensão de entrada do inversor é definida a partir de um mínimo e um máximo. Assim, a tensão do sistema deve ser maior que a tensão mínima e menos que a tensão máxima. Isso pode ser visto na equação (5.53).

$$V_{min,l} \cdot Inv_{bin,l} \leq V_{sys} \cdot Inv_{bin,l} \leq V_{max,l} \cdot Inv_{bin,l} \tag{5.53}$$

Além disso, é de interesse que também se avalie o consumo do inversor. Deve-se incluir o seu consumo, E_{inv}, para contabilizar durante o projeto do sistema. Para isso, basta que a equação (5.15) seja alterada pela equação (5.54).

$$E_{prod} - \sum_{l=1}^{n_{invmax}} E_{inv,l} \cdot Inv_{bin,l} \geq E_{nec} \tag{5.54}$$

Com isso, todos os equipamentos foram modelados de forma a atender a demanda do consumidor, além de estarem de acordo com as especificações entre si, respeitando os limites impostos pelo sistema num todo.

Por fim, é calculado o investimento total de forma semelhante às outras versões, somando-se todos os modelos dos equipamentos e multiplicando-os termo a termo pela respectiva variável binária. A equação (5.37) apresenta o resultando, substituindo a equação (5.55), previamente mostrada.

$$Fund_{tot} = N_{pt} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} cost_{p,i} \cdot Pan_{bin,i} + N_{cc} \cdot \sum_{j=1}^{n_{ccmax}} cost_{cc,j} \cdot CC_{bin,j} + N_{bt} \cdot \sum_{k=1}^{n_{bmax}} cost_{b,k} \cdot B_{bin,k} + \sum_{l=1}^{n_{invmax}} cost_{inv,l} \cdot Inv_{bin,l} \tag{5.55}$$

5.2.4 Modelo – Versão Final

Após dimensionados todos os equipamentos, é de interesse que se modele outros aspectos, como influência da tarifa no valor economizado com o investimento, desgaste dos equipamentos e reinvestimentos após acabar a vida útil deles. Para o caso da tarifa, o projetista deve especificar esse valor, além dos impostos incidentes sobre ela. Nessa última versão, são considerados os impostos ICMS, COFINS e PIS, que são cobrados internamente, como foi explicado no Capítulo 4, Seção 4.6. Para isso, é necessário declarar o preço de cada unidade em kWh consumida. A partir disso, é possível corrigir o valor da tarifa pelo imposto, calcular o preço aproximado dela. Também é necessário calcular o valor da tarifa mínima compulsória, que pode ser calculada com a energia mínima multiplicada pelo valor da tarifa corrigida. Assim, se obtém as equações (5.56), (5.57) e (5.58).

$$Val_{kwhadj} = \frac{Val_{kwh}}{1 - ICMS_{\%} - PIS_{\%} - COFINS_{\%}} \tag{5.56}$$

$$Bill = E_{nec} \cdot Val_{kWhadj} \tag{5.57}$$

$$Bill_{cmp} = E_{cmp} \cdot Val_{kWhadj} \tag{5.58}$$

Onde Val_{kwhadj} é o valor a tarifa corrigida, $Bill$ é valor aproximado pago pelo consumidor e $Bill_{cmp}$ é o valor pago relativo a tarifa mínima. Feito isso, é necessário agora se especificar uma variável de tempo para que se possa medir o quanto foi economizado por ano. Essa variável

nada mais é do que um vetor variando de 0 ao tempo especulado do sistema $T_{max} - 1$, por conta de o ano inicial ter sido considerado zero. A declaração desse vetor é dada pela equação (5.59).

$$Time = \{0 \leq t \leq T_{max} - 1 \ |t \in \mathbf{N}\} \tag{5.59}$$

A partir desse vetor de tempo, $Time$, é possível incorporar no modelo o desgaste anual do sistema, reinvestimentos periódicos de alguns equipamentos e a economia anual que o consumidor obteve com o investimento do sistema fotovoltaico. Para o caso do desgaste do sistema, é necessário que se troque o parâmetro SP por um parâmetro em função do tempo, no qual diminui seu valor de acordo com o tempo. Como esse valor depende de diversos fatores, é difícil consolidar um que atenda a todos. Assim, são considerados que SP_{init} e SP_{deg}, assumam respectivamente os valores inicial do desempenho e degradação do sistema. Esses valores são arbitrários e podem ser mudados pelo projetista. Assim, a equação (5.60) mostra esse novo parâmetro.

$$SP(t) = SP_{init} - SP_{deg} \cdot t \tag{5.60}$$

Com isso, o dimensionamento dos painéis deve ser alterado para suprir toda a demanda da unidade consumidora, mesmo no seu último ano de vida útil, quando possui menor geração. Isso fará com que as variáveis de energia produzida (E_d, E_m e E_{prod}) sejam alteradas para equações em função do tempo. Além disso, também é de interesse que se inclua o consumo mínimo da unidade consumidora, uma vez que esse valor será cobrado independente do uso ou não. Assim, os painéis podem ser projetados para suprir a demanda da residência, E_{nec}, decrescida da quantidade mínima. Dessa forma, as equações (5.10), (5.11), (5.15) e (5.54) são substituídas pelas equações (5.61) a (5.64).

$$E_{d,i}(t) = E_s \cdot \eta_{p,i} \cdot SP(t), \ \ \forall \ i \in \Omega_{pmods} \tag{5.61}$$

$$E_{m,i}(t) = 30 \cdot E_{d,i}(t), \ \ \forall \ i \in \Omega_{pmods} \tag{5.62}$$

$$E_{prod}(t) = N_{pt} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} E_{m,i}(t) \cdot Pan_{bin,i} \tag{5.63}$$

$$E_{prod}(T_{max} - 1) - \sum_{l=1}^{n_{invmax}} E_{inv,l} \cdot Inv_{bin,l} \geq E_{nec} - E_{cmp} \tag{5.64}$$

Para o caso dos reinvestimentos, foi criado usado um método consiste em dividir o valor atual do vetor tempo pelo parâmetro de vida útil do componente e, toda vez que o resto dessa divisão for igual a zero, será realizado o reinvestimento no ano em questão. Para isso, considera-se que vida útil da bateria declarada é como quociente da divisão. Para sinalizar que se deve reinvestir no ano, é criada uma variável binária de sinalização. Assim, as equações (5.65), (5.66), (5.67) e (5.68) mostram esse processo.

$$Pan_{fund,i}(t) = \begin{cases} 0, & se\ \ resto\ de\left(\dfrac{t}{LS_p}\right) > 0 \\ 1, & se\ \ resto\ de\left(\dfrac{t}{LS_p}\right) = 0 \end{cases} \tag{5.65}$$

$$CC_{fund,j}(t) = \begin{cases} 0, & se\ \ resto\ de\left(\dfrac{t}{LS_{cc}}\right) > 0 \\ 1, & se\ \ resto\ de\left(\dfrac{t}{LS_{cc}}\right) = 0 \end{cases} \tag{5.66}$$

$$B_{fund,k}(t) = \begin{cases} 0, & se\ \ resto\ de\left(\dfrac{t}{LS_b}\right) > 0 \\ 1, & se\ \ resto\ de\left(\dfrac{t}{LS_b}\right) = 0 \end{cases} \tag{5.67}$$

$$Inv_{fund,l}(t) = \begin{cases} 0, & se\ \ resto\ de\left(\dfrac{t}{LS_{inv}}\right) > 0 \\ 1, & se\ \ resto\ de\left(\dfrac{t}{LS_{inv}}\right) = 0 \end{cases} \tag{5.68}$$

Para simular uma melhoria no sistema quando há reinvestimento de novos equipamentos, é possível colocar um termo para cada componente que influenciará no desempenho do sistema. No caso desse modelo, será considerada apenas a bateria e o inversor. Dessa forma, será feito um acréscimo de termos à equação (5.59), que diz respeito à melhoria do desempenho devido ao reinvestimento dos componentes, resultando na equação (5.69).

$$SP(t) = SP_{init} - SP_{deg} \cdot t + \sum_{t_2=1}^{t} \left(\Delta B_{SP} \cdot B_{fund,k}(t_2) + \Delta Inv_{SP} \cdot Inv_{fund,l}(t_2) \right) \quad (5.69)$$

Onde t_2 é a variação do tempo de zero até o ano t e ΔB_{SP} e $\Delta \mathrm{Inv}_{SP}$ correspondem as percentagens de acréscimo do SP devido ao reinvestimento. Obtendo-se esses valores já é possível definir a equação objetivo. Para isso, é necessário que as variáveis binárias de investimento, previamente descritas, sejam também inclusas na equação (5.55). Essas variáveis serão multiplicadas pelos seus respectivos componentes, obtendo-se assim, o investimento total do projeto, juntamente com os reinvestimentos dos equipamentos. Por fim, obtém-se a equação (5.70).

$$Fund_{tot}(t) = \begin{array}{c} N_{pt} \cdot \sum_{i=1}^{n_{pmax}} cost_{p,i} \cdot Pan_{bin,i} \cdot Pan_{fund,i}(t) + \\ N_{cc} \cdot \sum_{j=1}^{n_{ccmax}} cost_{cc,j} \cdot CC_{bin,j} \cdot CC_{fund,j}(t) + \\ N_{bt} \cdot \sum_{j=1}^{n_{bmax}} cost_{b,k} \cdot B_{bin,k} \cdot B_{fund,k}(t) + \\ \sum_{l=1}^{n_{invmax}} cost_{inv,l} \cdot Inv_{bin,l} \cdot Inv_{fund,l}(t) \end{array} \quad (5.70)$$

É válido ressaltar que, para a análise econômica, foi utilizado a ferramenta de *payback* simples, que consiste em dividir o investimento inicial pelo retorno desse investimento no tempo. Dessa forma, com as equações (5.57) e (5.58), juntamente com o parâmetro de consumo mínimo, é possível chegar no tempo de retorno, a partir da equação (5.71).

$$T_{pb} = \frac{Fund_{tot}(0)}{12 \cdot (Bill - Bill_{cmp})} \quad (5.71)$$

Onde T_{bp} é o tempo de *payback*, dado em tempo, $Fund_{tot}(0)$ é o investimento inicial e $Bill$ e $Bill_{cmp}$ são relativos à tarifa mensal de energia, que devem ser multiplicadas por doze meses.

6 METODOLOGIA DE SOLUÇÃO

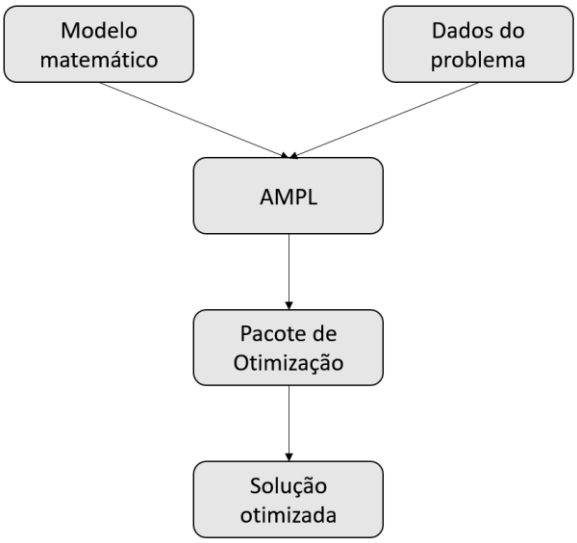
Após o desenvolvimento da modelagem matemática, apresentado no Capítulo 5, fez-se necessário escolher uma ferramenta que permitisse a sua implementação e otimização. A opção escolhida para tal foi o *software* denominado *A Mathematical Programming Language* (AMPL), que possui uma linguagem de alto nível e permite que se programe de forma muito semelhante à modelagem algébrica matemática.

6.1 AMPL

O AMPL é uma ferramenta computacional que permite integrar modelos matemáticos com base de dados, de forma a obter o resultado otimizado para o problema fornecido a ele, utilizando um pacote de otimização. Essa ferramenta permite que se codifique de forma bastante similar aos modelos algébricos matemáticos. Segundo Fourer e outros (1990), quando se é utilizado o AMPL corretamente, a maior parte do trabalho da pessoa, na resolução do problema, é a formulação do modelo em si, ao invés de investir tempo na confecção de códigos elaborados para traduzir a linguagem matemática em linguagem computacional.

O funcionamento desse *software* é separado em quatro etapas, que são a modelagem, fornecimento de dados, solucionar o problema de forma otimizada e apresentar os resultados. O AMPL é um intermediário que faz a ligação entre o modelo com dados e utiliza de um pacote de otimização para obter a solução ótima para o modelo. No diagrama da Figura 2, apresenta-se como é feito esse processo.

Figura 2 – Diagrama de funcionamento do AMPL



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Dessa forma, é necessário criar três tipos de arquivos separados, um que se descreve o modelo matemático, um arquivo de dados e um que executa o modelo, utilizando os dados fornecidos.

6.1.1 Componentes do AMPL

Para criação do modelo, segundo Fourer e outros (1990), o AMPL possui cinco grandes partes de um modelo algébrico – *sets*, *parameters*, *variables*, *objetives* e *constraints* – que também são observadas na linguagem matemática. Assim, como o modelo, os dados podem ter os conjuntos (*sets*) e parâmetros (*parameters*), porém não englobam os demais, uma vez que eles acabam não condizendo com dados e sim com elementos mutáveis. Já a execução, é responsável por unir o modelo e os dados, além de escolher o pacote de otimização que será utilizado e apresentar os resultados.

6.1.2 Pacotes de otimização

Os pacotes de otimização do AMPL são criados por entidades especializadas. Eles possuem características próprias e alguns são melhores que outros dependendo do tipo do problema. Alguns deles são apresentados no Quadro 1, assim como os problemas específicos que seus algoritmos são capazes de solucionar.

Quadro 1 – Pacotes de otimização e tipos de problemas

Tipo de problema	Pacote de otimização			
	CPLEX	MINOS	IPOPT	KNITRO
Linear	X	X	X	X
Linear inteiro misto	X		X	X
Quadrático	X	X	X	X
Quadrático inteiro misto	X		X	X
Não linear		X		X
Não linear inteiro misto				X

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

6.2 Implementando o modelo no AMPL

Para implementar o modelo matemático descrito no Capítulo 5, inicialmente foram declarados os conjuntos (*sets*), que consistem nos modelos de componentes e suas grandezas estudadas. No caso dos parâmetros, também foi necessário declará-los no modelo, uma vez que quando executar o código, os dados fornecidos são atribuídos a esses parâmetros. As equações que não possuem variáveis em sua formulação, também são consideradas como parâmetros para o AMPL.

Após apresentados os conjuntos e parâmetros, foi necessário se declarar as variáveis do problema, utilizando às equações presentes no Capítulo 5 deste estudo. Juntamente à essas variáveis, também foram implementadas as equações que, para o AMPL, são também consideradas variáveis caso contenham alguma incógnita desse tipo presente em sua formulação.

Em seguida, foi necessário declarar a função objetivo do problema, que nesse caso seria minimizar o investimento do usuário. Essa função foi apresentada em cada versão no Capítulo 5, e utiliza o comando *minimize* para realizar essa operação.

Por fim, se fez necessário implementar as funções de restrições, que limitam as variáveis, de forma a atender os requisitos do problema. Essas restrições também foram apresentadas durante o Capítulo 5.

6.3 Fornecendo os dados para o AMPL

Os dados do sistema, que são utilizados para solucionar o problema são declarados diretamente, por meio da atribuição de valores às incógnitas, e possuem a mesma nomenclatura previamente definida no arquivo de modelo. Para declarar os conjuntos, foi necessário que esses estivessem em forma matricial, de forma a facilitar sua compreensão.

Inicialmente, foram definidos os conjuntos de modelos dos componentes e das grandezas dos mesmos. Em seguida, foram criados parâmetros em forma matricial para que se armazenasse os valores obtidos de cada grandeza e de cada componente. Assim, linhas da matriz representam o modelo do painel enquanto as colunas mostram os parâmetros de cada painel. Os demais componentes foram armazenados de forma análoga a essa.

6.4 Execução do modelo e apresentação do resultado obtido pelo AMPL

Para executar o modelo com os dados, é necessário que se crie um arquivo contendo as informações com o nome do arquivo modelo e de dados, a opção de qual pacote de otimização deve ser utilizado e comandos para apresentação de resultados. A escolha do pacote foi baseada com as informações apresentadas no Quadro 1 e, dessa forma, o mais adequado é o KNITRO, pois o problema em questão apresenta variáveis binárias que deixam o problema não linear, além de haver multiplicação entre duas variáveis distintas, enquadrando-se em um problema quadrático.

7 TESTES E ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os testes de cada modelo e a análise dos resultados, traçando gráficos comparativos entre elas. Inicialmente são feitas algumas considerações relevantes para a resolução do problema, de forma a apresentar dados mais próximos da realidade. Em seguida, são escolhidos os dados de uma localidade específica, assim como informações dos componentes que podem ser selecionados pelo modelo. Não é mencionada nenhuma marca específica, mas são citados valores reais.

7.1 Fator de ajuste do preço do sistema

Tendo em vista as limitações já apresentadas no Capítulo 3 e para que o modelo se torne mais fidedigno possível, durante os resultados, foi acrescido um certo valor no custo total do projeto. Para ter uma base em quanto aumentar esse investimento, na pesquisa de Torres (2012), foi observado o custo de instalação completa em três regiões distintas. Nesse trabalho, os sistemas fotovoltaicos cotados nas cidades pesquisadas[1] apresentaram valores de aproximadamente R$ 21.000,00 cada, sendo que desse total, R$ 7.644,68 foram referentes a mão-de-obra, estrutura, dentre outros. Esse número corresponde a aproximadamente 35% do investimento total. A Tabela 2 mostra o orçamento obtido por Torres (2012).

Tabela 2 – Orçamento do investimento do sistema fotovoltaico em regiões do Brasil

Localidade	Preço do total painéis e inversores	Preço dos demais itens[1]	Percentagem dos itens em relação aos valores dos painéis e inversores
Porto União/SC	R$ 22.997,58	R$ 7.644,68	33,24 %
São Carlos/SP	R$ 21.510,28	R$ 7.644,68	35,54 %
Petrolina/PE	R$ 20.022,98	R$ 7.644,68	38,18 %

Fonte: Torres (2012).

Nota: Adaptado pelo autor.

[1] Estrutura do suporte em alumínio anodizado, materiais elétricos e custo de instalação.

Para realizar este trabalho, opta-se por um modelo mais conservador acrescentando-se 40% na soma do custo dos equipamentos. Esse valor representa os investimentos com mão de obra, suporte mecânico, dimensionamento de cabeamento e da proteção do sistema.

[1] As cidades pesquisadas foram respectivamente Porto União em Santa Catarina, São Carlos em São Paulo e Petrolina em Pernambuco.

7.2 Escolha do local de estudo

Como foi mencionado no capítulo 2, para analisar o modelo é de interesse que se aplique-o a um determinado problema. Para isso, será optado por uma região com DEC e FEC acima do permitido por limite pela ANEEL no respectivo ano. Uma região que satisfaz essa condição é a região de Marechal Floriano, que se encontra no estado do Espírito Santo. Na Tabela 3 é mostrado, segundo a ANEEL (2019), os seguintes dados dessa cidade nos anos de 2017 e 2018.

Tabela 3 – Indicadores de DEC e FEC
na região de Marechal Floriano

Indicadores	2017	2018
DEC		
Limite	17,00	17,00
Apurado	25,66	16,73
FEC		
Limite	11,00	10,00
Apurado	29,85	11,94

Fonte: ANEEL (2019).

Após a escolha da região, é necessário que se adquira os dados do local, como irradiação solar, que podem ser adquiridos através do CRESESB, e área disponível. Assim, os dados do sistema, com seus respectivos valores adotados são apresentados na Tabela 4.

Quadro 2 – Valores adotados no projeto

Parâmetro	Valor adotado
$\boldsymbol{E_{rs}}$	1000 W/m²
$\boldsymbol{E_{s}}$	4,68 kWh/m².dia
$\boldsymbol{E_{nec}}$	280 kWh
$\boldsymbol{A_{av}}$	120 m²
$\boldsymbol{SP}$	80%
$\boldsymbol{LS_{sys}}$	25 anos
$\boldsymbol{T_{ah}}$	16 horas
$\boldsymbol{\Delta V_{sys}}$	12 V
$\boldsymbol{FDI_{min}}$	0,75
$\boldsymbol{FDI_{max}}$	1,05
$\boldsymbol{Dc_{depth}}$	60%

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Como mostra nessa tabela, foi optado por um período de autonomia das baterias de doze horas, para suprir a residência em razão a alguma falta e durante o período noturno. Outro aspecto a ser analisado é a taxa de desempenho que, segundo Pinho e Galdino (2014), geralmente se é utilizado 80%.

Segundo Pinho e Galdino (2014), recomenda-se que o número de células dos painéis fotovoltaicos tenha um número adequado à tensão do sistema. Para exemplificar essa afirmação imagina-se que "[...], para um sistema de 12 V, utiliza-se um módulo de 36 células [...], para um sistema de 24 V, utilizam-se dois módulos em série de 36 célula ou um módulo de 72 células, e assim sucessivamente" (PINHO; GALDINO, 2014, p. 310). Dessa forma, o número de ΔV_{sys} foi considerado de 12 V.

Ainda segundo os autores, os fabricantes recomendam que a potência nominal do inversor deve ser de 75% a 105% da potência do gerador. Dessa forma, foi escolhido o FDI_{min} e FDI_{max} como sendo 0,75 e 1,05 respectivamente.

Além disso, foi escolhida a profundidade de descarga visando a preservação da vida útil delas. Assim, foi proposto um valor de Dc_{depth} como sendo de 60%.

Em seguida é necessário adquirir os dados da tarifa de energia e para isso é considerado que o projeto é de uma residência de Grupo B alimentada por apenas uma fase. Isso significa que o consumo mínimo é de 30 kWh, que multiplicado pela tarifa corrigida dá um valor aproximado de R$ 24,00. Apresentados esses valores, também é importante mencionar o valor da tarifa paga pelo consumidor, considerando o consumo de 280 kWh. A concessionária que atende esse local é a EDP Espírito Santo e, a partir dos dados fornecidos pelo seu sítio eletrônico (EDP ESPÍRITO SANTO, 2019), foi possível obter os valores apresentados na Tabela 5.

Quadro 3 – Componentes da tarifa de energia elétrica

Parâmetro	Valor encontrado
Val_{kwh}	R$ 0,52581
$ICMS_{\%}$	25%
$PIS_{\%}$	1,65%
$COFINS_{\%}$	7,6%
Valor do consumo mínimo	R$ 23,99
Valor da tarifa do consumidor	R$ 223,92

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

7.3 Dados dos componentes a serem utilizados

Como foi previamente dito neste capítulo, se faz necessário o uso de um banco de dados para que o pacote de otimização possa otimizar o problema com as informações fornecidas. Assim, esses componentes são distribuídos de forma matricial onde as linhas representam os modelos e as colunas representam as grandezas. Todos os componentes e seus modelos são apresentados nas Tabelas 6 a 9, representando respectivamente os painéis, controladores de carga, baterias e inversores. O primeiro componente descrito é o painel fotovoltaico e seus modelos são mostrados na Tabela 6.

Quadro 4 – Especificações dos painéis

Modelo	$cost_p$ (R$)	Pot_{max} (Wp)	A_p (m²)	V_{oc} (V)	V_{mp} (V)	I_{sc} (A)	β (%/°C)	LS_p (anos)
Painel 1	500,00	275	1,55	38,5	31,1	9,25	-0,32	25
Painel 2	315,00	150	1,00	22,3	18,3	8,81	-0,32	25

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

No caso dos controladores de carga, foram encontrados modelos tanto para 12 V quanto para 24 V, possuindo parâmetros semelhantes. O tempo de vida útil do controlador será considerado de 25 anos. Os controladores de carga são apresentados na Tabela 7.

Quadro 5 – Especificações dos controladores de carga

Modelo	$cost_{cc}$ (R$)	V_{ocmax} (V)	I_{scmax} (A)	V_{out}(V)	LS_{cc} (anos)
Controlador de carga 1 – 12 V	100,00	50	32	12	25
Controlador de carga 1 – 24 V	100,00	50	32	24	25
Controlador de carga 2 – 12 V	185,00	55	30	12	25
Controlador de carga 2 – 24 V	185,00	55	40	24	25

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Para as baterias, foram escolhidas duas com tensão 12 V, uma vez que, caso seja necessário um sistema de 24 V, pode-se colocá-las em série. O tempo de vida útil das baterias varia muito de acordo com o uso delas e assim, fica a critério do projetista o tempo de vida útil considerado. Por esse motivo, foi escolhido 10 anos. As baterias são apresentadas na Tabela 8.

Quadro 6 – Especificações das baterias

Modelo	$cost_b$ (R$)	Cap (Ah)	V_b (V)	LS_b (anos)
Bateria 1	560,00	105	12	10
Bateria 2	1.090,00	220	12	10

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

São apresentados dois inversores de potências de 3000 W, que são comuns para sistemas fotovoltaicos e sabe-se previamente que a potência dos painéis estará em torno dessa potência nominal. Os consumos deles são considerados de 10 kWh/mês e a vida útil é considerada 15 anos. Os modelos são de 12 V e 24 V e são apresentados na Tabela 9.

Quadro 7 – Especificações dos inversores

Modelo	$cost_{inv}$ (R$)	Pot_{nom} (W)	V_{min} (V)	V_{max} (V)	E_{inv} (kWh)	LS_{inv} (anos)
Inversor 1	4.289,00	3.000	21	32	10	15
Inversor 2	3.175,00	3.000	11	16	10	15

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

7.4 Teste e análise do resultado de cada versão

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos em cada versão dos modelos implementados em AMPL.

7.4.1 Resultados da Versão 1

Após definir todas os parâmetros e variáveis do problema, foi testada a primeira versão do modelo. Nela, foram apenas considerados os painéis, juntamente com o acréscimo de 40% do valor de total, de forma a suprir a demanda de consumo mensal da unidade consumidora. A partir disso, os resultados otimizados pelo AMPL são apresentados na Tabela 10.

Tabela 4 – Resultados da Versão 1

Resultado	
Tipo do painel selecionado	Tipo 1 / 24 V
Número total de painéis	10
Potência total dos painéis	2750 W
Custo dos painéis	R$ 5.000,00
Energia produzida mensalmente	308,88 kWh
Área total ocupada pelos painéis	15,5 m²
Custo total do sistema	R$ 5.000,00
Custo dos demais fatores (40%)	R$ 2.000,00
Custo total do sistema com reajuste	R$ 7.000,00

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Pelos resultados mostrados, é possível verificar que, para a demanda de 280 kWh/mês, apenas 9 painéis do tipo 1, não foram suficientes, uma vez que, usando os painéis 1 na equação (5.15), notou-se que a demanda suprida seria de aproximadamente 278 kWh/mês. Além disso, utilizando a mesma equação para o painel do tipo 2, é possível suprir essa demanda, mas com um total de 17, gerando um custo total de R$ 7.497,00, superior ao encontrado. Com isso, é possível afirmar que o resultado obtido foi satisfatório.

7.4.2 Resultados da Versão 2

Na versão 2 do modelo, a associação de painéis é levada em consideração, juntamente com a conexão entre eles e o conjunto de controladores de carga. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 11.

Tabela 5 – Resultados da Versão 2

Resultado	
Tipo do painel selecionado	Tipo 1 / 24 V
Número total de painéis	10
Número de painéis série	1
Número de painéis paralelo	10
Potência total dos painéis	2750 W
Custo dos painéis	R$ 5.000,00
Modelo de controlador de carga	Tipo 1 / 24 V
Número de controladores de carga	3
Custo dos controladores de carga	R$ 300,00
Energia produzida mensalmente	308,88 kWh
Área total ocupada pelos painéis	15,5 m²
Custo total do sistema	R$ 5.300,00
Custo dos demais fatores (40%)	R$ 2.120,00
Custo total do sistema com reajuste	R$ 7.420,00

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Inicialmente, nota-se que o número de painéis se manteve o mesmo, porém o investimento total teve um acréscimo de R$ 420,00 devido aos controladores de carga e o fator de 40% a mais. Também foi possível verificar que a tensão do sistema foi definida como 24 V, sendo essa a tensão de operação do controlador de carga escolhido, assim como a dos painéis, que no caso, foi de apenas um em série e os demais em paralelo. Dessa forma, obteve-se um resultado coerente e satisfatório.

7.4.3 Resultados da Versão 3

Nesta versão 3 do modelo, foram considerados todos os componentes do sistema fotovoltaico e, por isso, o valor total aumenta substancialmente. É considerado o tempo de autonomia do sistema e, a partir dele, é se calcula o número de baterias necessárias para suprir esse tempo. Além disso, também foi feita a associação de baterias e verificada se são compatíveis com a tensão do sistema. Por fim, foi feita a escolha do inversor a partir da potência dos painéis e da tensão do sistema. Na Tabela 12 são apresentados os resultados.

Tabela 6 – Resultados da Versão 3

Resultado	
Tipo do painel selecionado	Tipo 1 / 24 V
Número total de painéis	10
Número de painéis série	1
Número de painéis paralelo	10
Potência total dos painéis	2750 W
Custo dos painéis	R$ 5.000,00
Modelo de controlador de carga	Tipo 1 / 24 V
Número de controladores de carga	3
Custo dos controladores de carga	R$ 300,00
Tipo de bateria selecionado	Tipo 1 / 12 V
Baterias em série	2
Baterias em paralelo	1
Custo das baterias	R$ 2.180,00
Tipo do inversor selecionado	Tipo 1 / 24 V
Custo do inversor	R$ 4.289,00
Tempo de autonomia do sistema	16,29 horas
Energia produzida mensalmente	308,88 kWh
Área total ocupada pelos painéis	15,5 m²
Custo total do sistema	R$ 11.769,00
Custo dos demais fatores (40%)	R$ 4.707,60
Custo total do sistema com reajuste	R$ 16.476,60

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Como era esperado, o valor do sistema teve um aumento significativo. Isso é decorrente da adição das baterias e dos inversores, já que possuem custos elevados em comparação aos demais componentes. Mesmo assim, é notável que os valores obtidos nas versões anteriores permaneceram os mesmos e que a tensão do sistema foi mantida a mesma.

7.4.4 Resultados da Versão Final

Nesta última versão, a taxa de desempenho foi transformada em um vetor, como foi previamente mostrado no Capítulo 5, de mesmo tamanho do vetor tempo. Por ano, o sistema sofre uma certa deterioração, que fica a critério do projetista estimá-la. Nesse caso, será utilizado um vetor que tem valor inicial de 90% e decai anualmente 0,8%, obtendo-se o valor final como 70%, deixando o valor de 80% na metade da vida útil do sistema como um todo. Para o aumento no desempenho no sistema devido ao reinvestimento, são colocados valores arbitrários para o inversor e as baterias, uma vez que é difícil calcular esse valor exato. Dessa

forma, a Tabela 13, mostra os valores de SP_{init}, SP_{deg}, ΔB_{SP} e ΔInv_{SP}, considerados nessa versão final.

Quadro 8 – Valores escolhidos de SP_{init}, SP_{deg}, ΔB_{SP} e ΔInv_{SP}

Parâmetro	Valor adotado
$\boldsymbol{SP_{init}}$	90%
$\boldsymbol{SP_{deg}}$	0,8%
$\boldsymbol{\Delta B_{SP}}$	1%
$\boldsymbol{\Delta Inv_{SP}}$	3%

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

A partir dos dados, modelo e as mudanças em alguns parâmetros, foi implementado a versão final e obtido os resultados do projeto do sistema fotovoltaico, mostrado na Tabela 14.

Tabela 7 – Resultados da Versão Final

Resultado	
Tipo do painel selecionado	Tipo 1 / 24 V
Número total de painéis	9
Número de painéis série	1
Número de painéis paralelo	9
Potência total dos painéis	2475 W
Custo dos painéis	R$ 4.500,00
Modelo de controlador de carga	Tipo 1 / 24 V
Número de controladores de carga	3
Custo dos controladores de carga	R$ 300,00
Tipo de bateria selecionado	Tipo 2 / 12 V
Baterias em série	2
Baterias em paralelo	1
Custo das baterias	R$ 2.180,00
Tipo do inversor selecionado	Tipo 1 / 24 V
Custo do inversor	R$ 4.289,00
Tempo de autonomia do sistema	16,29 horas
Energia produzida mensalmente	312,74 kWh
Área total ocupada pelos painéis	13,95 m²
Custo total do sistema	R$ 11.269,00
Custo dos demais fatores (40%)	R$ 4.507,60
Custo total do sistema com reajuste	R$ 15.776,00

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Nota-se que o número de painéis reduziu em uma unidade, enquanto que os demais componentes permaneceram iguais, mesmo considerando o consumo do inversor e a degradação do sistema. Essa alteração é devido ao valor da tarifa mínima, que nesta versão, foi considerada e retirada da energia que os painéis devem suprir.

Tendo todos os resultados, é importante que se faça a análise financeira do projeto. A ferramenta utiliza foi a do *payback* simples, como foi mostrada na equação (5.71). Dessa forma, obteve-se o tempo de retorno do investimento inicial. Na Tabela 15, é possível observar valores da análise econômica, onde são mostrados o investimento inicial, o tempo de retorno desse investimento e o valor do investimento completo, considerando todos os reinvestimentos.

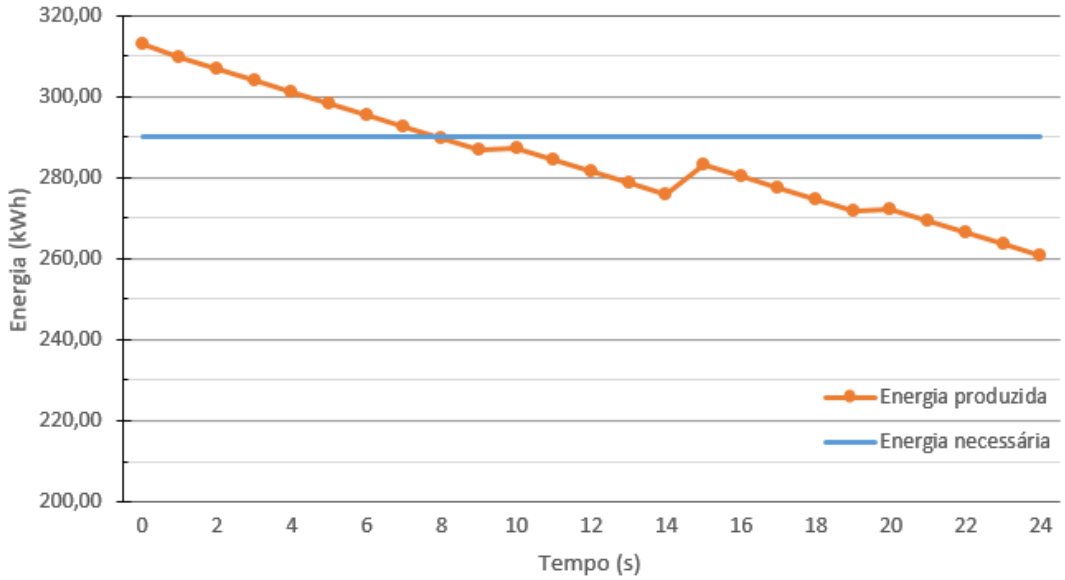
Quadro 9 – Análise econômica

Variável econômica	**Valor**
Investimento inicial	R$ 15.776,00
Tempo de *payback* do investimento inicial	6,58 anos
Valor total dos reinvestimentos	R$ 12.108,60
Valor total do sistema com reinvestimentos	R$ 27.885,20

Fonte: Produzido pelo próprio autor.

É notável que há um aumento substancial do valor total do projeto devido aos reinvestimentos. Isso se deve às trocas das baterias, que são feitas pelo menos duas vezes além da aquisição inicial, e do inversor, que é comprado uma vez no décimo quinto ano além do ano inicial. Entretanto, são reinvestimento que devem ser feitos devido ao término da vida útil e que geram aumento no desempenho, de acordo com o modelo proposto. Esse comportamento pode ser visto no Gráfico 6, onde é mostrada a energia produzida por mês em todos os anos de vida útil do sistema considerado e a energia necessária para suprir o sistema.

Gráfico 6 – Energia produzida por mês em cada ano

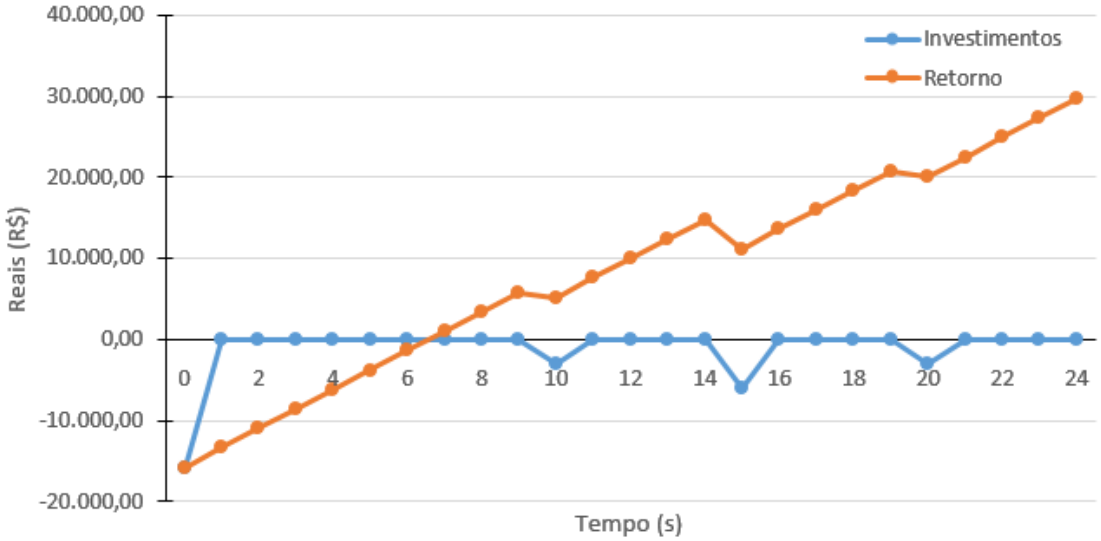


Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Nesse Gráfico 6, é possível ver a queda do desempenho anualmente devido a degradação do sistema. Os pontos de elevação aparentes, ocorridos nos anos 10, 15 e 20, são os resultados às trocas das baterias, inversores e novamente baterias, respectivamente. Também é possível observar que em alguns anos, os painéis não são capazes de suprir toda a demanda necessária, porém esses valores são supridos pela concessionária, uma vez que utilizar até 30 kWh não irá alterar o valor da tarifa de energia.

Em seguida, é de interesse que se obtenha o retorno do capital em relação ao investimento inicial. Esses valores são demonstrados no Gráfico 7, onde se apresentam os custos e a economia gerada, em cada ano.

Gráfico 7 – Retorno anual de capital em relação ao investimento total



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

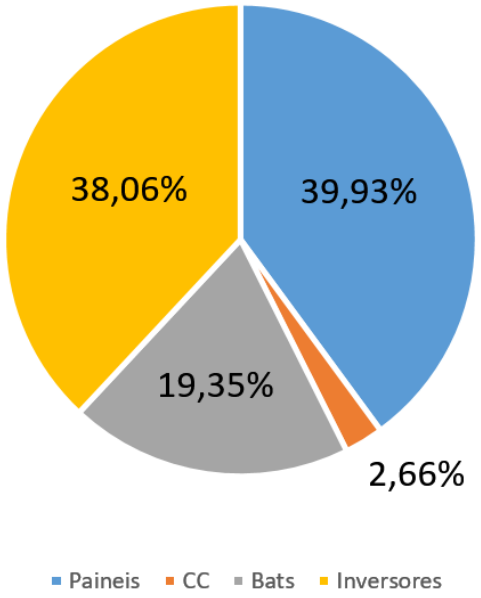
Nesse Gráfico 7, nota-se que em menos de sete anos, o investidor já consegue economizar o equivalente ao investimento inicial apenas através do abate da energia produzida na tarifa de energia elétrica. No ano dez, há uma pequena queda no retorno, relativo ao reinvestimento nas baterias, seguido do ano quinze, onde é necessário reinvestir em um inversor novo e possui uma queda relativamente maior, e por último, no ano vinte, onde é novamente reinvestido nas baterias.

Uma informação importante a ser extraída do Gráfico 7 é o fato de que após os vinte e cinco anos de operação, seria possível reinvestir em um novo sistema fotovoltaico, sem considerar que as baterias e inversores poderia permanecer operantes por mais outros cinco anos. Outro ponto válido a ser ressaltado, é que não foram consideradas bandeiras tarifárias na confecção do modelo, o que poderia ele aumentar o retorno de capital durante a análise econômica.

Visto que na análise foi utilizada a ferramenta *payback* simples, não foram considerados juros e inflação durante o período de uso do sistema fotovoltaico, o que poderia impactar negativamente no âmbito de tempo de retorno de capital.

Por fim, foi realizada uma análise do percentual de custo de cada componente no projeto do sistema. O Gráfico 8 mostra o percentual de preço dos painéis, controladores de carga, baterias e inversores no investimento inicial.

Gráfico 8 – Divisão do custo inicial do sistema

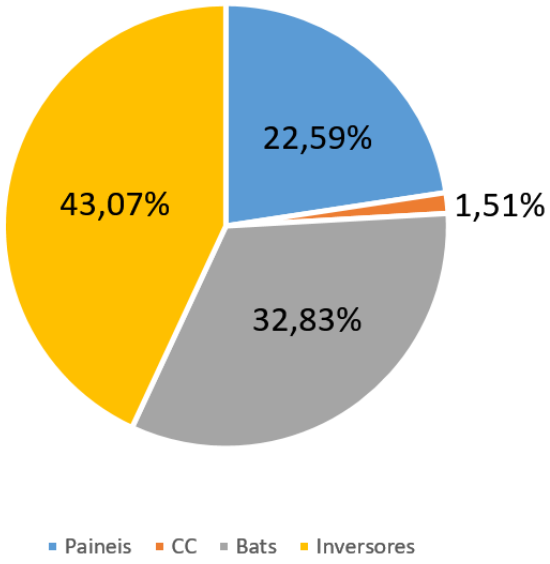


Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Nesse Gráfico 8, o valor dos painéis é superior ao dos demais componentes. Como foi mencionado na Secção 4.4, Pinho e Galdino (2014) citam que os painéis apresentam acentuada redução no seu custo, enquanto que o preço do inversor não sofreu uma redução tão significativa em relação aos painéis. Dessa forma, o percentual apresentado pelo inversor é próximo ao dos painéis, sendo os componentes até então, mais caros do sistema. Além disso, a bateria apresenta um percentual significativo, porém é próximo da metade dos outros dois componentes. O controlador de carga, como esperado, possui um custo relativamente baixo em relação aos demais, e por isso, apresenta o menor percentual do investimento.

Assim, como foi apresentado um gráfico que representa os valores em percentagens do investimento inicial do projeto, é interessante que se mostre o percentual de todo investimento. Essa informação está presente no Gráfico 9.

Gráfico 9 – Divisão do custo final do sistema



Fonte: Produzido pelo próprio autor.

Já nesse Gráfico 9, o inversor, por ter tido um alto custo inicial e mesmo assim ser reinvestido no ano quinze, apresentou o maior percentual do custo do sistema. As baterias tiveram um aumento de cerca de 13,5 pontos percentuais, devido ao número de reinvestimentos necessários nesse componente. Vale ressaltar que neste estudo, foi considerado um tempo de autonomia do sistema de 16 horas e que a bateria tem uma vida útil de dez anos. Esses valores são devido à característica do consumidor que, nesse projeto, foi considerado um pequeno uso durante à noite, onde se exige maior uso da energia armazenada, devido à ausência do sol. Isso significa que esse valor poderia ser maior, caso esse consumo fosse mais intenso no período noturno.

Por fim, no caso dos painéis, observou-se uma notável redução na sua participação do investimento. Isso é devido ao fato de que eles foram apenas adquiridos no início do período de análise, não havendo outros reinvestimentos nesses equipamentos. Além disso, a participação dos controladores de carga também teve uma redução, e mostrou uma expressividade menor ainda na contribuição dos custos.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Quando se iniciou esta pesquisa, havia uma dificuldade em relação às escolhas dos componentes fotovoltaicos que poderiam suprir a demanda de uma unidade consumidora de forma otimizada. Por isso, mostrou-se importante obter uma ferramenta que pudesse auxiliar nessas escolhas e evitar o dispêndio de tempo na busca exaustiva para encontrar a melhor solução, ou ainda obter um resultado não otimizado.

Diante disso, este estudo teve como objetivo geral obter um modelo matemático que pudesse descrever um sistema fotovoltaico híbrido em baixa tensão e otimizar um problema nessas características, através de uma linguagem computacional matemática. Dessa forma, evidencia-se que esse objetivo foi atendido, uma vez que neste trabalho conseguiu-se obter tal modelo matemático e implementá-lo computacionalmente por meio da linguagem de programação matemática AMPL.

O primeiro objetivo específico era adquirir conhecimento sobre o projeto de sistemas fotovoltaicos, sendo esse atendido a partir de pesquisas relacionadas ao funcionamento de cada componente do sistema. Além disso, foi verificado na literatura, quais considerações devem ser feitas para que os equipamentos trabalhem de forma coesa, preservando a vida útil dos mesmos.

O segundo objetivo específico foi propor um modelo matemático que pudesse atender as características do problema, conseguindo-se alcançá-lo com a utilização do embasamento teórico obtido previamente no objetivo anterior. Além disso, através desse conhecimento adquirido, foi possível determinar os parâmetros de cada componente a ser utilizado no projeto, sendo essa etapa o terceiro objetivo específico.

O quarto objetivo específico foi a confecção da modelagem matemática, previamente proposta. Esse objetivo também foi atingido, como é mostrado no Capítulo 5, através da formulação do equacionamento algébrico, de forma a generalizar o problema pontual que foi escolhido previamente.

A partir de todos os objetivos anteriores, foi possível adquirir uma base para a realização do último objetivo específico. O foco dessa etapa foi aplicar o modelo matemático confeccionado,

utilizando dados reais, a fim de se obter a resposta ótima para o problema. Com os resultados analisados nos testes, presentes no Capítulo 7, é possível afirmar que esse último objetivo foi atingido, pois se chegou a uma resposta ótima que satisfez todos os requisitos propostos.

O método utilizado para solucionar o problema proposto foi escolher um *software* que vinculasse o modelo matemático e os dados e ainda pudesse utilizar pacotes de otimização prontos, de forma a simplificar a sua solução. Para isso, o modelo matemático foi obtido tomando-se como referência projetos previamente realizados, além da consulta à literatura para verificar se havia coerência nas formulações apresentadas. Para obtenção dos dados utilizados, foi necessário consultar diversos manuais técnicos, relativos a cada componente e fornecidos pelo próprio fabricante do produto. Também foram consultadas as normas vigentes do setor elétrico disponíveis pelas entidades qualificadas para esse fim.

Nesta pesquisa, apresentou-se como foi realizado o estudo de cada componente do sistema fotovoltaico e, a partir disso, foi confeccionado um modelo matemático desse sistema. Foi possível dividir em etapas de desenvolvimento do modelo em partes coerentes e que se complementavam, fazendo com que a versão final englobasse todas as outras etapas, resultando numa resposta satisfatória. Todas as versões apresentaram obstáculos que foram superados após uma análise mais crítica da versão em questão. A primeira delas apresentou a dificuldade de se adaptar ao AMPL, uma vez que não havia um código base e todos os conjuntos, parâmetros, variáveis e restrições tiveram que ser codificados sem uma versão anterior para ter um resultado confiável para ser tomado como base. Na segunda versão houve uma barreira na escolha de qual pacote de otimização deveria ser usado, uma vez que vários foram testados, porém apenas o KNITRO pode otimizar com todas as restrições. Na terceira e na última versão, foi necessário alterar algumas restrições e isso gerou dificuldades para manter o modelo coerente e semelhante aos anteriores.

Depois de criar e codificar o modelo, foi necessário organizar todos os dados relevantes e que impactam nas análises de produção de energia e na economia. Entretanto, foi possível obter resultados otimizados e satisfatórios, sempre apresentando valores coerentes com a realidade de mercado.

Mesmo diante dos resultados obtidos, esta pesquisa foi limitada a apenas alguns aspectos do sistema fotovoltaico e características econômicas da tarifa de energia elétrica, como foi abordado no Capítulo 3. Poderiam ser analisados diversos aspectos que podem ser inclusos dentro de um projeto de sistema fotovoltaico, como por exemplo, a proteção do sistema e dimensionamento do cabeamento, já que neste trabalho houve limitação de tempo e só foi possível analisar parcialmente o sistema como um todo.

Analisando alguns aspectos durante a confecção do modelo, notou-se que seria interessante realizar uma pesquisa mais ampla na bibliografia. Isso faria com que modelo englobasse aspectos de outras áreas de conhecimento, como por exemplo, o dimensionamento da estrutura mecânica para suporte dos painéis, assim como aplicar ferramentas mais adequadas e precisas para a análise econômica. Também é válido ressaltar que, devido à limitação de recursos financeiros, foi necessário que se adotasse valores estipulados, como por exemplo a questão do consumo e vida útil de componentes, uma vez que poderiam ser utilizados equipamentos adequados para medição, estimando-se valores de parâmetros mais confiáveis.

Diante das limitações apresentadas, é possível destacar algumas melhorias ao modelo. Para complementar o projeto, seria pertinente que se realizasse um modelo para dimensionar, também de forma otimizada, a proteção do sistema, tendo em vista seus parâmetros. Outra sugestão, que também pode complementar o projeto, seria criar um modelo que pudesse dimensionar o cabeamento da unidade consumidora. Essas duas sugestões, incorporadas ao modelo proposto por esta pesquisa, poderiam gerar resultados diferentes dos obtidos, deixando o projeto mais fidedigno.

Durante a realização desta pesquisa, foi possível observar algumas possibilidades de aplicação do AMPL para outros tipos semelhantes de problemas. Um exemplo e sugestão para futuras pesquisas, seria a utilização dessa ferramenta para otimizar modelos de resposta a demanda para unidades consumidoras. Também é sugerido que se aplicasse o AMPL em problemas, não só relacionados a sistemas fotovoltaicos, mas por exemplo, em geração utilizando a biomassa.

Como foi mencionado no Capítulo 7, a análise econômica realizada foi feita a partir da utilização da ferramenta chamada de *payback* simples, fazendo com que o retorno do capital não tenha uma acurácia boa, por não considerar variáveis financeiras, como juros e inflação.

Dessa forma, seria uma recomendação de utilização de ferramentas mais precisas e adequadas para o cálculo financeiro relativo à implementação de um sistema fotovoltaico.

Por fim, foi apresentada uma equação desatualizada referente ao cálculo tarifário. Dessa forma, é recomendado que, caso utilize-se o modelo proposto, realize uma atualização dessa equação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasil, 2010. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf. Acesso em: 13 nov. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Entendendo a Tarifa**. Explica como é composta a tarifa de energia elétrica. Brasil, 2017. Disponível em https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa. Acesso em: 25 nov. 2019.

CRESESB, **Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica**. Brasil, 2008. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&catid=4. Acesso em 18 nov. 2019.

EDP ESPÍRITO SANTO. **Tarifas – clientes atendidos em Baixa Tensão (Grupo B)**. 2019. Estabelece o valor das tarifas de energia e do uso do sistema de distribuição. Espírito Santo. Disponível em https://www.edp.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos. Acesso em: 25 nov. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Balanço Energético Nacional de 2018:** Relatório Síntese (ano base 2017). Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018. Acesso em: 11 nov. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Balanço Energético Nacional de 2019:** Relatório Síntese (ano base 2018). Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019. Acesso em: 11 nov. 2019.

FOURER, R.; GAY, D. M.; KERNIGHAN, B. W. **AMPL:** A Modeling Language for Mathematical Programming, 2009. *E-book* (65 p.). Disponível em https://www.ampl.com/REFS/amplmod.pdf. Acesso em: 26 nov. 2019.

GONÇALVES, S. Desconto de R$ 800 milhões para consumidores do Espírito Santo. **A Gazeta**, Espírito Santo, ano 91, 11 set. 2019. Economia, p. 25.

IMHOFF, J., **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, 2007. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8608/JOHNINSONIMHOFF.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 18 out. 2018.

J. MENDO CONSULTORIA, **Relatório Técnico 37:** Perfil do Quartzo. Brasil, 2009. Relatório Técnico (32 p.). Disponível em: http://www.jmendo.com.br/wp-content/uploads/2011/08/P27_RT37_Perfil_do_Quartzo.pdf. Acesso em: 17 out. 2018.

NASCIMENTO, R. L. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas**. Brasil, 2017. Estudo técnico (46 p.). Disponível em: http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/32259. Acesso em: 16 out. 2018.

PINHO, J.T.; GALDINO, M. A. (orgs.). **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos**, 2014. *E-book* (530 p.). Rio de Janeiro: 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/manual_de_engenharia_fv_2014.pdf. Acesso em: 17 out. 2018.

RIBEIRO, R.P., **Estudo de caso:** Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial. 2016. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Automação Industrial) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Minas Gerais, 2016. Disponível em: http://www.eng-automacao.araxa.cefetmg.br/wp-content/uploads/sites/152/2018/01/Tcc-Raylla-1.pdf. Acesso em: 14 nov. 2019.

TORRES, R. C. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia elétrica em edificações residenciais**. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola de Engenharia de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. Disponível em: https://teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18147/tde-18032013-091511/publico/dissertacao_final_rct.pdf. Acesso em: 18 nov. 2019.