

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CAMPUS CACHOEIRA DO SUL
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

IAN CASTANHO CORRÊA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE
GERENCIAMENTO DE CARGA PARA CONSUMIDORES
RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO**

CACHOEIRA DO SUL, RS, BRASIL

2020

Ian Castanho Corrêa

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE
GERENCIAMENTO DE CARGA PARA CONSUMIDORES
RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica, da Universidade Federal de SM
(UFSM-RS) Campus Cachoeira do Sul,
como requisito para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Laura Lisiane Callai dos Santos

Cachoeira do Sul, RS

2020

Ian Castanho Corrêa

**ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE
GERENCIAMENTO DE CARGA PARA CONSUMIDORES
RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica, da Universidade Federal de Santa
Maria (UFSM-RS) Campus Cachoeira do
Sul, como requisito para obtenção do título
de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 8 de Setembro de 2020

Laura Lisiane Callai dos Santos, Dra. (UFSM)
(Orientadora)

Cristiane Cauduro Gastaldini, Dra. (UFSM)

Dion Lenon Prediger Feil, Dr. (UFSM)

Cachoeira do Sul, RS
2020

NUP: 23081.030221/2020-15

Prioridade: Normal

Homologação de Ata

010 - Organização e Funcionamento

COMPONENTE

Ordem	Descrição	Nome do arquivo
1	Ata de defesa de trabalho de conclusão de curso (TCC) (125.322)	Folha de aprovação TCC Ian.pdf

Assinaturas

14/09/2020 12:17:50

1101975 - LAURA LISIANE CALLAI DOS SANTOS (PROFESSOR DO MAGISTÉRIO SUPERIOR)

31.04.00.00.0.0 - COORDENAÇÃO ACADÊMICA - UFSM-CS - C_ACA_CampusCS

14/09/2020 14:00:36

1835762 - CRISTIANE CAUDURO GASTALDINI (PROFESSOR DO MAGISTÉRIO SUPERIOR)

31.09.03.00.0.0 - CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA - UFSM-CS

14/09/2020 15:51:23

3109043 - DION LENON PREDIGER FEIL (PROFESSOR MAGISTÉRIO SUPERIOR - SUBSTITUTO)

31.04.00.00.0.0 - COORDENAÇÃO ACADÊMICA - UFSM-CS - C_ACA_CampusCS



Código Verificador: 331742

Código CRC: 174913be

Consulte em: <https://portal.ufsm.br/documentos/publico/autenticacao/assinaturas.html>



À minha família

AGRADECIMENTOS

Agradeço a professora Dra. Laura Callai dos Santos, pelas análises, pelas dicas, pela paciência e pela dedicação durante esse trabalho.

Agradeço aos demais professores do curso de Engenharia Elétrica da UFSM-CS, pelos incentivos e sugestões.

Agradeço aos meus colegas por cooperarem na execução de outras tarefas para que eu consiga conciliar o TCC junto a demais atividades.

Agradeço aos meus amigos pelo apoio quando mais precisei.

Agradeço principalmente a minha família que me deu todo apoio, que me proporcionou tudo do melhor durante toda minha vida.

Agradeço a minha namorada Patricia que é uma pessoa incrível, sempre me apoiou, teve paciência comigo, foi meu braço direito para superar qualquer deslize.

RESUMO

Trabalho de Conclusão de Curso
Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE CARGA PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS DE BAIXA TENSÃO

AUTOR: Ian Castanho Corrêa
ORIENTADORA: Laura Lisiane Callai dos Santos

Este trabalho tem por finalidade a análise da viabilidade econômica da adesão da Tarifa Branca e da inserção de Geração Distribuída (GD) de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia para consumidores residenciais de Baixa Tensão (BT). Os consumidores podem ser atendidos pela rede de energia da concessionária local ou pela GD. Para isso, é necessário a utilização de um dispositivo denominado "disjuntor inteligente", o qual tem a finalidade de determinar a fonte de alimentação do circuito da residência. A Tarifa Branca é composta por 3 postos tarifários (ponta, fora-ponta e intermediário), para que haja economia do consumidor, nos horários de ponta e intermediário, a alimentação da residência será a partir de um sistema fotovoltaico. Com o novo sistema tarifário estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o sistema elétrico de potência poderá reduzir sua curva de carga em horários de pico e o consumidor pode reduzir sua conta de energia elétrica, sem haver mudança nos seus hábitos de consumo. Desse modo, através dos estudos de casos, concluiu-se que, para consumidores de 50 a 100 kWh e 201 a 400 kWh, o sistema proposto mostrou-se viável, pois o tempo para retorno do investimento foi curto, o Valor Presente Líquido possuiu valores positivos e a Taxa Interna de Retorno teve porcentagem superior a Taxa Mínima de Atratividade. Para consumidores abaixo de 50 kWh e 101 a 200 kWh, mostrou-se inviável.

Palavras-Chave: Consumidores Residenciais. Disjuntor Inteligente. Geração Distribuída. Tarifa Branca. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

Completion of course work
Degree in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

ECONOMIC FEASIBILITY ANALYSIS OF A LOAD MANAGEMENT SYSTEM FOR LOW VOLTAGE RESIDENTIAL CONSUMERS

AUTHOR: Ian Castanho Corrêa
ADVISOR: Laura Lisiane Callai dos Santos

The purpose of this work is to analyze the economic feasibility of adhering to the White Tariff and the insertion of Distributed Generation (DC) photovoltaic systems with energy storage for low voltage (LV) residential consumers. The consumers can be served by the energy network of the local concessionaire or by GD. For this, it is necessary to use a device called "intelligent circuit breaker", which has the purpose of determining the power supply of the residential circuit. The White Tariff is composed of 3 tariff stations (peak, off-peak and intermediate), so that there are savings for the consumer, at peak and intermediate times, the power supply to the residence will be from a photovoltaic system. With the new tariff system established by the National Electrical Energy Agency (ANEEL), the electrical power system can reduce its load curve at peak times and the consumer can reduce his electricity bill, without changing his consumption habits. Thus, through case studies, it was concluded that for consumers of 50 to 100 kWh and 201 to 400 kWh, the proposed system proved viable, since the time for return on investment was short, the Net Present Value had positive values and the Internal Rate of Return had a percentage above the Minimum Rate of Attractiveness. For consumers below 50 kWh and 101 to 200 kWh, it proved unfeasible.

Keywords: Economic viability. White Rate. Distributed Generation. Residential Consumers. Intelligent Circuit Breaker.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Estrutura horo-sazonal verde	20
Figura 2- Estrutura da Tarifa horo-sazonal azul	21
Figura 3- Curva de carga genérica para um consumidor residencial	22
Figura 4- Composição das taifas Convencional e Branca	23
Figura 5- Postos tarifários de consumo	24
Figura 6 - Tarifa Branca x Tarifa Convencional	25
Figura 7 - Variação da intensidade luminosa na curva corrente x tensão	29
Figura 8 - CS3KU 345W	32
Figura 9- Inversor Tech One 1000W	35
Figura 10 - Visão geral de um sistema de automação residencial	41
Figura 11- Master Pact MTZ	42
Figura 12 – Diagrama de Blocos	44
Figura 13 - Metodologia proposta	49
Figura 14- Perfil diário consumidor abaixo de 50 kWh	53
Figura 15 - Radiação Solar média nos locais	55
Figura 16 – Perfil diário para consumidor de 50 a 100 kWh	59
Figura 17 - Perfil diária para consumidor de 101 a 200 kWh	62
Figura 18- Perfil diário consumidor de 201 a 400 kWh	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Separação de consumidores correspondentes ao grupo A	18
Tabela 2- Separação dos consumidores correspondentes ao grupo B	19
Tabela 3 - Eficiência das Células e dos Módulos fotovoltaicos	28
Tabela 4 - Energia e Nº de módulos por regiões	31
Tabela 5- Comparativo de preços células	31
Tabela 6 - Sistemas Grid Tie (Potência, Tensão e Preço)	34
Tabela 7 - Característica de Tensão que operam baterias de chumbo-ácido	36
Tabela 8- Análise da Bateria economicamente indicada para consumo de 140kW	38
Tabela 9- Modelo de bateria indicada para os perfis de consumidores	39
Tabela 10 – Lista de materiais	43
Tabela 11- Preço das Tarifas RGE SUL, CPFL e COELBA	53
Tabela 12-Radiação média das regiões em estudo	54
Tabela 13-Custo material para consumidor abaixo de 50kWh	56
Tabela 14 - Custos na Tarifa Branca e Tarifa Convencional (abaixo de 50 kWh)	56
Tabela 15 – Economia com abastecimento em Ponta e Intermediária	57
Tabela 16 - Durabilidade dos materiais utilizados	57
Tabela 17 - Análise econômica através dos indicadores	58
Tabela 18 - Custo material para consumidor de 50 a 100 kWh	60
Tabela 19 - Custos na Tarifa Branca e Convencional (50 a 100 kWh)	60
Tabela 20 - Economia anual para perfil de 50 a 100 kWh	61
Tabela 21 - análise econômica através dos indicadores	61
Tabela 22 - Custo material para consumidor de 101 a 200 kWh	63
Tabela 23 - Custos na Tarifa Branca e Convencional (101 a 200 kWh)	64
Tabela 24 - Economia anual para perfil de 201 a 400 kWh	64
Tabela 25 - Análise econômica através dos indicadores caso II	65
Tabela 26 - Custo material para consumidor de 201 a 400 kWh	67
Tabela 27 - Custos na Tarifa Branca e Convencional (201 a 400 kWh)	68
Tabela 28 - Economia anual para perfil de 201 a 400 kWh	68
Tabela 29 - Análise econômica através dos indicadores caso IV	69

Tabela 30 - Cálculo do VPL para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador (abaixo de 50 kWh)	70
Tabela 31 - Cálculo do VPL para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador (50 a 100 kWh)	70
Tabela 32 - Cálculo do VPL para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador (101 a 200 kWh)	71
Tabela 33 - Cálculo do VPL para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador (201 a 400 kWh)	72
Tabela 34 - Viabilidade em adquirir o sistema proposto	72
Tabela 35 - Situação de Migração ou Permanência nos tipos de Tarifas	72

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPE	Empresa de Pesquisas Energética
GD	Geração Distribuída
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
MME	Ministério de Minas e Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROTESTE	Associação Brasileira de Defesa do Consumidor
PV	Painel Fotovoltaico
RN	Resolução Normativa
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TOU	<i>Time of Use</i>
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Contextualização e justificativa.....	14
1.2	OBJETIVOS	16
1.2.1	Objetivo geral	16
1.2.2	Objetivos específicos	16
1.2.3	Organização do trabalho	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
2.1	Contextualização e tipos de consumidores	18
2.2	Estruturas tarifárias grupo A	19
2.2.1	Tarifa Convencional Binômia.....	20
2.2.2	Tarifa Horo-sazonal Verde.....	20
2.2.3	Tarifa Horo-sazonal Azul	21
2.3	Estruturas Tarifárias grupo B.....	21
2.3.1	Tarifa Convencional Monômia	23
2.3.2	Tarifa Branca	24
2.4	Geração Distribuída.....	26
2.4.1	RN 482 e RN 687	26
2.5	Sistemas Fotovoltaicos.....	27
2.5.1	Radiação e número de módulos.....	29
2.5.2	Análise de modelos e custos na aplicação	31
2.5.3	Inversores.....	33
2.5.4	Armazenamento de Energia (Banco de baterias)	35
2.6	Automação Residencial / Gerenciamento de Carga.....	39
2.6.1	Disjuntor Inteligente	41
2.7	Análise Econômica	45
2.7.1	<i>Payback</i> / Prazo de Recuperação de Investimento	45

2.7.2	Valor Presente Líquido (VPL)	46
2.7.3	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	46
2.8	Software Excel.....	47
2.9	Considerações finais do capítulo	48
3	METODOLOGIA PROPOSTA.....	49
4	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS.....	52
4.1	Estudo de caso I – para consumidor abaixo de 50 kWh.....	52
4.2	Estudo de Caso II – para consumidor de 50 a 100 kWh.....	58
4.3	Estudo de caso III – para consumidor de 101 a 200 kWh	62
4.4	Estudo de caso IV - para consumidor de 201 a 400 kWh.....	65
4.5	Comparativo entre Tarifa Convencional sem GD e Tarifa Branca com GD..	69
4.5.1	Consumidor abaixo de 50 kWh.....	69
4.5.2	Consumidor de 50 a 100 kWh	70
4.5.3	Consumidor de 101 a 200 kWh	71
4.5.4	Consumidor de 201 a 400 kWh	71
4.6	Considerações finais do capítulo	73
5	CONCLUSÕES	74
5.1	Sugestões para trabalhos futuros	75
	REFERÊNCIAS.....	76

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização e justificativa

De todos os segmentos de infraestrutura, a eletricidade é o serviço mais universalizado. Em 2013, o Brasil possuía 72,1 milhões de unidades consumidoras e um grau de universalização que alcançava 99,3% dos domicílios (ABRADEE, 2013). Em 2017, o consumo final total de eletricidade do mundo atingiu 21.372 TWh, 2,6% superior ao ano de 2016. Também, o consumo final total de eletricidade da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) foi de 9518 TWh, superando 2016 em 0,2%. Já o consumo final de eletricidade nestes países que não pertencem ao OCDE foi de 11.854 TWh, superando em 4,6% ao ano de 2016 (IEA, 2019).

A integração de novas tecnologias ocasiona novos desafios, ao que se refere as *Smart Grids*. O termo *Smart Grid* foi usado pela primeira vez em 2005, em um artigo escrito por S. Massoud Amin e Bruce F. Wollenberg, publicado na revista IEEE P&E, intitulado por "Toward A Smart Grid" (AMIN, MASSOUD e WOLLENBERG, 2015). Nesse sentido, o conceito desse termo nada mais é do que uso de elementos digitais e de comunicações nas redes que transportam a energia (MME, 2016).

A inserção de *Smart Grid* no contexto energético é de importância fundamental, impactando tanto nos processos de gestão do sistema de distribuição, quanto nos procedimentos de planejamento, operação e engenharia. Com isso, permite-se que o consumidor adquira uma maior gerência sobre seus hábitos de consumo de energia (Duarte, et al., 2013).

Com a adição da Tarifa Branca, os consumidores de Baixa Tensão (BT) passaram também a serem faturados por mais de uma tarifa energética, como os consumidores de média e alta tensão. Segundo Figueiró (2013), o comportamento deste tipo de consumidor de baixa tensão é característico de elevados valores em horários de ponta, resultando em custos de expansão do sistema de distribuição para atender curtos períodos de tempo. Isso ocorre porque, até 2018, os consumidores residências eram faturados na Tarifa Convencional, que possui um preço de tarifa ao longo do dia.

Por conseguinte, em janeiro de 2018, a Agência Nacional Energia Elétrica (ANEEL) adotou novas resoluções para incentivar que consumidores de BT utilizem a

geração distribuída, além disso, que estes optem pela nova modalidade tarifária de consumo denominada Tarifa Branca (ANEEL, 2012). Essa nova tarifa visa incentivar os consumidores do Grupo B, que são atendidos em tensão inferior a 2,3kV, (exceto consumidores de baixa renda, beneficiários de descontos previstos em lei e iluminação pública) a utilizar a energia elétrica em horários onde o sistema está menos carregado, que são os correspondentes ao período fora ponta.

Com utilização da Tarifa Branca, as distribuidoras de energia obrigam-se a substituir os medidores eletromecânicos pelos medidores eletrônicos, possibilitando uma medição inteligente, pelo fato de conseguir realizar a leitura de acordo com o horário (ponta, fora-ponta e intermediário).

Ao aderirem a nova tarifa, os consumidores deverão realizar um gerenciamento de sua carga, buscando a redução do consumo no horário de ponta, pois é neste período que a tarifa tem o maior valor em R\$/KWh. Segundo Santos (2014, p.18), “Ressalta-se que esse gerenciamento não é trivial, pois além de envolver a mudança dos hábitos de consumo, muitas vezes o uso da energia elétrica se faz necessário neste período”.

Neste trabalho, o intuito é que os consumidores não mudem seus hábitos diários de consumo. Para isso, será inserido, juntamente com a Tarifa Branca, uma Geração Distribuída (GD) de sistemas fotovoltaicos com armazenamento, com a finalidade de abastecer o consumidor no horário onde a tarifa torna-se mais elevada, horário de ponta. Dessa forma, será utilizado um dispositivo denominado “disjuntor inteligente”, que tem a função de selecionar se o consumidor será atendido pela concessionária local ou pela GD, a fim de que obtenha-se sempre uma maior redução na conta de energia mensal.

O sistema proposto será aplicado para 3 diferentes regiões do Brasil, em função da radiação solar variar para cada uma, o que influencia na maior ou menor produção de energia solar fotovoltaica. Estes valores de radiação são utilizados para projetar a quantidade de módulos necessários para suprir a demanda residencial no período de ponta. Ainda, é feita a escolha das baterias de acordo com o consumo residencial e a geração do sistema fotovoltaico. Também, será utilizado um inversor, visto que os painéis solares produzem energia em CC e necessita-se converter para CA, para alimentação dos eletrodomésticos e demais equipamentos convencionais.

Nesse contexto, esse trabalho apresenta a análise da viabilidade econômica de um sistema de gerenciamento de carga utilizando sistemas fotovoltaicos com armazenamento e tarifas diferenciadas para consumidores residenciais de BT.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral o desenvolvimento de uma metodologia para avaliar a viabilidade econômica de um sistema de gerenciamento de carga com armazenamento para consumidores residenciais de baixa tensão, utilizando sistemas fotovoltaicos

1.2.2 Objetivos específicos

Para alcançar o objetivo geral desse trabalho são necessários os seguintes objetivos específicos:

- Revisão bibliográfica sobre modalidades tarifárias de energia elétrica;
- Analisar curvas de cargas para consumidores residenciais;
- Determinar a fatura de energia elétrica, a partir das curvas de carga, utilizando a Tarifa Convencional e Tarifa Branca;
- Dimensionar sistema fotovoltaico com armazenamento de energia de acordo com a curva de carga;
- Determinar a viabilidade econômica do sistema de gerenciamento de carga utilizando sistemas fotovoltaicos com armazenamento, juntamente com a Tarifa Branca.

1.2.3 Organização do trabalho

Para alcançar os objetivos propostos, esse trabalho divide-se em 6 capítulos, incluindo esse introdutório.

No capítulo 2, apresenta-se uma revisão bibliográfica com um introdutório sobre as tarifas horárias, especificamente no Brasil, sobre Tarifa Branca e Tarifa Convencional. Além disso, consta como funciona a estruturação tarifária para os grupos (A e B). A partir disso, insere-se a contextualização sobre Geração Distribuída com sistemas fotovoltaicos como fonte de alimentação do sistema. Nesse contexto, há uma abordagem sobre os inversores de tensão (CC-CA) e estudos sobre baterias, como forma de armazenamento de energia elétrica. Ademais, um breve introdutório sobre a automação residencial, pois o sistema será gerenciado a partir de um “disjuntor inteligente”. Por último, uma revisão sobre a análise econômica através de 3 ferramentas: o “*payback*”, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

O capítulo 3 apresenta a metodologia proposta para elaboração desse trabalho. A metodologia proposta consiste no levantamento das curvas de carga por faixa de consumo, escolha do local da unidade consumidora para determinação da radiação e preço da tarifa, determinação dos custos dos equipamentos para GD com gerenciamento de carga (painéis, inversor, bateria, disjuntor inteligente). Neste contexto, finaliza-se com a análise de viabilidade econômica proposta através dos cálculos dos indicadores de investimento, que servem para analisar se um investimento é viável ou não e o prazo de retorno do investimento inicial.

O capítulo 4 apresenta os estudos de casos e resultados, onde são apresentadas as curvas carga, os locais de estudo, com análise dos preços das tarifas e comparativo entre Tarifa Convencional e Tarifa Branca e, radiação média dos locais. Além disso, mostra a relação de custos dos equipamentos necessários no trabalho. Também, está composto pela análise dos resultados obtidos, comparando os tipos de tarifação e mostrando qual foi a mais indicada para os tipos de consumidores. Ademais, contém a análise de abastecimento dos consumidores quando da escolha pela Tarifa Branca e a viabilidade econômica.

No capítulo 5, são apresentadas as conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção será apresentado uma revisão sobre tarifas horárias, demonstrando conceitos, enfatizando no impacto da modalidade de Tarifa Branca para consumidores residenciais. Além disso, são introduzidos conceitos relacionados a Geração Distribuída, com foco nos sistemas fotovoltaicos e também uma análise do gerenciamento de carga a partir do âmbito de automação residencial. Por fim, é analisado o prazo de recuperação do investimento inicial (*Payback*), o valor presente líquido (VPL) e a taxa interna de retorno (TIR), para determinação da viabilidade econômica desse projeto junto a consumidores residenciais de baixa tensão

2.1 Contextualização e tipos de consumidores

Os consumidores de energia são classificados pelo nível de tensão em que são atendidos (PROCEL, 2011), os quais são divididos em dois grupos. O Grupo A (consumidores atendidos em alta tensão) e o Grupo B (consumidores atendidos em baixa tensão).

Segundo a ANEEL, o grupo A é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária. São consumidores tipicamente industriais e de grandes complexos comerciais. Nesse sentido, a Tabela 1 mostra como distribuem-se os subgrupos pertencentes ao grupo A.

Tabela 1- Separação de consumidores correspondentes ao grupo A

Subgrupo	Nível de Tensão
A1	230 kV ou mais
A2	88kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30kV a 44 kV
A4	2,3kV a 25 kV
AS	Sistema subterrâneo

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2010)

Como se pode observar, Tabela 1, consumidores do grupo A separam-se em 6 subgrupos, que diferem-se segundo faixas de nível de tensão (PROCEL, 2011).

Além disso, tem-se os consumidores do grupo B, onde, segundo a Resolução Normativa (RN) nº 414 de 15 de setembro de 2010, é correspondente a consumidores de energia elétrica com tensão inferior a 2,3kV em seu fornecimento. Assim como o grupo A, também vigoram subgrupos relacionados a esta categoria. A Tabela 2 apresenta como estão classificados os consumidores.

Tabela 2- Separação dos consumidores correspondentes ao grupo B

Subgrupo	Atividade do Consumidor
B1	Residencial e Residencial baixa renda
B2	Rural e cooperativa de eletrificação rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação pública

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2010)

Observa-se, a partir da Tabela 2, que a distribuição está relacionada com a atividade do consumidor e não mais por faixas de nível de tensão (PROCEL, 2011).

A partir disso, deve-se entender como funcionam os grupos tarifários para estes modelos de consumidores. Nesse âmbito, há um conjunto de modalidades conforme o consumo e/ou demanda de energia elétrica para cada subgrupo consumidor.

2.2 Estruturas tarifárias grupo A

Segundo Barros, Borelli e Gedra (2014, p. 50), “Define-se estrutura tarifária como o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento”.

No Brasil, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) estabelece que as modalidades de fornecimento para consumidores do grupo A estão divididos em 3 estruturas tarifárias diferentes.

- Tarifa Convencional
- Tarifa Horo-sazonal Verde
- Tarifa Horo-sazonal Azul

Estas modalidades estão associadas a um modelo denominado de tarifa binômia, que é estabelecido como o “Conjunto de tarifas de fornecimento constituído

por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e à demanda faturável (kW)” (PROCEL, 2011).

2.2.1 Tarifa Convencional Binômia

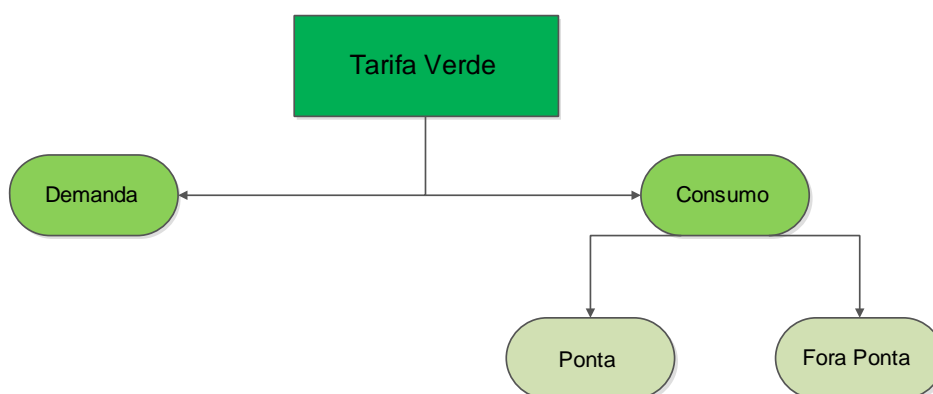
A tarifa convencional binômia é aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia (ANEEL, 2017).

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), nesta modalidade de estruturação, o consumidor e a distribuidora firmam um contrato a partir de um único valor de demanda contratada, que deve ser inferior a 300 kW. Além disso, esta é composta por 3 parcelas (consumo, demanda e de ultrapassagem).

2.2.2 Tarifa Horo-sazonal Verde

Na tarifa horo-sazonal verde estão enquadrados apenas os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS, que são os que possuem tensão inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW (ANEEL, 2005a). O modelo esquematizado para esta modalidade pode ser observado na Figura 1.

Figura 1- Estrutura horo-sazonal verde



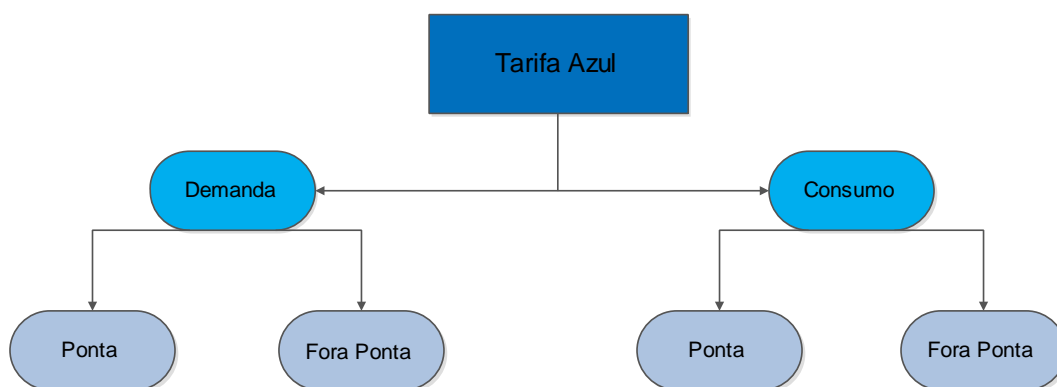
Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2010)

A Figura 1 mostra que a tarifação é constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, onde diferencia-se em horário de ponta e fora-ponta. E a demanda um valor único de tarifa.

2.2.3 Tarifa Horo-sazonal Azul

A tarifa horo-sazonal azul é de obrigatoriedade para as unidades consumidoras atendidas com tensão igual ou superior a 69 kV (A1, A2 e A3) e opcional para consumidores pertencentes aos subgrupos A3a, A4 e As (PROCEL, 2011). Seu modelo esquemático pode ser observado na Figura 2.

Figura 2- Estrutura da Tarifa horo-sazonal azul



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2010)

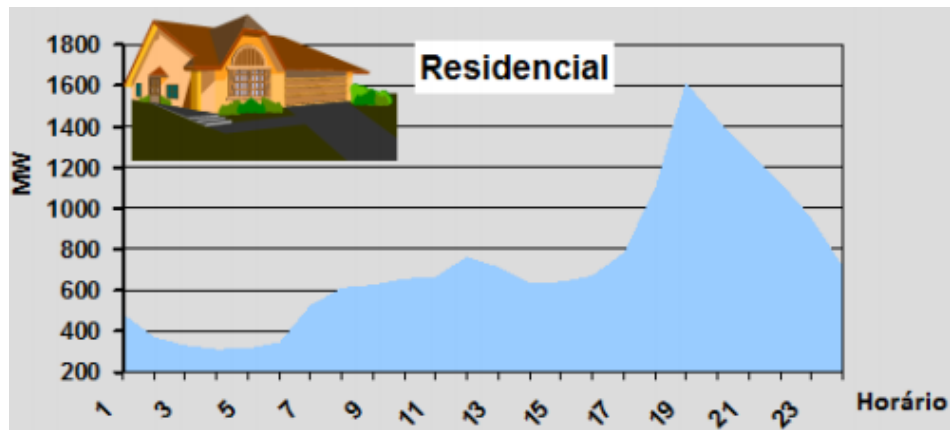
Na Figura 2, acrescentou-se período de ponta e fora ponta na parte da demanda também, que na tarifa verde apenas ocorria para o consumo.

Além das tarifas aplicadas aos consumidores do Grupo A, também existem as aplicadas aos consumidores do grupo B. Neste trabalho, como a proposta do trabalho é para consumidores residenciais, pertencentes ao grupo B, esta classe será analisada com mais ênfase.

2.3 Estruturas Tarifárias grupo B

Os consumidores de baixa tensão são os maiores responsáveis pelo congestionamento do sistema, na faixa de 60% da utilização. Um grande fator contribuinte desse congestionamento, é a grande utilização dos chuveiros elétricos. Dessa forma, a curva de carga típica residencial possui um crescimento ao longo do dia, acentuando seu crescimento a partir das 17:00 horas, como mostra a Figura 3.

Figura 3- Curva de carga genérica para um consumidor residencial



Fonte: Mapeamento de Cargas, Puc – Rio, 2011.

Durante o dia, a tendência é um consumo moderado, pois os consumidores residenciais estão no trabalho. Ao fim de tarde e noite, este consumo cresce consideravelmente, formando picos no sistema, muito pela utilização do chuveiro elétrico.

Assim, busca-se formas e modelos que permitam que o sistema elétrico trabalhe de forma eficiente (ANEEL, 2010). Segundo Lamin (2009), com a aplicação de tarifas horárias, os consumidores passariam a modificar seus costumes e adaptar-se a horários que resultem em redução de valores em suas faturas mensais.

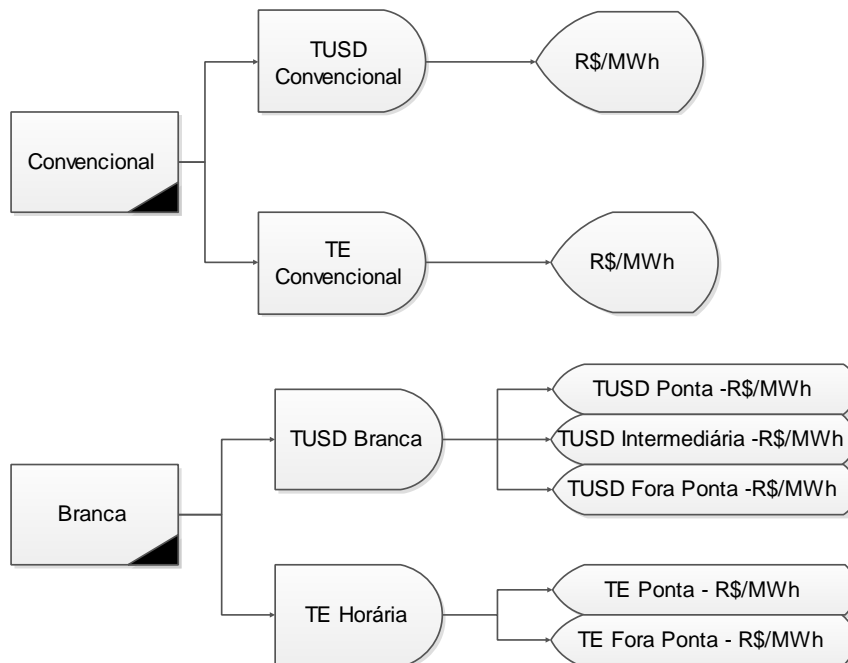
Anteriormente ao ano de 2018, os consumidores residenciais possuíam apenas a Tarifa Convencional, que possui uma cobrança igual para todos os dias e horários do dia. A partir de janeiro de 2018, passou a vigorar uma nova opção de tarifa, com valores de energia conforme o dia e o horário do consumo, denominada Tarifa Branca.

A estrutura tarifária convencional aplicada ao consumidor residencial consiste na soma de duas componentes tarifárias: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). A Tarifa Branca também possui valores de TUSD Branca (Ponta, Fora Ponta e Intermediário) e TE horária (Ponta e Fora Ponta).

- TUSD – Relacionada ao faturamento mensal de consumidores pela utilização do sistema distribuidor, em R\$/MWh.
- TE - Relacionada ao faturamento mensal de consumo de energia da unidade consumidora, dada em R\$/MWh (ANEEL, 2011).

Em 22 de novembro de 2011, por meio da Resolução Normativa (RN) nº 464 e da Nota Técnica nº 311, ficou definida a estrutura tarifária para o Grupo B. A Figura 4 mostra a composição destas tarifas.

Figura 4- Composição das tarifas Convencional e Branca



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2011)

Como observado na Figura 4, tanto a Tarifa convencional quanto a Tarifa Branca, possuem 2 tipos de tarifas que são TUSD e TE, porém, na Tarifa Branca estas estão subdivididas em ponta, fora-ponta e intermediária.

2.3.1 Tarifa Convencional Monômnia

Segundo a ANEEL (2012), a Tarifa Convencional Monômnia aplica-se às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia. Nesta modalidade, não há tarifação da demanda de potência, apenas o consumo da energia elétrica.

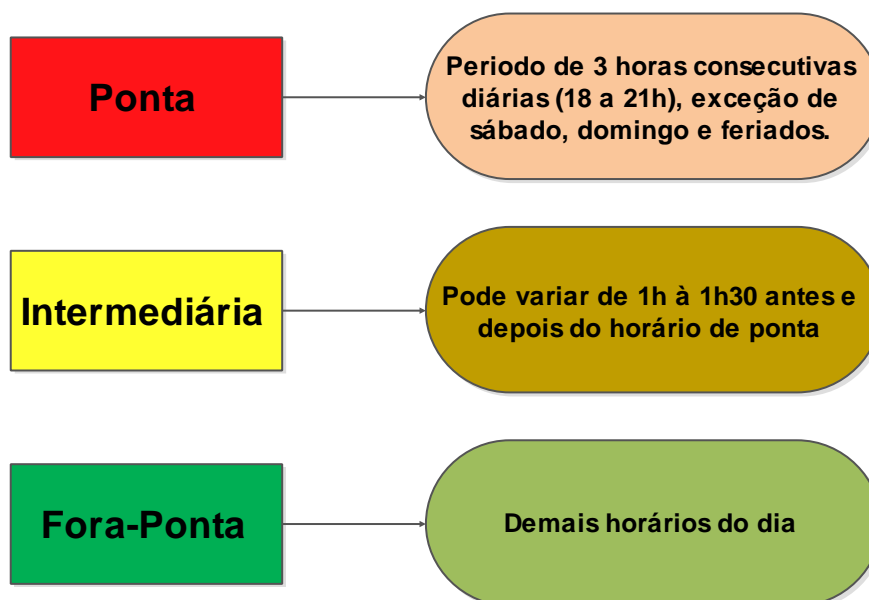
Visto que o sistema elétrico brasileiro está passando por mudanças significativas, a partir da integração das novas modalidades tarifárias, a ANEEL criou a denominada Tarifa Branca, aplicada a consumidores de baixa tensão, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica através de postos tarifários que mudam com os horários do dia.

2.3.2 Tarifa Branca

A Tarifa Branca entra como alternativa a Tarifa Convencional, proporcionando ao longo do dia três diferentes valores tarifários de energia (FIGUEIRÓ, 2013). Este conceito de modalidades tarifárias específicas proporciona um uso mais racional da energia, a partir da melhoria dos hábitos de consumo (LAMIN, 2009).

A Figura 5 ilustra os postos tarifários da Tarifa Branca.

Figura 5- Postos tarifários de consumo

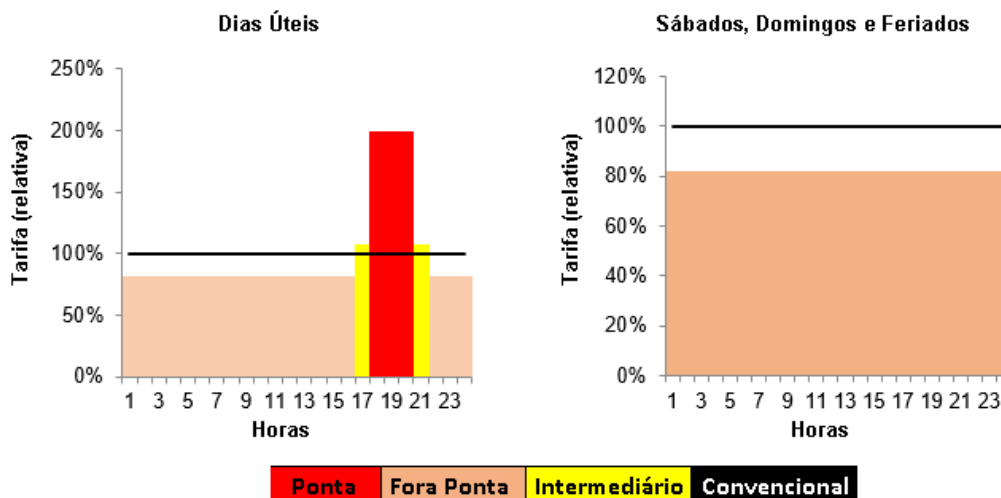


Fonte - Adaptado de (ANEEL, 2011).

Conforme a Figura 5, pode-se concluir que o posto intermediário tem a finalidade de barrar o deslocamento do consumo do sistema para horários de picos de potência (SANTOS, 2014a). Dessa forma, age como sinalizador de período limite de enquadramento em postos que tornam-se custosos na conta do consumidor.

A modalidade tarifária branca possui caráter opcional aos consumidores do grupo B, com exceção da Iluminação Pública e subclasse Baixa Renda (ANEEL, 2019). Logo, para exemplificar como funcionam as diferenças entre a Tarifa Convencional e a Tarifa Branca, a Figura 6 mostra uma análise comparativa diária.

Figura 6 - Tarifa Branca x Tarifa Convencional



Fonte: (ANEEL, 2014)

Através da Figura 6, pode-se verificar que a energia no período fora ponta é mais barata em comparação aos períodos ponta e intermediário. Já em feriados e fins de semana, a Tarifa Branca possui apenas um valor tarifário (correspondente ao Fora Ponta).

No caráter consumista, segundo a Associação Brasileira de Defesa do Consumidor (PROTESTE), a nova tarifa de energia "pode ser uma armadilha para muita gente, principalmente para as pessoas que passam o dia todo fora de casa". Assim, o consumidor deve analisar a viabilidade de adequação ao novo sistema, a fim de que não tenha prejuízos com a migração.

Por fim, devido ao elevado custo das tarifas em horários de ponta e intermediário, surgem estratégias com o objetivo de minimizar os custos nos respectivos períodos. Nesse contexto, esse trabalho objetiva realizar uma associação da Tarifa Branca, juntamente com a GD de sistemas fotovoltaicos com sistema de armazenamento de energia. A GD será utilizada para suprir a demanda do consumidor nos horários onde a tarifa branca possui valor superior à tarifa convencional, obtendo-se uma economia na conta de energia.

2.4 Geração Distribuída

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), geração distribuída é definida como a produção de energia localizada próxima à unidade consumidora, independente do seu tamanho.

A GD proporciona uma maior autonomia ao consumidor de energia elétrica, uma vez que possui um maior grau de liberdade no gerenciamento da sua conta de energia. Em vez de apenas economizar, ele poderá fornecer energia para rede elétrica, ficando com créditos de energia disponível para abatimento em faturas posteriores (CGEE, 2012).

2.4.1 RN 482 e RN 687

A partir deste cenário, passou a vigorar normas regulamentadoras para a GD no Brasil como, por exemplo, a Resolução Normativa (RN) nº 482 da ANEEL, de 17 de Abril de 2012, posteriormente alterada pela Resolução Normativa nº 517. O Art. 1º da RN 482, estabelece as condições gerais para o acesso de micro e mini geração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Entretanto, a RN 482 foi alterada pela Resolução Normativa nº 687, de Novembro de 2015. Desta forma, por definição, ela estabelece que o sistema de compensação de energia elétrica se caracteriza pelo sistema no qual a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Dentro deste contexto, a geração distribuída dividiu-se em dois modelos geradores que diferenciam-se através da potência instalada, classificados como minigeração e microgeração (ANEEL, 2015a):

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

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

Ressalta-se que, se em um período de faturamento, o montante de energia injetada no sistema for menor que a energia consumida, o consumidor paga apenas a diferença entre as duas. Em controvérsia, se o montante de energia injetada for maior que a energia consumida, o consumidor recebe um crédito de energia em (kWh) na próxima fatura. Importante destacar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão, o consumidor deve fazer o pagamento referente ao custo de disponibilidade mínimo de acordo com o tipo de ligação, monofásico 30 kWh, bifásico 50 kWh e trifásico 100 kWh.

Além disso, para as aplicações de micro e mini geração distribuída, a fonte solar através dos painéis fotovoltaicos apresenta-se como uma opção relevante para geração de pequeno porte, pois trata-se de uma solução renovável, com impacto reduzido (SANTOS, 2014b).

2.5 Sistemas Fotovoltaicos

Um sistema de geração fotovoltaica é um sistema de energia que, utilizando células fotovoltaicas, converte diretamente energia luminosa em eletricidade (Kagan e Gouvea, 2013). O Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia da Terra. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre as tecnologias de geração distribuída de pequeno porte, destaca-se a baseada no aproveitamento solar fotovoltaico.

O Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), diz que o avanço da tecnologia fotovoltaica está relacionado à manipulação do silício, principal componente da célula fotovoltaica. Este componente químico, pode ser industrializado dos seguintes formatos: policristalino, monocristalino, amorfo, filme fino, orgânicas e poliméricas. Atualmente, o silício cristalino corresponde a mais de 85% do mercado fotovoltaico (ALMEIDA, E. et al., 2016), pelo fato de ser um componente eficiente e confiável, a ponto de superar todas as outras tecnologias existentes.

Para ilustrar um comparativo de eficiência, segue a Tabela 3.

Tabela 3 - Eficiência das Células e dos Módulos fotovoltaicos

Materiais e/ou Tecnologias	Eficiência das Células (%)	Eficiência dos Módulos (%)
Silício Monocristalino-m-Si	15 a 25	14 a 21
Silício Policristalino-p-Si	20	13 a 16,5
Orgânicos	12	7 a 12
Filmes Finos	9 a 16	7 a 13
Silício Amorfo-a-Si	9	6 a 9
Telureto de Cádmio-CdTe	14,40	9 a 11
Seleneto de Cobre, Índio e Gálio-CIGS	22	10 a 12
Híbrido	-	23

Fonte: (CEPEL, 2014)

Assim, entre as tecnologias existentes observadas na Tabela 3, as células e os módulos de Silício mostraram uma eficiência favorável para utilização.

Adicionalmente, este trabalho tem o propósito de analisar a questão econômica de sistemas de GD, buscando sempre beneficiar o consumidor final. Com isso, adentra-se nos conceitos econômicos, como os custos das células fotovoltaicas.

Segundo Wogan (2013), ocorreu uma queda dos preços nas últimas décadas, atribuída ao aprimoramento das células fotovoltaicas. Assim, pode-se alcançar um retorno de investimento mais imediato para uma instalação de geração distribuída, tornando-a economicamente viável para consumidores que antes eram alimentados apenas pelas distribuidoras de energia.

Um sistema fotovoltaico (PV) classifica-se em três categorias distintas: sistemas isolados, híbridos e conectados à rede, onde cada uma das categorias funciona a partir de uma configuração básica, possuindo uma unidade de controle de potência e uma de armazenamento.

Além dos painéis fotovoltaicos, o sistema de geração distribuída é composto por um inversor de tensão, para conversão da corrente CC em corrente CA. Além do inversor, necessita-se de uma fonte de armazenamento, que no caso são as baterias, cuja função é armazenar energia durante o dia, provinda dos painéis, para utilização em horários onde a tarifa de energia torna-se mais elevada.

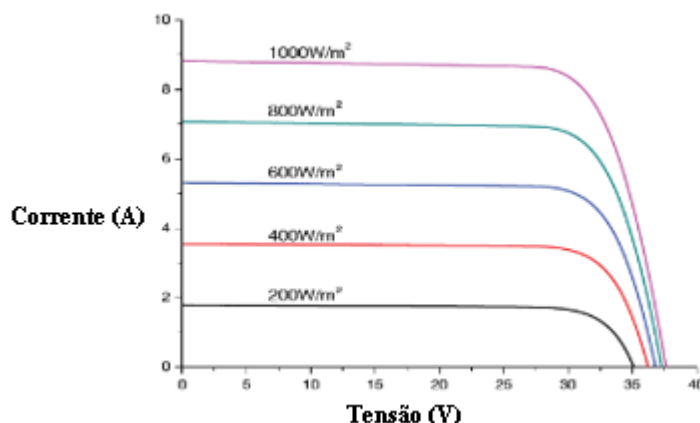
Estes dois componentes do sistema, aliados as características do PV, radiação solar e métodos de análise de comportamento de carga, são abordados a seguir.

2.5.1 Radiação e número de módulos

A radiação é o processo mais importante de propagação de calor, pois é através dela que o calor do Sol chega a Terra. No caso dos módulos solares, eles captam a energia através do Sol para poderem gerar energia elétrica. Com relação ao rendimento dos módulos PV, durante o funcionamento, a variação da radiação solar diária incidente e a temperatura de operação são os fatores influentes no seu desempenho (SILVA e SERAPHIN, 2005).

O aumento da intensidade de insolação na célula aumenta sua temperatura, fazendo com que sua eficiência reduza. De outra forma, a corrente gerada nas células aumenta segundo a intensidade de iluminação (CRESESB/CEPEL, 2006), o que pode ser observado na Figura 7.

Figura 7 - Variação da intensidade luminosa na curva corrente x tensão



Fonte: (CARNEIRO, VARGAS e POMÍLIO, 2018)

Além disso, o Brasil é um país de vasta extensão territorial e com diferentes regiões climáticas. Alguns locais têm grande incidência de chuvas, outros já são mais áridos e possuem grandes variações nas temperaturas.

Em relação a insolação diária, a região Nordeste possui os maiores valores, seguida de parte da região Sudeste (cidades de Minas Gerais e São Paulo) e região oeste do estado do Rio Grande do Sul (ANEEL, 2000).

Como exemplo de estudo, tem-se os seguintes dados para obtenção da energia gerado nos módulos PV.

Projetista Informa:

- Potência Módulo Solar = 345 W

- Voltado para o Norte
- Inclinações = 30° e 13°
- Perdas (por aquecimento ou sujeira) = 20%

Segundo o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), utilizando dados de três pontos de referência do país (Sul, Sudeste e Nordeste) para a radiação solar, se obtém os resultados, apresentados na Tabela 4, para energia e número de módulos necessários para abastecer o sistema. As equações (1) e (2) servem para realizar os cálculos de energia e o número de módulos necessários para atender um dado consumidor, respectivamente.

$$Energia = \frac{Potência * tempo * Rendimento}{1000} * 30 \quad (1)$$

Em que:

- Energia: energia produzida pelos módulos por mês [kWh/mês]
- Potência: potência dos módulos utilizados [W]
- Tempo: quantidade de tempo que a irradiação incide sobre os módulos [horas]
- Rendimento: rendimento do módulo utilizado (%)

$$NM = \frac{CM}{Energia \text{ mês}} \quad (2)$$

Em que:

- NM: valor unitário do número de módulos mínimo para atender o consumidor
- CM: Consumo Mensal no posto Ponta e Intermediário [kWh]
- Energia Mês: Energia consumida mensal [kWh]

No exemplo da Tabela 4, tem-se um consumo médio mensal de uma residência de 140kWh, potência dos módulos 345W e rendimento de 80%.

Tabela 4 - Energia e N° de módulos por regiões

Região	Tempo radiação [Horas]	Energia [kWh/dia]	Energia [kWh/mês]	Número de Módulos calculados	Número de Módulos escolhidos (345Wp)
Sul	4,69	1,294	38,83	3,6	4
Sudeste	4,28	1,181	35,43	3,95	4
Nordeste	5,4	1,49	44,71	3,13	4

Fonte: o autor

Dessa forma, pela análise da Tabela 4, observa-se que os resultados obtidos foram muito parecidos nas regiões em relação a energia produzida pelos módulos e número mínimo de módulos necessários para suprir a consumo

2.5.2 Análise de modelos e custos na aplicação

Analisando alguns modelos de placas solares, pode-se mostrar comparativos de potência, preço, R\$/Watt pico, que são de grande importância na hora de escolher um modelo fotovoltaico. Assim, a Tabela 5 apresenta o comparativo de preços.

Tabela 5- Comparativo de preços células

Comparativo de Preços entre Placas Solares				
Modelo/Marca	Potência (Wp)	Preço (R\$)	R\$/Wp	Loja
Canadian-CS6U	330	679	2,057	Minha Casa Solar
Canadian-CS3KU	345	800	2,318	Minha Casa Solar
Renesola – JC330M- 24/ABW	330	699	2,118	Americanas.com
GCL SOLAR- P672	345	829	2,40	Microinversor.com
Yingli YL330P-35B	330	619	1,875	Minha Casa Solar
DAH Solar - DHP60	275	536	1,949	Minha Casa Solar
Yingli YL280P-29B	280	539	1,925	NeoSolar

Fonte: o autor

Logo, para uma potência de 330Wp, os preços dos módulos solares possuem valores bem próximos, destacando-se a Yingli YL330P-35B com menor valor R\$/Wp. Para potências inferiores a 330Wp, destaca-se a Yingli YL280P-29B, que também tem uma produção com valor acessível. Para superiores a 330Wp, aparece o Canadian-CS3KU de 345W, Figura 8, que será o utilizado nesse estudo.

Figura 8 - CS3KU 345W



Fonte: Minha Casa Solar

Segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), há também os custos de implantação definidos onde pode-se calcular o valor da energia produzida pelo sistema PV utilizando o total de gastos iniciais e de manutenção divididos pelo total de energia produzida. A equação 3 corresponde ao custo unitário por energia gerada:

$$C_{unit} = \frac{\sum_{i=0}^N [(Inv(i) + CO\&M(i)) * (1 + taxa)^{-i}]}{\sum_{i=0}^N [(EneProd * (1 - \eta i)) * (1 + taxa)^{-i}]} \quad (3)$$

Em que:

- N é o número de anos considerado;
- Inv(i) é o investimento no ano i;
- CO&M(i) são os custos de operação e manutenção no ano i;
- EneProd é a energia produzida no ano i;
- η é o fator de decaimento anual da eficiência da placa;
- taxa é a taxa de desconto ao ano.

Outro fator importante é o cálculo da energia anual produzida. A geração diária, em kWh por placa, é dada pela equação (4).

$$Geração = Radiação\ Incidente * Eficiência * Área \quad (4)$$

Em que:

- Radiação Incidente: radiação solar local que incide sobre os módulos PV [kWh/m²]
- Eficiência: eficiência do módulo utilizado [%]
- Área: área do módulo PV [m²]

A geração calculada pela equação (4) não leva em conta:

- As perdas inerentes a qualquer sistema PV.
- Fatores como eficiência do inversor.
- Perdas de sincronismo e no circuito, térmicas, por reflexão, entre outros.

Por outro lado, apesar do Brasil possuir diferentes tipos de clima por região, a irradiação solar apresenta boa uniformidade. Segundo Pereira (2006), valor máximo de radiação global é 6,5 kWh/m², localizado no norte do estado da Bahia, na fronteira com o Piauí. A menor irradiação é encontrada no litoral de Santa Catarina.

Entretanto, a região Sul recebe mais radiação solar durante o verão do que a Norte, mas no inverno se inverte, a maior variação entre estações do ano é observada na região Sul do país.

Por fim, sabe-se que os painéis fotovoltaicos necessitam de uma conversão de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA), para isso, adentra-se nos conceitos de inversores que possuem esta função no sistema.

2.5.3 Inversores

Os conversores que realizam a transformação CC/CA são chamados inversores (MENDES; GALLANTE, 2009). Dessa forma, o inversor é um aparelho capaz de converter a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos. Portanto, visto que a maioria das cargas possuem alimentação CA, a aplicação destes conversores dá-se tanto em sistemas isolados como nos que são interligados a rede (POMÍLIO, 2013).

Conforme o CRESESB, os inversores possuem uma função de grande importância, denominada rastreamento do ponto de máxima potência (*MPPT – Maximum Power Point Tracking*). Logo, o inversor extrai a máxima potência dos módulos fotovoltaicos, variando o valor de sua tensão de operação até o ponto em

que o resultado da multiplicação da tensão com a corrente forneça a maior potência no determinado período em análise.

Segundo dados do IPEA, o tipo de inversor solar mais utilizado é conhecido como "inversor grid tie", esses são os inversores utilizados para conectar o sistema fotovoltaico de energia solar na rede elétrica. A principal característica de um inversor *Grid-Tie* é que ele é feito para se interligar com a rede da concessionária (distribuidora de energia), sincronizando sua frequência (Hz) e tensão de saída (V) com a mesma, e se desconectar da rede quando esta deixa de fornecer energia, como por exemplo, devido a desligamentos para reparo ou falhas na rede.

A Tabela 6 apresenta um comparativo de modelos de inversores, quanto a sua potência máxima de saída, tensão que opera e seu preço, fatores de interesse deste trabalho.

Tabela 6 - Sistemas Grid Tie (Potência, Tensão e Preço)

Comparativo de Preços de Inversores 1000Wp					
Modelo/Marca	P_{MAX} Saída (Wp)	Preço (R\$)	Tipo de Sistema	Tensão	Loja
Tech One	1000	498	Grid-Tie	12V p/ 220V	Connectparts.com
Kinverch	1000	1055	Grid-Tie	12V p/ 220V	Americanas.com
Xantrex Power1000	1000	1099	Grid-Tie	12V p/ 127V	NeoSolar
Carspa	1000	780	Grid-Tie	12V p/ 120V	Shoptime

Fonte: adaptado de IPEA (2018)

Utilizando uma potência de 1000Wp, os preços dos inversores estão na faixa de R\$400 a R\$1100, normalmente, como analisado. Com isso, deve-se analisar então a tensão em que este opera após a conversão de CC para CA, para que se escolha o modelo correto e com um preço economicamente viável. Sendo assim, o inversor TECH ONE, Figura 9, mostrou-se satisfatório.

Figura 9- Inversor Tech One 1000W



Fonte: Connectparts.com

Além dos componentes já apresentados, é necessário analisar o banco de baterias que irá armazenar energia para ser utilizada no horário de ponta (em alguns casos intermediário também), que é onde a Tarifa Branca possui maior valor.

2.5.4 Armazenamento de Energia (Banco de baterias)

Nos sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica, necessita-se de dispositivos capazes de armazenar energia elétrica, principalmente, quando precisa-se atender a demanda em períodos de produção nula ou insuficiente, como: à noite, dias chuvosos, nublados ou com níveis de irradiação solar mínimos (CRESESB, 2014). Com isso, são em períodos durante o dia que necessita-se realizar este armazenamento de energia.

Por este fato, a utilização de baterias torna-se interessante pela sua relação custo/benefício. Estas, são compostas de vários módulos de baixa potência/tensão conectados em paralelo e em série, de modo a atingir as características elétricas desejadas (SANTOS, 2014b).

Para (MEZARROBA, 2012), existem seis formas de armazenamento:

- Elétrica: Supercapacitores e Supercondutores;
- Eletroquímica: Baterias convencionais e de fluxo;
- Cinética: Volantes de inércia (Flywheels);
- Potencial: Hidroelétricas, ar comprimido;

- Química: Hidrogênio, dissociação de amônia;
- Térmica: Aquecedores a água ou óleo;

Entre os inúmeros formatos de armazenamento de energia, a bateria eletroquímica ainda é o dispositivo mais utilizado em sistemas fotovoltaicos isolados, pela sua eficiência de armazenamento de energia (CRESESB, 2014). Dessa forma, será adotado nesse trabalho este modelo como formato de armazenamento principal, mais especificadamente, as de chumbo-ácido.

As baterias de chumbo-ácido são compostas de sistemas de armazenamento em massa ou podem ser usadas para rápidas cargas e descargas (TOLEDO, 2012). Além disso, possuem baixo custo, tempo de vida útil bom, baixa densidade de potência e energia e por fim, são modelos resistentes (MEZARROBA, 2012).

Visto que as baterias de chumbo-ácido são as que respondem pela quase totalidade dos sistemas já instalados, algumas características envolvendo este componente devem ser analisados. A Tabela 7 detalha o comportamento da tensão a 20°C nesse componente.

Tabela 7 - Característica de Tensão que operam baterias de chumbo-ácido

Tensões Características	Tensões a 20°C (V)	
	Célula	Bateria com 6 células
Nominal	2	12
Tensão Máxima	2,3-2,5	14 – 15
Tensão Flutuação	2,2-2,3	13 – 14
Tensão de Circuito Aberto com carga plena	2,1 – 2,2	12,5 – 13
Tensão medida para limite de capacidade	1,8 – 1,9	10,8 – 11,4
Mudança das características de tensão com a temperatura	-00,5 V para cada 10°C de aumento	-0,33V para cada 10°C de aumento

Fonte: CRESESB (2014)

Segundo a CRESESB (2014), não deve-se fazer a operação de baterias quando sua temperatura supera 40°C, caso contrário, ocorrerão danos permanentes nas placas. Outro fator a se observar, com temperaturas abaixo de 0°C, é que o eletrólito poderá “congelar” se a bateria estiver descarregada. Se isto ocorrer, ela não poderá operar e danos permanentes serão causados.

Os tipos de baterias utilizados para sistemas PV são: Monoblock, AGM ou GEL (sistema Valve Regulated Lead Acid (VRLA)), Estacionárias ou de Lítio. Neste

trabalho, serão utilizadas baterias do tipo Estacionárias, devido as seguintes características:

- Possuem o preço um pouco mais baixo que outras tecnologias;
- Não emite gases que podem ser prejudiciais à pessoas e equipamentos.
- Nível de autodescarga pequeno, devido à baixa resistência elétrica apresentando, assim, uma maior capacidade e eficiência que as outras baterias (C&D TECHNOLOGIES, 2013).

No estudo, foi proposto, juntamente com geração de energia através dos módulos fotovoltaicos, um sistema que armazenasse energia do sistema PV para utilização no horário onde a energia da concessionária torna-se mais cara. Com isso, nos períodos de Ponta e Intermediário (das 17:30h às 22:30h) a melhor alternativa é a utilização da energia armazenada nas baterias. Desse modo, alguns requisitos deverão ser analisados.

- Quantidade de carga que as baterias deverão suprir;
- Quantidade de baterias necessárias;
- Capacidade das baterias;
- Orçamento a investir, visando inteiramente a economia na aplicação ao usuário.

Dessa forma, serão analisados 4 faixas de perfis de consumidores com demandas mensais (abaixo de 50kW, entre 51 – 100 kW, 101 – 200 kW e 201 a 400 kW). As equações de (5) a (9), mostram o procedimento para calcular o orçamento das baterias a serem utilizadas para abastecer os tipos de consumidores, a partir da demanda mensal, as horas de atuação das baterias, sua capacidade e rendimento.

$$D_d = \frac{D_m}{30} \quad (5)$$

$$P_{pd} = \left(\frac{D_d}{24}\right) \cdot H_a \quad (6)$$

$$P_{pm} = P_{pd} \cdot 30 \quad (7)$$

$$Q_B = \frac{D_m * H_a}{C_p * Rend} \quad (8)$$

$$Orçamento = Preço Bateria * Q_B \quad (9)$$

Dd = Demanda diária [kW/dia]

Dm = Demanda mensal [kW/mês]

Ppd = Quantidade de carga Armazenada por dia [kW/dia]

Ppm = Quantidade de carga Armazenada por mês [kW/mês]

QB= Quantidade de baterias

Cp = Capacidade Bateria [Ah]

Ha = Horas Atuação [h]

Rend = Rendimento [%]

Nesse sentido, o exemplo 1 mostra qual a bateria economicamente indicada para a faixa de consumidor analisada. O resultado para este caso, pode ser observado na Tabela 8.

Exemplo 1:

- Demanda mensal = 140kW;
- Horas Atuação = 5h (analisando em ponta e intermediária);

Tabela 8- Análise da Bateria economicamente indicada para consumo de 140kW

Bateria (Ampér hora) / Preço Médio (R\$)	Demanda Diária (kW/dia)	Quantidade de Carga Armazenada/dia	Quantidade Baterias Necessárias	Orçamento (R\$)	Nome da Bateria
30 / 177	4,67	0,973	2	344	Heliar Freedom DF300
40 / 238	4,67	0,973	1	238	Heliar Freedom DF500
150 / 769	4,67	0,973	1	769	Moura Clean 12MF150

Fonte: o autor

Logo, através da análise econômica a partir da Tabela 8, percebe-se que para atender uma demanda mensal de 140kW, a bateria indicada economicamente é a Heliar Freedom DF500 (40Ah).

Como nesse trabalho são consideradas 4 faixas de perfis de consumidores, é necessário estabelecer os melhores modelos custo-benefício para cada um deles, como mostra a Tabela 9.

Tabela 9- Modelo de bateria indicada para os perfis de consumidores

Perfis de Consumidores	Modelo de Bateria	Quantidade	Preço Total
Consumidor abaixo de 50 kWh	Bateria Estac.Unipower UP1270 (7Ah)	1	R\$ 64,00
Consumidor de 51 a 100 kWh	Bateria Estac.Unipower UP12120 (12Ah)	1	R\$ 142,00
Consumidor de 101 a 200 kWh	Bateria Estac. Heliar Freedom DF300 (30Ah)	1	R\$ 177,00
Consumidor de 201 a 400 kWh	Bateria Estac. Freedom DF500 (40Ah)	1	R\$ 238,00

Fonte: Unipower e Neosolar

Com a Tabela 9, estabeleceu-se o preço unitário para adquirir as baterias para cada tipo de consumidor, com resultante em valores entre R\$ 64,00 e R\$ 238,00.

Além da GD com armazenamento, é necessário utilizar um dispositivo o qual tem a função de selecionar qual a melhor forma de utilização de energia, visando inteiramente a economia do consumidor. Este componente é abordado a seguir.

2.6 Automação Residencial / Gerenciamento de Carga

Por definição, pode-se associar a automação residencial como a união de serviços através de uma tecnologia integrada ou, simplesmente, serviços que trazem comodidade ou necessidades de segurança para um indivíduo em sua residência. Na Europa ela é conhecida como “Domótica”, mas no Brasil, o termo optativo é Automação Residencial. Nesse contexto, pode-se definir como: ¹

Para Prudente (2013, p.3), com esse sistema automatizado, tem-se as seguintes vantagens:

- Maior conforto
- Maior simplicidade no cabeamento elétrico
- Maior economia no consumo de energia
- Maior segurança
- Maior versatilidade
- Sustentabilidade

¹ “[...] um processo que, usando diferentes soluções e equipamentos, possibilita ao usuário usufruir o máximo de qualidade de vida na sua habitação”. (MURATORI e DAL BÓ, 2013, p.17).

Existem alguns dispositivos e aplicativos na automação residencial que são capazes de gerenciar o consumo de energia de uma residência. Com o impulso de Lowe's, Home Depot e Staples, os sistemas de automação residencial estão ganhando força. Mas a força por trás da mudança real está no consumidor.

Com essas funcionalidades em mãos, é possível detectar onde estão os maiores consumos e economizar energia de forma racional, utilizando a automação residencial (AURESIDE, 2015). Os sistemas devem ser projetados para perceber as características dos usuários, raciocinar sobre os dados armazenados e então selecionar a ação que melhor beneficiará o usuário neste ambiente (COOK, 2007).

O sistema de gerenciamento de carga deve suprir as necessidades específicas de cada usuário, auxiliando o indivíduo na execução de atividades diárias de forma independente, diminuindo as barreiras relacionadas aos fatores ambientais e proporcionando certo grau de independência (Ramos et al., 2014).

O conceito de *inthernet of things* (IOT) em conjunto com a domótica vem tendo um crescimento elevado tanto no âmbito mundial quanto no nacional. Redes inteligentes de informação, servidores e bancos de dados estão pouco a pouco sendo incorporados no meio residencial, fugindo a ideia que estas tecnologias eram utilizadas apenas em meio industrial.

No trabalho de Blanco Novoa (2017), é desenvolvida uma rede de tomadas inteligentes de baixo custo, conectadas entre si através de uma rede interna, e conectadas a servidores na nuvem, através de um *gateway*. O sistema tem por objetivo permitir ao usuário monitorar o quanto está gastando-se de energia segundo seu consumo, permitindo adicionar ou remover qualquer aparelho conectado aos terminais da tomada, utilizando algumas formas de conectividade como *smartphones*, notebooks ou computadores *desktop*. A Figura 10 mostra uma visão geral do sistema descrito por Blanco-Novoa, inserido em uma residência.

Figura 10 - Visão geral de um sistema de automação residencial



Fonte: Blanco-Novoa (2017).

Através da Figura 10, observa-se que as tomadas criam uma rede sem fio no interior da residência, onde estabelecem entre si uma conectividade e, apenas uma tomada conecta ao roteador da casa. Por sua vez, o roteador desempenha o papel de gateway: ele fica responsável por realizar a interface entre rede interna (tomadas) e rede externa (servidor na nuvem).

Com isso, a proposta desse trabalho é a utilização de um “disjuntor inteligente” que consiga definir se irá utilizar a energia elétrica proveniente da rede da concessionária ou a energia armazenada no banco de baterias, para conseguir alcançar o objetivo de reduzir a conta de energia do consumidor.

2.6.1 Disjuntor Inteligente

Normalmente, disjuntores são equipamentos voltados para a proteção da rede elétrica e dos equipamentos e barramentos a ela conectados (SAMPAIO, 2012). O disjuntor do qual será tratado nesse trabalho vai um pouco além do que os dispositivos de proteção existentes, pois trata-se de um “disjuntor inteligente”.

Disjuntores inteligentes possuem as mais recentes tecnologias digitais e de comunicação, mostrando-se componentes-chave para sistemas PV. Um exemplo disso, é o MasterPact MTZ da Schneider Eletric, Figura 11, que contribui para a operação inteligente, o tempo de atividade e a eficiência energética.

Figura 11- Master Pact MTZ



Fonte: SchneiderEletric.com

Segundo a Schneider Eletric, ele oferece, aos gestores, dados muito mais precisos. Com dados mais exatos, pode-se tomar decisões melhor fundamentadas, reduzindo-se gastos e evitando-se desperdícios energéticos.

O presente trabalho busca também analisar a viabilidade econômica da inserção de um disjuntor inteligente juntamente com a GD. A construção do dispositivo e sua elaboração técnica está sendo realizada pelo discente Andrei da Cunha Lima. Desse modo, o construtor informa que o disjuntor funciona basicamente da seguinte maneira: Ele avalia quanto de energia o usuário irá necessitar no instante de tempo analisado. Logo em seguida, manda os dados de leituras provenientes da entrada da concessionária, do banco de baterias e da geração fotovoltaica a um servidor elaborado em linguagem de programação, Python. O servidor organiza os dados e salva em um banco de dados.

Por sua vez, o servidor envia uma resposta para o disjuntor a respeito de ligar ou desligar os relés. Serão utilizados no projeto 2 relés, sendo um para entrada de energia proveniente da concessionária e um para a geração fotovoltaica. De acordo com a necessidade energética do usuário, a melhor economia de escolha, este dispositivo interpretará e processará os dados de energia, e enviará um comando a um dos 2 relés. Com isso, este “disjuntor inteligente” torna-se um componente fundamental de operação, controlando e selecionando a melhor opção para atender o usuário.

A Tabela 10, apresenta a lista de materiais, quantidade utilizada e os preços de projeto do disjuntor inteligente.

Tabela 10 – Lista de materiais

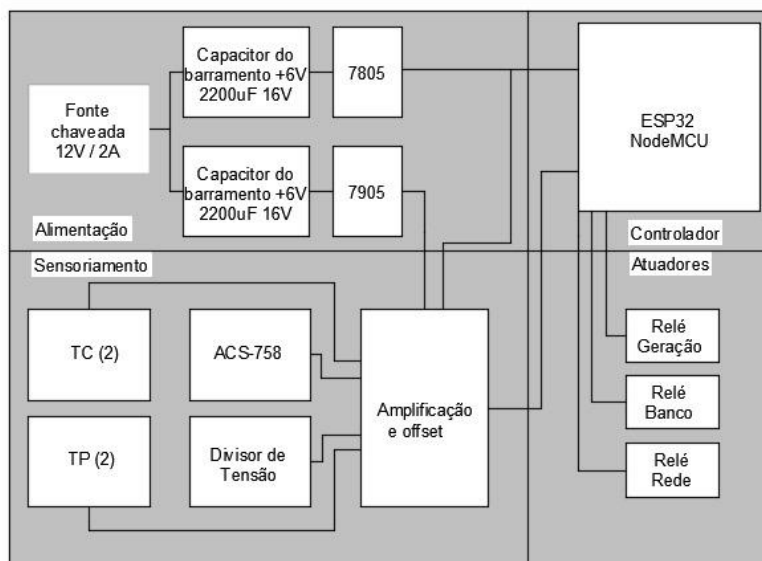
Componente	Especificação	Numero de Componentes	Preço Unitário	Preço Total Componente
ESP 32	Microcontrolador IOT	1	R\$ 66,41	R\$ 66,41
ACS 758	Sensor de corrente 100A invasivo	1	R\$ 24,00	R\$ 24,00
SSR-40	Relé de estado sólido 40 ^a	2	R\$ 44,96	R\$ 89,92
TIL 111	Optoacoplador	1	R\$ 1,20	R\$ 1,20
LM 1117	Regulador de Tensão para 3.3V	1	R\$ 3,99	R\$ 3,99
CONECTOR BORNE	Conector tipo KRE 2 vias	7	R\$ 1,61	R\$ 11,27
TP	Transformador de potencial 12V,200mA	2	R\$ 14,24	R\$ 28,48
TC	Transformador de Corrente tipo toroidal	2	R\$36,98	R\$ 73,96
RESISTOR	Resistor 1/4 W	24	R\$ 0,10	R\$ 2,40
CAPACITOR	Capacitor 16V, 1000uF	2	R\$ 1,01	R\$ 2,02
FONTE CHAVEADA	Fonte Chaveada 12V, 2 ^a	1	R\$ 31,26	R\$ 31,26
TL074	CI com 4 amplificadores operacionais	1	R\$ 3,47	R\$ 3,47
TL 072	CI com 2 amplificadores operacionais	1	R\$ 2,26	R\$ 2,26
TRIMPOT	Trimpot com 100k ohm	4	R\$ 2,38	R\$ 9,52
DHT11	Sensor de Umidade e temperatura	1	R\$ 15,11	R\$ 15,11
Total (R\$)	-	-	-	R\$ 365,27

Fonte: USINAINFO.com

Como visto na Tabela 10, o custo para a montagem do disjuntor é de R\$ 365,27, segundo o site de compras de equipamentos USINAINFO.com, local onde os componentes tiveram um menor custo de compra. Ressalta-se que este disjuntor é monofásico, logo, para pequenos consumidores é provável que seja utilizado apenas um disjuntor para gerenciamento da carga. Em consumidores residenciais com consumo mais elevado, seja necessário utilizar mais de 1 disjuntor inteligente, onde essa análise será realizada nos estudos de caso.

Conseqüentemente, a Figura 12 apresenta o diagrama de blocos do circuito eletrônico a ser representado.

Figura 12 – Diagrama de Blocos



Fonte: o autor

Como mostra a Figura 12, o circuito eletrônico pode ser dividido em 4 partes: alimentação, sensoriamento, controlador e atuadores. Na alimentação do circuito, será utilizado um transformador de 220V com AC para 12V AC, com capacidade de até 1A, corrente ideal para operação do circuito em regime permanente. Posteriormente, o sinal de 12V passa por uma ponte de retificação, onde a tensão alternada torna-se contínua, através de diodos retificadores. Em seguida são utilizados circuitos reguladores de tensão com intuito de criar uma fonte simétrica de 5V e um capacitor de barramento, para alimentação do controlador e do circuito de amplificação de sinal.

Na parte de sensoriamento, conforme o diagrama, serão utilizados 2 transformadores de corrente (TC), dois transformadores de potencial (TP) para monitoramento das grandezas elétricas da geração fotovoltaica e da entrada de rede da concessionária.

A partir da elaboração realizada por Andrei, propõe-se verificar a viabilidade econômica desse trabalho através de indicadores de investimento, que servem de subsidio na tomada de decisão quando necessita-se realizar investimentos em novos projetos, os quais são abordados no capítulo 2.7.

2.7 Análise Econômica

O mercado vive em constante competição, fazendo com que empresas busquem sempre a inovação. Estas inovações, sejam tecnologias, novos equipamentos etc., incluem mobilização de recursos financeiros. Com isso, administradores de empresas devem sempre avaliar quais decisões devem ser tomadas buscando um lucro para o empresário (BORDEUX-RÊGO et al., 2008).

Com isso, necessita-se estabelecer critérios objetivos para segregar os fluxos de caixa, tomando a melhor decisão (BORDEUX-RÊGO et al., 2008; NUNES, 2012). Logo, surgem critérios com o intuito de indicar se um projeto é viável economicamente ou não, com o objetivo de confrontar os fluxos de caixa dos projetos e, através dos resultados obtidos, determinar a melhor opção.

Para isso existem alguns indicadores essenciais que servem para subsidiar a tomada de decisão acerca de investimentos em novos projetos, que são o *Payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

2.7.1 *Payback* / Prazo de Recuperação de Investimento

Um dos indicadores apresentados é o “*payback*”, que é o tempo necessário para a recuperação de um investimento. Logo, quanto maior o tempo de recuperação do capital investido, maior é o risco do investimento (GUIDUCCI, FILHO E MOTA, 2012).

Para um projeto tornar-se viável, compara-se o tempo máximo de recuperação do capital desejado pelo investidor e analisa-se se é inferior ao período em que foi submetido (BORDEUX-RÊGO et al., 2008; GUIDUCCI; FILHO; MOTA, 2012). A equação (10), mostra relação do *payback*.

$$PB = \frac{INV(0)}{RFC} \quad (10)$$

Em que:

PB = *Payback* (em meses);

INV(0) = Investimento Inicial;

RFC = Resultado Fluxo de caixa com o ganho do investimento;

2.7.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O VPL corresponde a riqueza em valores monetários do investimento, sendo a diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa, a uma determinada taxa, frequentemente chamada de taxa de desconto, custo de oportunidade ou custo do capital (REBELATTO, 2004, p.214). Segundo Casarotto Filho (1994), pode-se fazer a seguinte analogia:

- Se $VP > 0$, então o valor investido será recuperado e haverá um ganho.
- Se $VP = 0$, significa que a aplicação não resultará diferença.
- Se $VP < 0$, significa que o investidor estará resgatando um valor menor que o valor investido, tornando-se não viável.

Além disso, o cálculo do VPL, pode ser obtido através da equação (11):

$$VPL = I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{((1 + TMA)^t)} \quad (11)$$

Em que:

- VPL: Valor Presente Líquido;
- I_0 : Investimento Inicial;
- F_t : Fluxo de caixa no período t ;
- TMA: Taxa Mínima de Atratividade

2.7.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

De acordo com Hoji (2006), a Taxa Interna de Retorno (TIR), caracteriza-se pela taxa de desconto do fluxo de caixa. A TIR é uma taxa de juros implícita numa série de pagamentos (saídas) e recebimentos (entradas), que tem a função de descontar um valor futuro ou aplicar o fator de juros sobre um valor presente. Em outras palavras, é a taxa que remunera o investimento realizado no projeto. Assim, a soma das saídas deve ser igual à soma das entradas, em uma determinada data de análise, para se anularem (HOJI, 2006)

Logo, para um projeto tornar-se vantajoso, necessita-se analisar a seguinte relação:

- Se a TIR for maior que o custo de capital (taxa mínima de atratividade), aceita-se o projeto;

- Se for menor, rejeita-se o projeto.

Entretanto, deve-se ter cuidado e não confundir a TIR com a taxa mínima de atratividade (TMA) que o valor investido deverá proporcionar para que o investimento seja interessante (HOJI, 2006).

Portanto, para realizar o cálculo da TIR, segue equação (12).

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{Ft}{((1 + TIR)^t)} \quad (12)$$

Em que:

- Ft: Fluxo de caixa no período t;
- TIR: Taxa Interna de Retorno;

A equação 12 descreve o VPL em função de uma taxa de desconto. A medida que a taxa aumenta, o VPL diminui até igualar-se a 0. Em VPL=0, é onde corresponde à TIR.

Com esses indicadores de viabilidade econômica de um investimento, seja em grande porte, ou no caso, pequeno porte residencial, são suporte para auxílio de gestão de aplicabilidade financeira. São técnicas muito utilizadas, devido sua simplicidade e a sua contribuição dos resultados de forma direta de capital.

A aplicação desses indicadores será realizada através do *software* Excel muito utilizado para cálculos, estatísticas, gráficos, relatórios, formulários e entre outros requisitos das rotinas empresariais, econômicas e administrativas, que tornam-se fundamentais na elaboração desse estudo.

2.8 Software Excel

O Excel é uma planilha eletrônica destinado especificamente a auxiliar processos que envolvam operações algébricas em microcomputadores (SILVA, 2015). Dessa forma, esse software será utilizado nesse trabalho como meio de elaboração de tabelas de curvas de carga de consumidores, determinação da quantidade de painéis PV, quantidade e modelo de bateria, análise técnica dos equipamentos e, principalmente analisar a viabilidade econômica do trabalho.

No Excel, serão analisados os projetos para os consumidores das faixas de consumo abaixo de 50 kWh, entre 50 e 100 kWh, 101 a 200 kWh e entre 201 a 400 kWh, onde estão enquadrados os consumidores residenciais de BT.

2.9 Considerações finais do capítulo

Com a criação da nova modalidade tarifária branca para os consumidores residenciais de BT, os consumidores podem reduzir sua fatura de energia elétrica quando da utilização da mesma, se o consumo se concentrar nos horários fora ponta. Para que o consumidor não precise mudar seus hábitos de consumo, ou seja, parar de consumir no horário de ponta pode ser utilizado um sistema PV para suprir o consumo nesse horário.

A escolha da energia PV é pela notável crescente utilização no mundo inteiro. Junta

mente com o decaimento dos preços para um investimento inicial, visto que os materiais necessários estão sendo barateados, fazendo com que a TIR mostre-se favorável, findando-a como uma tecnologia de investimento de grande valia.

A partir da revisão bibliográfica realizada, este trabalho apresenta um diferencial, que é inserção de um dispositivo inteligente de controle segundo a necessidade energética do usuário. Este dispositivo interpretará e processará os dados de energia, e enviará um comando a 2 relés, um para entrada de energia proveniente da concessionária e um para a geração PV.

A utilização do software Excel para realização de estudos de caso, permite avaliar diferentes faixas de consumidores residenciais de BT, com o propósito de analisar a viabilidade econômica, desde que os mesmos não mudem seus hábitos de consumo.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

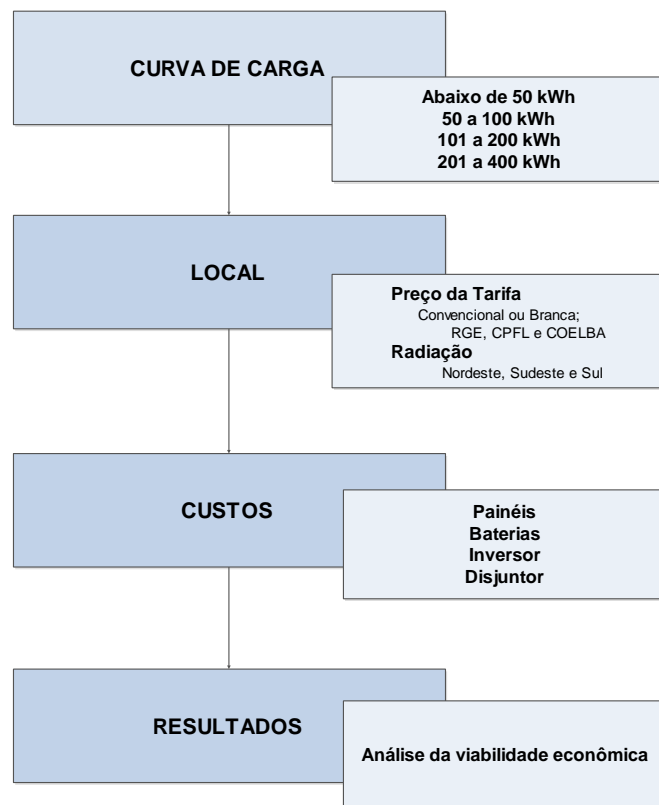
A aplicação de uma nova modalidade tarifária para consumidores residenciais de baixa tensão, simultaneamente com inserção de uma Geração Distribuída com armazenamento de carga, poderá ocasionar consequências ainda desconhecidas, tanto para o sistema elétrico quanto para os consumidores. No sistema elétrico, espera-se obter uma redução de perdas e melhoria nos níveis de confiabilidade do sistema. Ademais, com a utilização da tarifa branca aliada a GD espera-se obter uma redução do consumo na ponta do sistema, diminuindo assim os custos com a expansão do sistema.

Com o acréscimo de um dispositivo de gerenciamento de carga junto a Tarifa Branca e a GD, é possível avaliar quanto de energia o usuário irá necessitar a cada hora do dia. Este, denominado “disjuntor inteligente”, utiliza os conceitos de geração distribuída em conjunto com a tarifa branca, e analisa os resultados práticos através de simulações de carga.

Desta forma, essa ferramenta é capaz de medir grandezas, como corrente e tensão, geradas pelos painéis fotovoltaicos, bem como medir corrente e tensão provenientes do banco de baterias e também medir tensão e corrente provenientes da rede da concessionária. Todos os dados coletados instantaneamente serão enviados ao servidor, que ficará responsável por salvar os dados, e tomar ações de gerenciamento de carga, de acordo com a necessidade energética do usuário e a previsão de geração de energia na próxima hora.

Para tanto, propõe-se uma metodologia neste trabalho, que pode ser observada na Figura 13.

Figura 13 - Metodologia proposta



Fonte: O autor

Pela análise da Figura 13, percebe-se que a metodologia está dividida em 4 etapas. A primeira etapa da metodologia proposta consiste na definição da curva de carga do consumidor residencial, a qual está dividida em 4 faixas de consumo mensal: para consumidores abaixo de 50 kWh, de 50 a 100 kWh, 101 a 200 kWh e 201 a 400 kWh.

A segunda etapa, consiste na determinação do local, pois as regiões do Brasil possuem valores diferentes em relação a incidência de raios solares que influenciam na maior ou menor produção de energia através dos módulos fotovoltaicos. Conhecendo os valores, pode-se realizar os cálculos para determinar o número de módulos necessários para abastecer os consumidores das faixas da etapa 1.

Ainda na etapa 2, como mostra a Figura 13, é necessário analisar os preços de tarifas destas três regiões. Cada concessionária possui valores diferentes do custo do kWh e cada uma pode definir seu horário para o período de ponta e intermediário, como citado na Figura 5. Estes valores são fundamentais para os cálculos econômicos (VPL, TIR e *Payback*) do custo do kWh com Tarifa Branca quando comparada com a Tarifa Convencional.

A terceira etapa da metodologia proposta consiste no custo e quantidade de painéis PV, baterias, inversor e “disjuntor inteligente”. Essa quantidade depende da curva de carga do consumidor, a qual é definida na etapa 1. A Tabela 4, Tabela 5, Tabela 6, Tabela 8, Tabela 9 e Tabela 10 apresentadas na Revisão Bibliográfica, são utilizadas como base na determinação destes parâmetros técnicos do trabalho.

A última etapa consiste nos resultados, no qual é determinada a viabilidade econômica do projeto, que é a etapa final do trabalho. Sendo assim, com todas informações anteriores, é possível analisar se é viável utilizar o sistema de GD com armazenamento e tarifa branca ou utilizar a energia da rede através da Tarifa Convencional. Para tanto, foram utilizados alguns indicadores: *Payback*, VPL e TIR, respectivamente, equação (10), equação (11) e equação (12). Com esses indicadores, ao longo dos anos é possível determinar os valores mensais e anuais (R\$) de quanto economiza-se quando aplicado o sistema.

Para obter essa economia, é importante utilizar a energia da GD no período do dia onde o custo de Tarifa Branca é mais caro que a Tarifa Convencional, que são os períodos ponta e intermediário. Logo, conseguindo suprir a demanda do consumidor nesse período, consegue-se obter um montante econômico do quanto está economizando mensalmente quando comparado aos gastos normais de utilização sem o sistema proposto (utilizando a tarifa convencional), para que consiga-se recuperar em menor tempo o investimento inicial.

A partir disso, elaborou-se estudos de caso para diferentes faixas de consumo e regiões do país, utilizando o *software* Excel, ferramenta usada para o desenvolvimento desse trabalho. Os estudos de casos e resultados podem ser analisados a seguir.

4 ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Para validação da metodologia proposta, Figura 13, são realizados estudos de caso para análise da viabilidade econômica da adesão da Tarifa Branca e da inserção de Geração Distribuída (GD) de sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia para consumidores residenciais de Baixa Tensão (BT).

Usando o *software* Excel, são analisados consumidores das faixas de consumo abaixo de 50 kWh, 50 a 100 kW, 101 a 200 kWh e entre 201 a 400 kWh. Para isso, precisa-se conhecer também os valores das Tarifas de Energia das 3 concessionárias em análise: Rio Grande Energia (RGE) (RS), Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) (SP) e Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA).

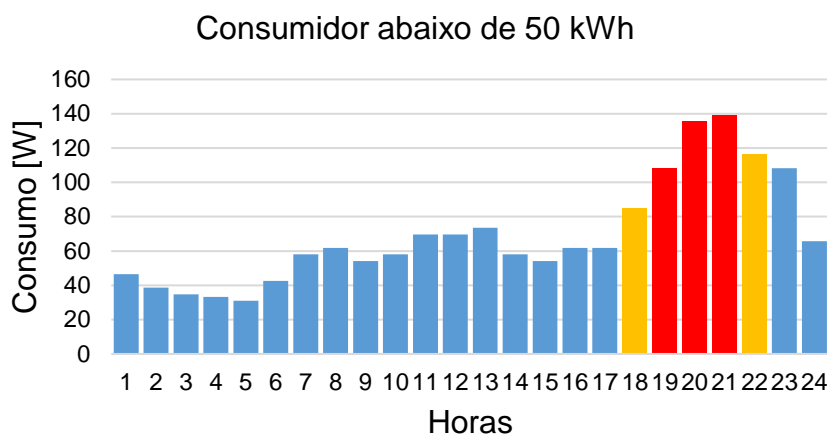
Os tipos de consumidores adotados nesse trabalho apresentam uma padronização quanto a sua curva de carga: uniforme durante o dia e durante o período da noite o consumo cresce consideravelmente, motivo formador de pico no sistema. Nesta etapa, utilizou-se amostras reais de consumo para determinar a curva típica de duas faixas de consumo. Também realizou-se a análise dos locais, quanto ao preço das tarifas e radiação solar presente no local.

Além disso, foi feita a relação de custos dos equipamentos necessários para a GD com armazenamento, para que na etapa final, seja finalizado o estudo com os resultantes da análise da viabilidade econômica com os indicadores de investimento: *payback*, VPL e TIR.

4.1 Estudo de caso I – para consumidor abaixo de 50 kWh

A curva de carga da classe abaixo de 50 kWh é representada pela média horária de amostras reais (SANTOS, 2014). Esse consumidor tem um consumo mensal de 49,95 kWh. Este caso resultou no perfil típico diário para consumidores residenciais apresentado na Figura 14.

Figura 14- Perfil diário consumidor abaixo de 50 kWh



Fonte: Santos (2014)

Após a definição da curva de carga, é determinado o local, conforme a metodologia representada na Figura 13.

A influência do local escolhido se dá pela aplicação dos preços das Tarifas de energia, tanto da escolha pela Tarifa Convencional quanto da Tarifa Branca. Além das tarifas, há a influência da radiação média dos locais o qual torna-se fundamental na análise da quantidade de painéis que serão necessários para abastecer os perfis de consumidores.

Nesse estudo de caso são utilizados 3 locais diferentes, com intuito de comparar os preços das tarifas e a radiação solar. As simulações da metodologia proposta são realizadas para as cidades de Cachoeira do Sul (RS), Salvador (BA) e Santos (SP). As tarifas utilizadas nas simulações das regiões são, respectivamente, das concessionárias de energia: RGE SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S.A, COELBA-BA e CPFL-SP, conforme a Tabela 11.

Tabela 11- Preço das Tarifas RGE SUL, CPFL e COELBA

	Cachoeira do Sul	Salvador	Santos
Tarifas	Preço (R\$/kWh)		
Convencional	0,880938	0,987194	1,00274
Branca Fora Ponta	0,77417	0,821464	0,885151
Branca Intermediária	0,95928	1,194554	1,22194
Branca Ponta	1,31487	1,723424	1,84668

Fonte: (RGE SUL, 2020), (COELBA, 2018) e (CPFL Energia, 2020).

Analisando a Tabela 11, em Cachoeira do Sul, o preço da Tarifa Branca no horário de ponta é 49,25% mais cara que a Convencional, a intermediária é 8,9% mais cara que a Convencional e fora Ponta é 13,8% mais barata que a Convencional. Em Salvador, o preço da Tarifa Branca no horário de ponta é 74,57% mais cara que a Convencional, a intermediária é 21,0% mais cara que a Convencional e a fora ponta é 17,0% mais barata que a Convencional. Em Santos, o preço da Tarifa Branca no horário de ponta é 84,16% mais cara que a Convencional, a intermediária é 21,9% mais cara que a Convencional e a fora ponta é 12,0% mais barata que a Convencional. Dessa forma, conclui-se que é mais econômico utilizar a Tarifa Branca em horário fora ponta. Nos horários de Ponta e Intermediária mostra-se favorável utilizar outra forma de geração de energia, onde é proposto a utilização da GD com armazenamento para suprir a demanda do consumidor.

Além do preço das tarifas, há também a relação sobre a incidência dos raios solares nos PV, que variam sua intensidade nas regiões do Brasil. Desse modo, a Tabela 12 e a Figura 15, mostram as horas diárias de radiação em kWh/m²/dia das três regiões em estudo.

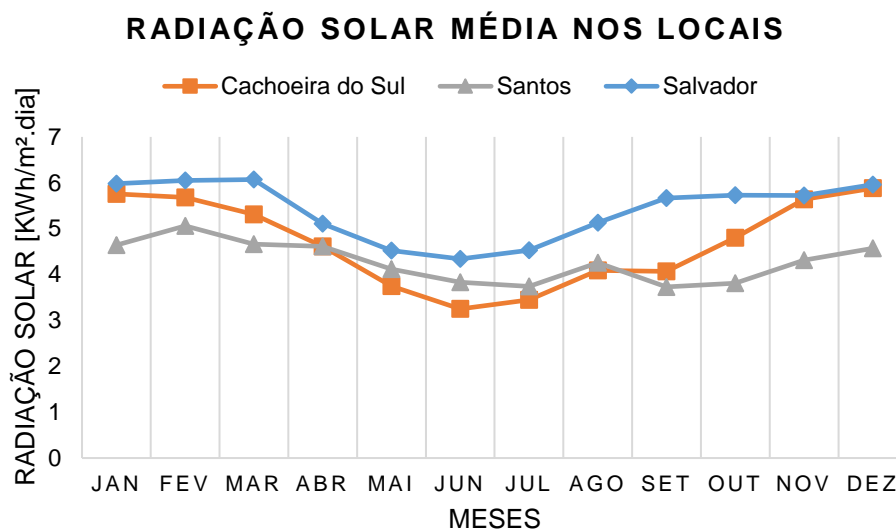
Tabela 12-Radiação média das regiões em estudo

Região	Horas diárias de radiação
Sul	4,69
Nordeste	5,4
Sudeste	4,28

Fonte: (CRESESB, 2014)

Os dados da Tabela 12 são resultados da média anual de radiação solar das cidades em estudo, obtidos através da Figura 15.

Figura 15 - Radiação Solar média nas regiões em estudo



Fonte: (CRESESB, 2014)

Além disso, segundo a metodologia proposta, é necessário analisar os custos e modelos dos equipamentos: painéis fotovoltaicos, inversor, baterias e disjuntor.

Entre os 7 painéis analisados, Tabela 5, foi escolhido o painel Canadian Solar CS3KU, Figura 8, pois a potência de 345W mostrou-se a mais indicada para aplicação. Esse painel solar tem um custo de R\$ 800,00 e uma vida útil de aproximadamente 20 anos. Também é interessante economicamente o painel Yingli YL330P-35B de 330W de potência e valor de compra de R\$ 619,00, porém sua disponibilidade no mercado estava escassa durante a realização do trabalho.

Para determinar o inversor, foi escolhido o modelo que possuía melhor custo-benefício. Segundo a Tabela 6, o mais atrativo é o modelo Tech One de 1000W de potência, com um custo de aquisição de R\$ 498,00 no site Connect Parts, Figura 9, o qual possui uma vida útil de 10 anos.

Para a fonte de armazenamento, foi escolhida a bateria com o melhor custo-benefício para os perfis de consumo. Conforme Tabela 9, a bateria analisada para esta faixa de consumo (menor que 50 kWh) apresenta um valor de R\$ 64,00. Para alcançar esses valores e quantidades necessárias para armazenar energia, foram utilizadas as equações (5) à (9).

Em relação ao disjuntor, alguns componentes foram de necessária utilização, conforme Tabela 10. A soma total dos custos dos componentes do “disjuntor

inteligente” é de R\$ 365,27, pois utilizou-se apenas um disjuntor para esse perfil de consumidor (consumidor monofásico).

Dessa forma, a Tabela 13 apresenta relação de custos de equipamentos para o realizar a aplicação da GD com armazenamento e gerenciamento por um dispositivo inteligente para consumidores abaixo de 50 kWh.

Tabela 13-Custo material para consumidor abaixo de 50kWh

Indicações Técnicas	Quantidade Necessária	Modelo	Potência[W]	Preço Unitário	Preço Final [R\$]
Módulo	1	Canadian Solar - CS3KU	345	800	800
Bateria	1	Bateria Estac.Unipower UP1270 (7Ah)	-	64	64
Inversor	1	TECH ONE	1000	499	498
Disjuntor	1	Pessoal		365,27	365,27
Investimento Material					1728,27

Fonte: o autor

O investimento material, segundo a Tabela 13, é de R\$ 1728,27. Vale ressaltar que existe também os custos relacionados a mão de obra de cada empresa contratada. Estes valores foram desconsiderados nos estudos de caso desse trabalho, mas são valores que variam para cada empresa contratada e que entram em uma análise completa.

A última etapa da metodologia proposta, Figura 13, são os resultados, os quais são determinados pela análise da viabilidade econômica. Para os consumidores abaixo de 50 kWh, analisou-se os custos se o mesmo optar pela Tarifa Branca nas três regiões em estudo comparando com a tarifa convencional. Os resultados estão na Tabela 14.

Tabela 14 - Custos na Tarifa Branca e Tarifa Convencional (abaixo de 50 kWh)

Concessionária	Custo tarifa convencional	Custo da tarifa branca	Fora ponta	Intermediária	Ponta
RGE SUL	44,00	40,43	25,11	4,24	11,07
CPFL SUDESTE	34,10	33,81	19,54	3,68	10,58
COELBA NORDESTE	38,24	38,74	20,03	4,63	14,08

Fonte: o autor

A partir da Tabela 14, percebe-se que os gastos de energia, quando da escolha pela Tarifa Branca, foram reduzidos em relação a escolha pela Tarifa Convencional. Sendo assim, seguindo a proposta do trabalho que é o abastecimento no período de Ponta e Intermediário, através da GD, esses consumidores conseguirão ter uma maior economia mensal.

A economia anual, se este perfil de consumidores utilizarem a energia armazenada nas baterias no período de ponta e intermediário, foi determinada pela equação (13). Os resultados são apresentados na Tabela 15.

$$Economia\ Anual = (Custo\ Intermediária + Custo\ Ponta) * 12 \quad (13)$$

Tabela 15 – Economia com abastecimento em Ponta e Intermediária

Concessionária	RGE SUL	CPFL SP	COELBA
Economia anual	R\$ 226,75	R\$ 174,67	R\$ 218,46

Fonte: o autor

Os valores da Tabela 13 e Tabela 15, são dados de base para os cálculos dos indicadores de investimento *payback*, VPL e TIR. O período considerado, para o cálculo desses indicadores, foi de 20 anos, porque geralmente é a vida útil dos painéis fotovoltaicos.

O valor de investimento material total da Tabela 13 entra como ano 0, sendo assim um dado de investimento inicial. Os valores econômicos presentes na Tabela 15, servem como economia anual durante os 20 anos de aplicação. Porém, como visto na análise custos dos equipamentos, cada material possui uma vida útil na qual devem ser trocados em um período de tempo, como observado na Tabela 16.

Tabela 16 - Durabilidade dos materiais utilizados

Durabilidade dos materiais	
Inversor	10 anos
Bateria	4 anos
Painéis	20 anos
Disjuntor	20 anos

Fonte: o autor

Pela a análise da Tabela 16, no início dos anos 5, 10 e 15, as baterias devem ser trocadas, no décimo ano o inversor também deve ser substituído. Com isso, há,

nestes anos um custo de material, o qual foi considerado na análise dos indicadores de investimento. Dessa forma, a Tabela 17 mostra os resultados finais para o estudo de caso I.

Tabela 17 - Análise econômica através dos indicadores

	Cachoeira do Sul- RS	Santos-SP	Salvador-BA
<i>Payback</i>	11 anos	14 anos	11 anos
VPL	-R\$ 487,81	-R\$ 813,75	-R\$ 539,70
TIR	9%	5%	9%
TMA assumida	15%	15%	15%

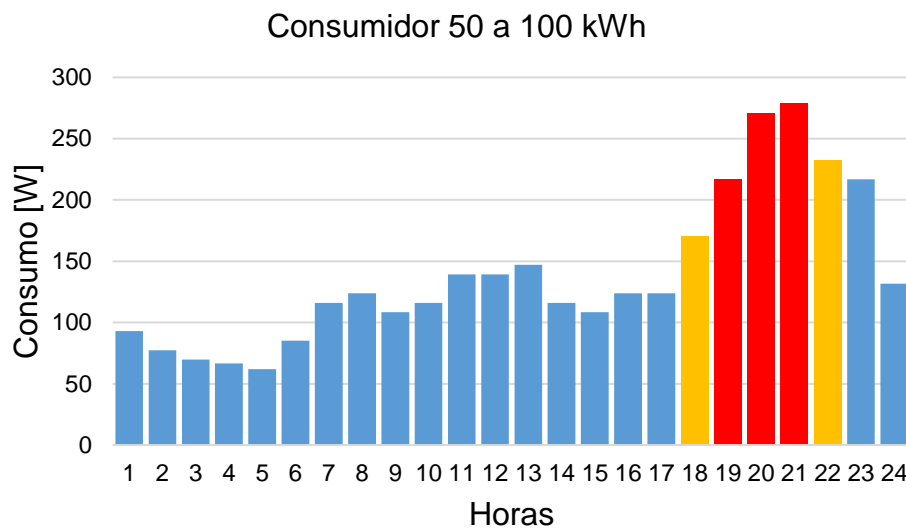
Fonte: o autor

Com a análise da Tabela 17, verificou-se que, para os perfis de consumidores abaixo de 50 kWh, não é viável adquirir o sistema de abastecimento nos períodos de ponta e intermediária através da GD com painéis PVs e armazenamento, proposto nesse trabalho. O motivo deu-se porque o valor do *payback*, tempo de retorno de investimento, foi muito longo, entre 11 e 14 anos, o VPL mostrou-se negativo (entre -R\$ 813,75 e -R\$ 487,81) nas regiões estudadas e a porcentagem da TIR foi de 5% a 9%, inferior a TMA de 15%, tornando-se esse investimento inviável.

4.2 Estudo de Caso II – para consumidor de 50 a 100 kWh

A curva de carga da classe de 50 a 100 kWh é representada pela média horária de amostras reais (SANTOS, 2014). Esse consumidor teve um consumo mensal de 100,0 kWh. Este caso resultou no perfil típico diário para consumidores residenciais apresentado na Figura 16.

Figura 16 – Perfil diário para consumidor de 50 a 100 kWh



Fonte: Santos (2014)

Nota-se na Figura 16, que o consumo maior está nos horários onde o custo de energia em Tarifa Branca é mais caro, resultando em valores maiores na conta de energia e um comportamento mais uniforme de consumo durante o dia. Após a definição da curva de carga, é determinado o local, conforme a metodologia representada na Figura 13.

Como havia sido comentado no estudo de caso I, a influência do local escolhido se dá pela aplicação dos preços das tarifas de energia, tanto da escolha pela Tarifa Convencional quanto da Tarifa Branca e pela influência da radiação solar. Nesse estudo de caso, são utilizados os mesmos locais do estudo de caso I.

O terceiro passo da metodologia é a relação dos custos dos equipamentos, onde novamente foi necessário analisar economicamente os painéis, os inversores, as baterias e o disjuntor.

Dos 7 painéis analisados, Tabela 5, foi escolhido o painel Canadian Solar CS3KU, Figura 8, pois a potência de 345W mostrou-se a mais indicada para aplicação. Esse painel solar tem um custo de R\$ 800,00 e uma vida útil de aproximadamente 20 anos. Para determinar o inversor, foi utilizado o mesmo modelo do estudo de caso I, pois é o que possui melhor custo-benefício. Segundo a Tabela 6, o mais atrativo é o modelo Tech One de 1000W de potência, com um custo de aquisição de R\$ 498,00 no site Connect Parts, Figura 9, o qual possui uma vida útil de 10 anos.

Para a fonte de armazenamento, foi escolhida a bateria com melhor custo-benefício, para este perfil de consumidor. Logo, conforme a Tabela 9, escolheu a bateria estacionária Unipower UP12120(12Ah), com o custo de R\$ 142,00. Em relação ao disjuntor, alguns componentes foram de necessária utilização, conforme Tabela 10. A soma total dos custos dos componentes do “disjuntor inteligente” foi de R\$ 365,27, pois utilizou-se apenas um disjuntor para esse perfil de consumidor (consumidor monofásico).

Dessa forma, para esse perfil de consumidor de 50 a 100 kWh, os custos totais dos equipamentos necessários para a GD com armazenamento e gerenciamento por um disjuntor inteligente, estão na Tabela 18.

Tabela 18 - Custo material para consumidor de 50 a 100 kWh

Indicações Técnicas	Quantidade Necessária	Modelo	Potência [W]	Preço Unitário	Preço Final [R\$]
Módulo	1	Canadian Solar - CS3KU	345	800	800
Bateria	1	Bateria Estac. Unipower UP12120(12Ah)	-	142	142
Inversor	1	TECH ONE	1000	499	499
Disjuntor	1	Pessoal	-	365,27	365,27
Investimento Material					1806,27

Fonte: o autor

Com a Tabela 18 verificou-se um investimento inicial de R\$ 1806,27, excluindo valores correspondentes a mão de obra de uma empresa contratada.

A última etapa da metodologia proposta, Figura 13, são os resultados. Estes, são determinados pela análise da viabilidade econômica utilizando os indicadores de investimento. Para os consumidores de 50 a 100 kWh, a Tabela 19 mostra os custos de energia tanto da Tarifa Convencional quanto da Tarifa Branca.

Tabela 19 - Custos na Tarifa Branca e Convencional (50 a 100 kWh)

Concessionária	Custo Tarifa Convencional	Custo Tarifa Branca	Fora ponta	Intermediária	Ponta
RGE SUL	88,09	80,93	50,27	8,49	22,17
CPFL SUDESTE	83,00	83,10	48,03	9,04	26,02
COELBA NORDESTE	76,55	77,56	40,10	9,26	28,19

Fonte: o autor

A partir da Tabela 19, percebe-se que os gastos de energia, quando da escolha pela Tarifa Branca, foram reduzidos em relação a escolha pela Tarifa Convencional. Sendo assim, seguindo a proposta do trabalho que é o abastecimento no período de Ponta e Intermediário, através da GD, esses consumidores conseguirão ter uma maior economia mensal. A economia anual, se este perfil de consumidores utilizarem a energia armazenada nas baterias no período de ponta e intermediária, foi determinada pela equação (13). Os resultados são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 - Economia anual para perfil de 50 a 100 kWh

Concessionária	RGE SUL	CPFL	COELBA
Economia	R\$ 453,92	R\$ 419,64	R\$ 437,33

Fonte: o autor

Os valores da Tabela 18 e Tabela 20, são dados de base para os cálculos dos indicadores de investimento *payback*, VPL e TIR. O período considerado, para o cálculo desses indicadores foi de 20 anos, pois, geralmente, é a vida útil dos módulos fotovoltaicos.

O valor de investimento material total da Tabela 18 entra como ano 0, sendo assim um dado de investimento inicial. Os valores econômicos presentes na Tabela 20, servem como economia anual durante os 20 anos de aplicação. E a Tabela 16 de durabilidade vale também para este perfil de consumidor. Sendo assim, segue a Tabela 21, que mostra os resultados dos indicadores de investimento para consumidores das três regiões em estudo.

Tabela 21 - análise econômica através dos indicadores

	Cachoeira do Sul- RS	Santos-SP	Salvador-BA
<i>Payback</i>	4 anos	5 anos	5 anos
VPL	R\$ 788,49	R\$ 573,88	R\$ 684,63
TIR	23%	21%	22%
TMA assumida	15%	15%	15%

Fonte: o autor

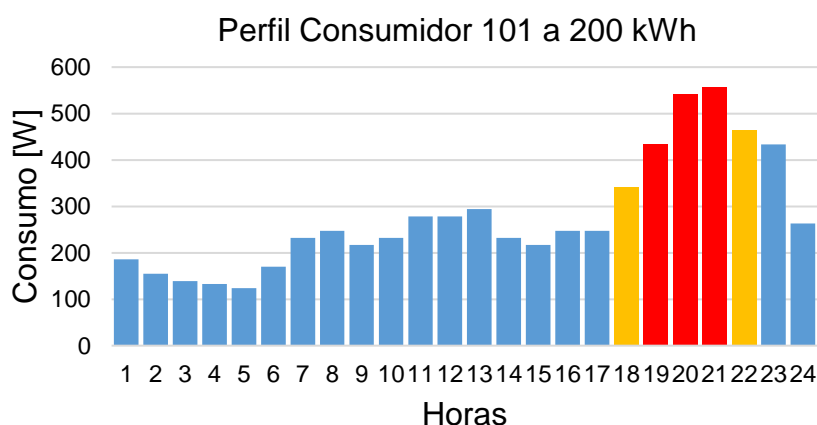
Então, com a análise da Tabela 21, verificou-se que, para os perfis de consumidores de 50 a 100 kWh, é viável adquirir o sistema de abastecimento nos períodos de ponta e intermediária através da GD com painéis PV e armazenamento, proposto no trabalho. O motivo foi muito satisfatório porque o valor do *Payback*, tempo

de retorno de investimento, foi muito baixo, o VPL mostrou-se positivo as regiões estudadas e a porcentagem da TIR foi superior a TMA, tornando-se esse investimento viável.

4.3 Estudo de caso III – para consumidor de 101 a 200 kWh

A curva de carga da classe de 101 a 200 kWh é representada pela média horária de amostras reais (SANTOS, 2014). Esse consumidor teve um consumo mensal de 199,97 kWh. Este caso resultou no perfil típico diário para consumidores residenciais apresentado na Figura 17.

Figura 17 - Perfil diária para consumidor de 101 a 200 kWh



Fonte: Santos (2014)

Nota-se na Figura 17, que o consumo maior está nos horários onde o custo de energia em Tarifa Branca é mais caro, resultando em valores maiores na conta de energia e um comportamento mais uniforme de consumo durante o dia. Após a definição da curva de carga, é determinado o local, conforme a metodologia representada na Figura 13.

Como havia sido comentado nos estudos de caso anteriores, a influência do local escolhido se dá pela aplicação dos preços das tarifas de energia, tanto da escolha pela Tarifa Convencional quanto da Tarifa Branca e pela influência da radiação solar. Nesse estudo de caso são utilizados os mesmos locais do estudo de caso I e II.

O terceiro passo da metodologia é a relação dos custos dos equipamentos, onde novamente foi necessário analisar economicamente os painéis, os inversores, as baterias e o disjuntor.

Dos 7 painéis analisados, Tabela 5, também foi escolhido o painel Canadian Solar CS3KU, Figura 8, pois a potência de 345W mostrou-se a mais indicada para aplicação. Esse painel solar tem um custo de R\$ 800,00 e uma vida útil de aproximadamente 20 anos.

Para determinar o inversor, foi utilizado o mesmo modelo dos estudos de caso I e II, pois é o que possui melhor custo-benefício. Conforme a Tabela 6, o mais atrativo é o modelo Tech One de 1000W de potência, com um custo de aquisição de R\$ 498,00 no site Connect Parts, Figura 9, o qual possui uma vida útil de 10 anos.

Para a fonte de armazenamento, foi escolhido a bateria com o melhor custo-benefício para este perfil consumidor. Na Tabela 9, o modelo estacionário Heliar Freedom DF300 apresentou a melhor alternativa, onde possui o valor de R\$ 177,00. Para obtenção do custo do disjuntor, houve um acréscimo em relação aos estudos de caso I e II, onde o disjuntor é monofásico. Nesse terceiro estudo, foi considerado que esse consumidor necessita de um dispositivo trifásico, logo, utilizou-se também os dados da Tabela 10, porém foram necessários 3 disjuntores, o qual tem um custo final de R\$ 1095,81, comprando os equipamentos no site USINAINFO.

Dessa forma, para esse perfil de consumidor de 201 a 400 kWh, os custos totais dos equipamentos necessários para a GD com armazenamento e gerenciamento, estão na Tabela 22.

Tabela 22 - Custo material para consumidor de 101 a 200 kWh

Indicações Técnicas	Quantidade Necessária	Modelo	Potência [W]	Preço Unitário	Preço Final [R\$]
Módulo	2	Canadian Solar - CS3KU	345	800	1600
Bateria	1	Bateria Estac. Heliar Freedom DF300 (40Ah)	-	177	177
Inversor	1	TECH ONE	1000	499	499
Disjuntor	3	Pessoal	-	1085,27	1095,81
Investimento Material					3371,81

Fonte: o autor

Através da Tabela 22, verificou-se um investimento inicial de R\$ 3371,81, excluindo valores correspondentes a mão de obra de uma empresa contratada.

A última etapa da metodologia proposta, Figura 13, são os resultados, os quais são determinados pela análise da viabilidade econômica utilizando os indicadores de investimento. Para os consumidores de 101 a 200 kWh, a Tabela 23 mostra os custos de energia tanto da Tarifa Convencional quanto da Tarifa Branca.

Tabela 23 - Custos na Tarifa Branca e Convencional (101 a 200 kWh)

Concessionária	Custo tarifa convencional	Custo da tarifa branca	Fora ponta	Intermediária	Ponta
RGE SUL	113,79	104,55	64,93	10,97	28,63
CPFL SUDESTE	107,21	107,34	62,04	11,68	33,61
COELBA NORDESTE	98,88	100,19	51,80	11,97	36,41

Fonte: o autor

A partir da Tabela 23, percebe-se que os gastos de energia quando da escolha pela Tarifa Branca, foram reduzidos em relação a escolha pela Tarifa Convencional. Sendo assim, seguindo a proposta do trabalho, que é o abastecimento no período de Ponta e Intermediário, esses consumidores conseguirão ter uma maior economia mensal. A economia anual, se este perfil de consumidores utilizarem a energia armazenada nas baterias no período ponta e intermediário, foi determinado pela equação (13). Os resultados são apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 - Economia anual para perfil de 201 a 400 kWh

Concessionária	RGE SUL	CPFL	COELBA
Economia	R\$ 586,34	R\$ 542,05	R\$ 564,90

Fonte: o autor

Os valores da Tabela 22 e Tabela 24, são dados de base para os cálculos dos indicadores de investimento *payback*, VPL e TIR. O período considerado, para o cálculo dos indicadores, foi de 20 anos, pois geralmente é a vida útil dos módulos fotovoltaicos.

O valor de investimento material total da Tabela 22 entra como ano 0, sendo assim um dado de investimento inicial. Os valores econômicos presentes na Tabela 24, servem como economia anual durante os 20 anos de aplicação. E a Tabela 16 de durabilidade vale também para este perfil de consumidor. Sendo assim, segue a

Tabela 25, que mostra os resultados dos indicadores de investimento para consumidores das três regiões em estudo.

Tabela 25 - Análise econômica através dos indicadores caso II

	Cachoeira do Sul- RS	Santos-SP	Salvador-BA
<i>Payback</i>	7 anos	7 anos	7 anos
VPL	R\$ 21,43	-R\$ 255,79	-R\$ 112,74
TIR	15%	14%	14%
TMA assumida	15%	15%	15%

Fonte: o autor

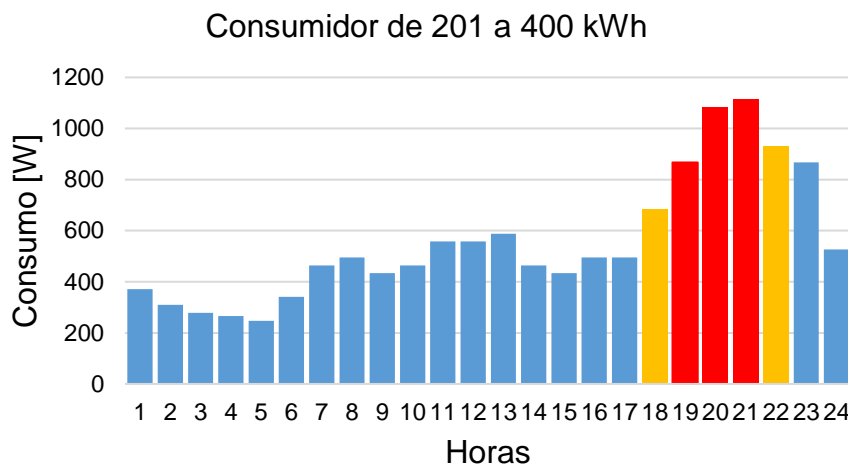
A partir da análise da Tabela 25, verificou-se que, para os perfis de consumidores de 101 a 200 kWh, é inviável adquirir o sistema de abastecimento nos períodos de ponta e intermediária através da GD com painéis PV e armazenamento, proposto no trabalho, para as regiões de Santos-SP e Salvador-BA. Isso ocorreu porque o VPL resultou em valores negativos e a TIR com porcentagem inferior a TMA. Porém para consumidores de Cachoeira do Sul, teve um comportamento arriscado adquirir o sistema, visto que os valores do VPL e TIR comportaram-se perto do limite para investimento. O *payback* para ambas regiões teve um prazo de recuperação de 7 anos, sendo um tempo de retorno razoável.

Dessa forma, para este perfil de consumidor a proposta do trabalho tornou-se inviável, visto que para ser aceito, todos os indicadores de investimento devem possuir um comportamento positivo.

4.4 Estudo de caso IV - para consumidor de 201 a 400 kWh

A curva de carga da classe de 201 a 400 kWh é representada pela média horária de amostras reais (SANTOS, 2014). Esse consumidor teve um consumo mensal de 399,9 kWh. Este caso resultou no perfil típico diário para consumidores residenciais apresentado na Figura 18.

Figura 18- Perfil diário consumidor de 201 a 400 kWh



Fonte: Santos (2014)

Nota-se na Figura 18, que o consumo maior está nos horários onde o custo de energia em Tarifa Branca é mais caro, resultando em valores maiores na conta de energia e um comportamento mais uniforme de consumo durante o dia. Após a definição da curva de carga, é determinado o local, conforme a metodologia representada na Figura 13.

Como havia sido comentado nos estudos de casos anteriores, a influência do local escolhido se dá pela aplicação dos preços das tarifas de energia, tanto da escolha pela Tarifa Convencional quanto da Tarifa Branca e pela influência da radiação solar. Nesse estudo de caso são utilizados os mesmos locais do estudo de caso anteriores.

O terceiro passo da metodologia é a relação dos custos dos equipamentos, onde novamente é necessário analisar economicamente os painéis, os inversores, as baterias e o disjuntor.

Dos 7 painéis analisados, Tabela 5, também foi escolhido o painel Canadian Solar CS3KU para este estudo de caso, Figura 8, pois a potência de 345W mostrou-se a mais indicada para aplicação. Esse painel solar tem um custo de R\$ 800,00 e uma vida útil de aproximadamente 20 anos. Para determinar o inversor, foi utilizado o mesmo modelo para todos os estudos, pois foi o que possuiu melhor custo-benefício. Segundo a Tabela 6, o mais atrativo é o modelo Tech One de 1000W de potência, com um custo de aquisição de R\$ 498,00 no site Connect Parts, Figura 9, o qual possui uma vida útil de 10 anos.

Para a fonte de armazenamento, foi escolhido a bateria com o melhor custo-benefício para este perfil consumidor. A partir da Tabela 9, foi escolhida a bateria estacionária Heliar Freedom DF 500, a qual tem o valor de R\$ 238,00. Para obtenção do disjuntor, houve um acréscimo na quantidade utilizada nos estudos de caso I e II. Nesse quarto estudo, foi considerado que esse consumidor necessita de um dispositivo trifásico, logo, utilizou-se também os dados da Tabela 10, porém foram necessários 3 disjuntores, o qual tem um custo final de R\$ 1095,81, comprando os equipamentos no site USINAINFO.

Com isso, para esse perfil de consumidor de 201 a 400 kWh os custos totais dos equipamentos necessários para a GD com armazenamento e gerenciamento, estão na Tabela 26.

Tabela 26 - Custo material para consumidor de 201 a 400 kWh

Indicações Técnicas	Quantidade Necessária	Modelo	Potência [W]	Preço Unitário	Preço Final [R\$]
Módulo	4	Canadian Solar - CS3KU	345	800	3200
Bateria	1	Bateria Estac. Heliar Freedom DF300 (40Ah)	-	238	238
Inversor	1	TECH ONE	1000	499	499
Disjuntor	3	Pessoal	-	1085,27	1095,81
Investimento Material					5032,81

Fonte: o autor

A partir da Tabela 26, verificou-se um investimento inicial de R\$ 5032,81, excluindo valores correspondentes a mão de obra de uma empresa contratada.

A última etapa da metodologia proposta, Figura 13, são os resultados, os quais são determinados pela análise da viabilidade econômica utilizando os indicadores de investimento.

Para os consumidores de 201 a 400 kWh, a Tabela 27 mostra os custos de energia tanto da Tarifa Convencional quanto da Tarifa Branca.

Tabela 27 - Custos na Tarifa Branca e Convencional (201 a 400 kWh)

Concessionária	Custo tarifa convencional	Custo da tarifa branca	Fora ponta	Intermediária	Ponta
RGE SUL	352,36	323,72	201,07	33,98	88,67
CPFL SUDESTE	401,08	397,71	229,89	43,28	124,53
COELBA NORDESTE	306,18	310,25	160,42	37,07	112,75

Fonte: o autor

Através da Tabela 27, percebe-se que os gastos de energia quando da escolha pela Tarifa Branca, foram reduzidos em relação a escolha pela Tarifa Convencional. Sendo assim, seguindo a proposta do trabalho, que é o abastecimento no período de Ponta e Intermediário, através da GD, esses consumidores conseguirão ter uma maior economia mensal. A economia anual, se este perfil de consumidores utilizarem a energia armazenada nas baterias no período de ponta e intermediário, foi determinada pela equação (13). Os resultados são apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 - Economia anual para perfil de 201 a 400 kWh

Concessionária	RGE SUL	CPFL	COELBA
Economia	R\$ 1815,53	R\$ 2054,30	R\$ 1749,09

Fonte: o autor

Os valores da Tabela 26 e Tabela 28, são dados de base para os cálculos dos indicadores de investimento: *payback*, VPL e TIR. O período considerado, para o cálculo desses indicadores, foi de 20 anos, pois geralmente é a vida útil dos módulos fotovoltaicos.

O valor de investimento material total da Tabela 26 entra como ano 0, sendo assim um dado de investimento inicial. Os valores econômicos presentes na Tabela 28, servem como economia anual durante os 20 anos de aplicação. E a Tabela 16 de durabilidade vale também para este perfil de consumidor. Sendo assim, segue a Tabela 29, que mostra os resultados dos indicadores de investimento para consumidores das três regiões em estudo.

Tabela 29 - Análise econômica através dos indicadores caso IV

	Cachoeira do Sul- RS	Santos-SP	Salvador-BA
<i>Payback</i>	3 anos	3 anos	3 anos
VPL	R\$ 6001,46	R\$ 7495,99	R\$ 5585,59
TIR	35%	40%	34%
TMA assumida	15%	15%	15%

Fonte: o autor

Analisando a Tabela 29, verificou-se que, para os perfis de consumidores de 201 a 400 kWh, é viável adquirir o sistema de abastecimento nos períodos de ponta e intermediária através da GD com painéis PV e armazenamento, proposto no trabalho. O motivo deu-se porque o valor do *payback*, prazo de retorno de investimento, foi curto, 3 anos, o VPL mostrou-se positivo para ambas regiões estudadas e a porcentagem da TIR foi superior a TMA, tornando-se esse investimento viável.

Por outro lado, para ambos os quatro casos verificou-se a viabilidade quando da opção do consumidor permanecer em Tarifa Convencional sem utilizar a GD com armazenamento ou se o mesmo optar por utilizar a Tarifa Branca com GD e armazenamento. Dessa forma, é pertinente realizar esse comparativo.

4.5 Comparativo entre Tarifa Convencional sem GD e Tarifa Branca com GD

Para realização desse comparativo, foi realizado o cálculo do VPL para verificar se a melhor opção para os consumidores é a permanência na Tarifa Convencional ou a mudança para a Tarifa Branca com GD. Neste comparativo, o fator resultante na análise são os custos, então a opção que possuir o menor valor para o VPL, será a melhor.

4.5.1 Consumidor abaixo de 50 kWh

Para esta análise, é utilizado os dados de Tarifa Convencional e Tarifa Branca com GD da Tabela 14 e Tabela 13, para valores de equipamentos da GD. Com isso, verificando a relação de custos ao longo de 20 anos e aplicando uma taxa de juros de 8%, chegou-se nos seguintes valores comparativos da Tabela 30.

Tabela 30 - Cálculo do VPL para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador (abaixo de 50 kWh)

Cachoeira do Sul		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 5185,02	R\$ 5011,53
Santos		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 4018,23	R\$ 4355,99
Salvador		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 4505,39	R\$ 4653,71

Fonte: o autor

Através da análise da Tabela 30, verificou-se que a melhor opção para consumidores com perfil abaixo de 50 kWh, para Cachoeira do Sul, é a migração para Tarifa Branca com GD, pois ao longo de 20 de análise, com uma TMA de 8%, os valores dos custos foram inferiores quando comparados a permanência em Tarifa Convencional. Para consumidores de Santos e Salvador, a melhor opção é permanência em Tarifa Convencional.

4.5.2 Consumidor de 50 a 100 kWh

Para esta segunda análise, é utilizado os dados de Tarifa Convencional e Tarifa Branca com GD da Tabela 19 e Tabela 18, para valores de equipamentos da GD. Com isso, verificando a relação de custos ao longo de 20 anos e aplicando uma taxa de juros de 8%, chegou-se nos seguintes valores comparativos da Tabela 31.

Tabela 31 - Cálculo do VPL para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador (50 a 100 kWh)

Cachoeira do Sul		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 10379,72	R\$ 8167,62
Santos		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 9779,54	R\$ 7904,07
Salvador		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 9019,19	R\$ 6970,00

Fonte: o autor

Através da análise da Tabela 31, verificou-se que a melhor opção para consumidores com perfil de 50 a 100 kWh, para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador

é a migração para Tarifa Branca com GD, pois, ao longo de 20 de análise com uma taxa de juros de 8%, os valores dos custos foram inferiores quando comparados a permanência em Tarifa Convencional.

4.5.3 Consumidor de 101 a 200 kWh

Para esta terceira análise, é utilizado os dados de Tarifa Convencional e Tarifa Branca com GD da Tabela 23 e Tabela 22, para valores de equipamentos da GD. Com isso, verificando a relação de custos ao longo de 20 anos e aplicando uma taxa de juros de 8%, chegou-se nos seguintes valores comparativos da Tabela 32.

Tabela 32 - Cálculo do VPL para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador (101 a 200 kWh)

Cachoeira do Sul		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 13407,61	R\$ 10781,50
Santos		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 12632,35	R\$ 10441,07
Salvador		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 11650,19	R\$ 9234,53

Fonte: o autor

Através da análise da Tabela 32, verificou-se que a melhor opção para consumidores com perfil de 101 a 200 kWh, para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador, é a migração para Tarifa Branca com GD, pois ao longo de 20 anos de análise com uma taxa de juros de 8%, os valores dos custos foram inferiores quando comparados a permanência em Tarifa Convencional.

4.5.4 Consumidor de 201 a 400 kWh

Para esta quarta análise, é utilizado os dados de Tarifa Convencional e Tarifa Branca com GD da Tabela 27 e Tabela 26, para valores de equipamentos da GD. Com isso, verificando a relação de custos ao longo de 20 anos e aplicando uma taxa de juros de 8%, chegou-se nos seguintes valores comparativos da Tabela 33.

Tabela 33 - Cálculo do VPL para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador (201 a 400 kWh)

Cachoeira do Sul		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 41515,18	R\$ 29301,20
Santos		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 47255,23	R\$ 32696,99
Salvador		
	Convencional	Tarifa Branca+GD
VPL	R\$ 36073,52	R\$ 24511,86

Fonte: o autor

Através da análise da Tabela 33, verificou-se que a melhor opção para consumidores com perfil de 201 a 400 kWh, para Cachoeira do Sul, Santos e Salvador é a migração para Tarifa Branca com GD, pois, ao longo de 20 anos de análise com uma taxa de 8%, os valores dos custos foram inferiores quando comparados a permanência em Tarifa Convencional.

Para deixar claro os resultados obtidos através dos estudos de caso e do comparativo entre Tarifa Branca e Tarifa convencional, a Tabela 34 e a Tabela 35 demonstram um resumo das análises realizadas.

Tabela 34 - Viabilidade em adquirir o sistema proposto

Análise do Sistema	Consumidores (kWh)
Viável	50 a 100; 201 a 400
Inviável	Abaixo de 50; 101 a 200

Fonte: o autor

A partir da Tabela 34, concluiu-se que, para perfil de consumidor entre 50 a 100 kWh e 201 a 400 kWh, é viável adquirir o sistema proposto, em um período de 20 anos. Para perfil de consumidor abaixo de 50 kWh e entre 101 a 200 kWh, a proposta é inviável.

Tabela 35 - Situação de Migração ou Permanência nos tipos de Tarifas

Situação	Consumidores
Permanecer em Tarifa Convencional	Abaixo de 50 kWh (Santos e Salvador)
Migrar para Tarifa Branca com GD	Todos outros tipos de Consumidores

Fonte: o autor

Através da Tabela 35, concluiu-se que, consumidores abaixo de 50 kWh para a cidade de Santos e Salvador, a melhor opção economicamente é a permanência em Tarifa Convencional. Para todos outros tipos de consumidores apresentados nesse trabalho, a melhor opção mostrou-se a migração para Tarifa Branca com GD e armazenamento.

4.6 Considerações finais do capítulo

Esse capítulo apresentou 4 estudos de caso com propósito de validar as etapas correspondentes da metodologia proposta, Figura 13. Primeiramente, foi analisado a viabilidade econômica da inserção da Tarifa Branca mais a GD com armazenamento, se a mesma seria possível ser paga ao longo de 20 anos de estudo. Para isso, foi usado indicadores de investimento (*payback*, VPL e TIR) para chegar nessa conclusão, e verificou-se que, para perfil de consumidores abaixo de 50 kWh e 101 a 200 kWh, mostrou-se inviável adquirir o sistema, e para perfil de 50 a 100 kWh e 201 a 400 kWh foi viável.

Além disso, para estes perfis de consumidores foi analisado a permanência em Tarifa Convencional ou a migração para Tarifa Branca com GD. Para auxiliar nos resultados, utilizou-se o VPL em ambos casos, onde concluiu-se o seguinte: para consumidores abaixo de 50 kWh, para as cidades de Santos e Salvador, a opção que tem custos menores é a permanência em Tarifa Convencional. Porém, para todas as outras faixas de consumidores (abaixo de 50 kWh para Cachoeira do Sul, 50 a 100 kWh, 101 a 200 kWh e 201 a 400 kWh), a melhor opção econômica foi a migração para Tarifa Branca com GD e armazenamento.

5 CONCLUSÕES

Os consumidores de baixa tensão são os principais responsáveis pela formação de ponta do sistema, fazendo com que o sistema elétrico tenha que expandir-se para conseguir atender a demanda nesse horário. Para isso, a ANEEL busca formas de amenizar os impactos no sistema elétrico no horário de ponta, e, assim, regulamentou através de resolução normativa, a aplicação da nova modalidade tarifária, chamada Tarifa Branca. Além disso, outra resolução normativa foi criada para a inserção da GD aos consumidores residenciais, fazendo com que eles tenham uma maior participação no sistema. Para isso ocorrer, necessita-se a substituição dos medidores analógicos por medidores eletrônicos, onde se faz fundamental a aplicação do “medidor inteligente”.

A metodologia proposta nesse trabalho propõe aos consumidores a utilização da GD de sistemas fotovoltaicos em conjunto com a Tarifa Branca. A GD seria utilizada nos horários de maior carregamento do sistema, fazendo com que haja uma redução de custos com energia elétrica para o consumidor, além dos benefícios para o sistema elétrico onde reduziria sua sobrecarga. Porém, ressalta-se necessário tomar os devidos cuidados com a adesão da nova tarifa, visto que para alguns casos poderá ocasionar redução na conta de energia elétrica, para outros pode ocorrer o inverso.

Para o desenvolvimento da metodologia foi analisado os preços das tarifas, local de instalação da GD, perfil dos consumidores, pesquisas de preços dos equipamentos necessários e o cálculo da viabilidade econômica do sistema.

Para realização da viabilidade econômica, foram realizados estudos de casos para quatro faixas de consumo, considerando 3 locais diferentes

Através desses estudos de casos, percebeu-se que houve viabilidade e inviabilidade quanto a aquisição da proposta do trabalho para os tipos de consumidores. Utilizando os indicadores de investimento *payback*, VPL e TIR, chegou-se a seguinte conclusão: para consumidores abaixo de 50 kWh e 101 a 200 kWh, a proposta mostrou-se inviável.

Entretanto, para consumidores de 50 a 100 kWh e 201 a 400 kWh, o processo foi contrário, logo este foi favorável pelos seguintes motivos: para o perfil de 50 a 100 kWh, o *payback* teve um prazo de retorno do investimento de até 6 anos. O VPL resultou em valores positivos para ambas regiões, na faixa de R\$ 250,00 a R\$ 761,00, mostrando que o investidor irá resgatar um valor acima de seu investimento inicial.

Com a TIR, resultados positivos foram alcançados pois em ambas regiões sua porcentagem foi superior a TMA, logo o projeto deve ser aceito. Para o perfil de 201 a 400 kWh, o *payback* teve um prazo de retorno de investimento em até 4 anos, sendo o menor prazo entre todos estudos de caso. O VPL resultou em valores positivos para ambas regiões, na faixa de R\$ 3850 à R\$ 7242, mostrando que o investidor resgatará um valor acima seu investimento. Com a TIR também alcançou-se um resultado positivo, pois quando comparada com TMA, as porcentagens foram superiores, logo o projeto também deve ser aceito.

Além da análise de viabilidade econômica em adquirir o sistema fotovoltaico com armazenamento, na quarta etapa da metodologia proposta, Figura 13, houve uma análise a qual tem propósito em verificar a migração dos consumidores para a Tarifa Branca com GD ou permanecer em Tarifa Convencional sem GD. Desse modo, em um período de 20 anos, com uma taxa de juros de 8%, realizou-se os cálculos do VPL para todas as faixas de consumidores, onde chegou-se nas seguintes conclusões: para consumidores abaixo de 50 kWh, para as cidades de Santos e Salvador, a opção que tem custos menores é a permanência em Tarifa Convencional. Porém, para consumidores de Cachoeira do Sul nesta faixa, a melhor opção é a mudança para Tarifa Branca com GD. Além disso, para todas as outras faixas de consumidores (50 a 100 kWh, 101 a 200 kWh e 201 a 400 kWh), a melhor opção econômica foi a migração para Tarifa Branca com GD.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestões para trabalho futuros, tem a realização da análise da viabilidade econômica para outros perfis de consumidores e outras regiões de estudo. Também é importante a realização da análise considerando os preços de mão de obra, os quais nesse estudo foram desconsiderados.

Para facilitar que qualquer usuário seja capaz de verificar se é viável ou não adquirir o sistema proposto no trabalho, é pertinente a criação de uma planilha em *Visual Basic for Applications* (VBA) no Excel, onde o consumidor possa utilizá-la em sua simulação.

REFERÊNCIAS

_____**Caderno Temático 4: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica.**

ANEEL, 2005a. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>>. Acesso em: 21 de ago. 2019.

_____**Cadernos Temáticos ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** 2ª ed. Brasília: ANEEL, 2016b. Disponível em:

<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em: 25 de ago. 2019.

_____**Resolução Normativa Nº414**, de 15 de setembro de 2010. ANEEL, 2010.

Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2019.

_____**Resolução Normativa Nº479**, de 3 de abril de 2012. ANEEL, 2012.

Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2019.

_____**Resolução Normativa nº687**, de 24 de novembro de 2015. ANEEL, 2015a.

Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011464.pdf> > Acesso em: 30 ago. 2019.

_____**Nota Técnica nº 311/2011.** SRE-SRD/ANEEL - Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica. ANEEL, 2011. Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>>. Acesso em: 3/ de ago. de 2019.

_____**Nota Técnica nº 362/2010.** Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica - Sinal econômico para a baixa tensão. ANEEL, 2010a.

Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf>. Acesso em: 27 ago. 2019.

_____**Nota Técnica nº 362/2010.** Estrutura Tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica - Sinal econômico para a baixa tensão. ANEEL, 2010b.

Disponível em:

http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf. Acesso em: 30 de out. de 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.** Módulo 1 - Introdução. Brasília. 2016, p.61

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Tarifa Branca é nova opção para os consumidores a partir de 2018.** Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/>>

/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/tarifa-branca-e-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-20-1/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 4 de Nov 2019.

AIELLO, M.; DUSTDAR, S. Are our homes ready for services? A domotic infrastructure based on the Web service stack. **Pervasive and Mobile Computing**, v. 4, n. 4, p. 506-525, ago. 2008.

Amin, S. Massoud e Wollenberg, Bruce F. **Toward a Smart Grid**. 2005, IEEE Power & Energy Magazine, pp. 34-41.

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE). **Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica**. Brasília, 13 de dezembro de 2013.

AURESIDE. Associação Brasileira de Automação Residencial. Pesquisa com integradores. 2015. Disponível em: <http://www.aureside.org.br/noticias/a-automacao-residencial-alavanca-a-demanda-por-eficiencia>. Acesso em 12 de Nov 2019.

BARROS, B. F. DE; BORELLI, R.; GEDRA, R. L. **Gerenciamento de Energia: Ações Administrativas e técnicas de uso adequado de energia elétrica**. 2a ed. São Paulo: Érica, 2014.

BLANCO-NOVOA, Óscar et al. An electricity price-aware open-source smart socket for the internet of energy. *Sensors*, v. 17, n. 3, p. 643, 2017.
ESP32 NodeMCU. Baú da Eletrônica, 2020. Disponível em: <https://www.baudaeletronica.com.br/placa-doit-esp32-bluetooth-e-wifi.html>>. Acesso em: 27 de out. de 2020.

BORDEUX-RÊGO, R. et al. **Viabilidade econômica-financeira de projetos**. 2 .ed. Rio de Janeiro: FGV, 2008. 158 p.

CARNEIRO NETO, J.A.; GAMA JÚNIOR, L.S.; SILVA CARNEIRO, L.F. IX International Symposium on Technological Innovation - ISTI. **UM MAPEAMENTO TECNOLÓGICO DA DOMÓTICA NO BRASIL**. 2018.

CARNEIRO, Rafael Kotchetkoff; VARGAS, Talles Viana; POMILIO, José Antenor. **DESENVOLVIMENTO DE TRAÇADOR DE CURVA IV PORTÁTIL PARA CARACTERIZAÇÃO DE ARRANJOS FOTOVOLTAICOS ATÉ 400V E 10A**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – Gramado, 2018.

CASAROTTO FILHO, Nelson et KOPITTKKE, Bruno Hartmut. **Análise de Investimentos**. São Paulo: Editora Atlas S/A, 1994.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, RJ: Especial 2014.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA; CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO. **Energia Solar Princípios e aplicações**. Rio de Janeiro, RJ, 2006.

CGEE - Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. **Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional**. Brasília, DF: Corporate Financial Center, 2012

Chan, M.; Estève, D.; Escriba, C.; Campo, E. **A review of smart homes-present state and future challenges**. Comput. Methods Progr. Biomed. 2008, 91, 55–81

COUTINHO, P. C.; ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. O ONS e a operação do sistema nacional – SIN. Brasília - DF. 05/03/2010.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Potencial Solar**. Rio de Janeiro, RJ, 2014.

C&D TECHNOLOGIES. **Dynasty VRLA Batteries and Their Application**. Pennsylvania. 6p.

Duarte, D. P., et al. **Brazilian Smart Grid Roadmap - An innovative methodology for proposition and evaluation of Smart Grid functionalities for highly heterogeneous distribution networks**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On , vol., no., pp.1,8, 15-17 April 2013.

Eletrobras Procel, (2011). **Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica**. Portal eletrônico: Procel Info. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf . Acesso em 20 de ago. 2019.

FIGUEIRÓ, I. C.; ABAIDE, A. R.; BERNARDON, D. P. **Smart Grid and the Challenges of the Application of an Hourly Rate for Residential Consumer in Brazil**. Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On, vol., no., pp. 1,5, 15-17 April 2013.

GRAHAM, J. R.; HARVEY, C. R. **The theory and practice of corporate finance: evidence from the field**. Journal of Financial Economics, Amsterdam, v. 60, n. 2-3, p. 187-243, 2001.

GUIDUCCI, R. D. C. N.; LIMA FILHO, J. R. D. ; MOTA, M. M. **Viabilidade econômica de sistemas de produção agropecuários**. Brasilia: Embrapa, 2012. 535 p.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**. OECD/IEA. Paris, France, 2002.

IEA – INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. Disponível em: <https://www.iea.org/statistics/electricity/>. Acesso em: 22 de out. 2019

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos no Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico**: Disponível em:

<http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/8400/1/TD_2388.pdf>. Acesso em 10 set. 2019

Kagan, N. and Gouvea, M. (2013). **Redes Elétrica Inteligentes no Brasil - Análise de custo e benefícios de um plano nacional de implantação**. SYNERGIA, Brasil.

LAMIN, H. **Medição Eletrônica em Baixa Tensão: Aspectos Regulatórios e Recomendações para implantação**. 2009. 184 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2009. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Dissertacao_Hugo_Lamin.pdf. Acesso em: 21 de ago. 2013.

LIMA, A.C. **METODOLOGIA PARA GERENCIAMENTO, PREVISÃO E MANEJO DE CARGA APLICADA A CONSUMIDORES RESIDENCIAIS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Rio Grande do Sul, 2020.

LIMA, C. F. P. et al. **Regulamentação para a Geração Distribuída em Baixa Tensão**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2010.

Mendes J. Gallante C. **Conversores CC-CA**. Faculdade da Fundação Instituto Tecnológico de Osasco. 2009. Disponível em: Acesso em: 02 set. 2019.

MEZAROBA, M.; “Sistemas de Armazenamento de Energia”, Universidade do Estado de Santa Catarina – UDESC, Novembro 2012.

MME - Ministério de Minas e Energia. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157? . Acesso em 22 out 2019.

MURATORI, José Roberto; DAL BÓ, Paulo Henrique. **Automação Residencial - Conceitos e Aplicações**, 1 ed. Belo Horizonte: Editora Educere Ltda., 2013.

NEOSOLAR ENERGIA. **Bateria solar**. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/bateria-estacionaria/bateria-solar-ate-100ah.html>>. Acesso em 23 out 2019.

NIRO, G. **Gerenciamento de Refrigeradores para Redução do Pico de Demanda em Redes Inteligentes**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)– Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011.

OLIVEIRA. M. U. M. **Domótica: a casa do futuro já presente**. Revista Especialize On-line IPOG - Goiânia - 12ª Edição Nº 012, Vol.01/2016, Dezembro. 2016.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: Inpe, 2006.

PINHO, João Tavares (Org.); GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: cepel/cresesb, 2014.

POMILIO, J. A. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2013.

PROCEL (2011). **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em: 29 ago 2019

PROTESTE. **PROTESTE explica os benefícios e os malefícios da Tarifa Branca na conta de luz**, 2017. Disponível em: <https://www.proteste.org.br/institucional/imprensa/press-release/2017/proteste-explica-os-beneficios-e-os-maleficios-da-tarifa-branca-na-conta-de-luz> >. Acesso em: 27 ago. 2019

PRUDENTE, Francesco. **Automação predial e residencial: uma introdução**. Rio de Janeiro: LTC, 2013. PRUDENTE, Francesco. **Automação predial e residencial: uma introdução**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

REBELATTO, D. A. N. **Projeto de Investimento**. 1. ed. Barueri - SP: Editora Manole, 2004. v. 01. 329p.

SAMPAIO, A.L.P. **CONSOLIDAÇÃO DE MATERIAL DIDÁTICO PARA A DISCIPLINA DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS – DISJUNTORES**. Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2012. Disponível em: <<http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10005016.pdf>>. Acesso em 22 out 2019

SANTOS, P. E. S. et al. **Simulação do impacto da aplicação das Tarifas Brancas no equilíbrio econômico financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica**. XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI), 2012.

SANTOS, L. L. C. **Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão**. Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), Santa Maria, 2014.

Schneider Electric. **Disjuntores abertos com correntes de até 6300 A e tecnologias digitais avançadas incorporadas**. Disponível em: <<https://www.se.com/br/pt/product-range-presentation/63545-masterpact-mtz>>. Acesso em 22 out 2019.

SILVA, A. L. S. **Excel Avançado: seu emprego como recurso pedagógico para o ensino da Contabilidade de Custos**. Dissertação de Mestrado da Universidade Regional Integrada do alto Uruguai e das missões. 2015.

SOLLAR Minha Energia. **Como funciona o sistema de energia solar fotovoltaica.** Disponível em: <<http://minhaenergiasollar.com.br/como-funciona.html>>. Acesso em: 9 set. 2019.

The Guardian. **Will smart home technology systems make consumers more energy efficient?**. Disponível em: <<https://www.theguardian.com/sustainable-business/smart-home-technology-energy-nest-automation>>. Acesso em: 10 Nov. 2019

TORRITI, J. **Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy.** Energy, Volume 44, Issue 1, 2012, Pag. 576-583.

UNIPOWER. **Bateria selada.** Disponível em: <<https://unipower.com.br/categoria-produto/produtos/baterias/bateria-selada/>>. Acesso em 22 out 2019.

USINAINFO Eletrônica & Robótica. Componente Eletrônicos. Disponível em: <<https://www.usinainfo.com.br/componentes-eletronicos-373>>. Acesso em: 22 jul 2020.