

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Murilo Vargas Da Cunha

**ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA
APLICADAS AOS CONSUMIDORES DE BT CONSIDERANDO A
TARIFA BRANCA E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**Santa Maria, RS
2016**

Murilo Vargas da Cunha

**ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA APLICADAS
AOS CONSUMIDORES DE BT CONSIDERANDO A TARIFA BRANCA E A
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon
Co-orientador: Prof. Dr. Diego Berlezi Ramos

Santa Maria, RS
2016

Ficha catalográfica

Cunha, Murilo Vargas da

ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA APLICADAS AOS CONSUMIDORES DE BT CONSIDERANDO A TARIFA BRANCA E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA/ Murilo Vargas da Cunha. – 2016.

100 p. ; 30cm.

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2016.

1. Consumidores Residenciais 2. Gerenciamento pelo lado da Demanda 3. Geração Distribuída 4. Tarifa Branca. 5. Software Homer. I. Bernardon, Daniel Pinheiro II. Título.

©2016

Todos os direitos autorais reservados a Murilo Vargas da Cunha. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Avenida Roraima, 1000, Prédio 10, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, 97105-900

Endereço Eletrônico: murilovcunha84@gmail.com

Murilo Vargas da Cunha

**ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA APLICADAS
AOS CONSUMIDORES DE BT CONSIDERANDO A TARIFA BRANCA E A
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 10 de junho de 2016:

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Alexandre Barin, Dr. (UFSM)

Jocemar Biasi Parizzi, Dr. (UNIPAMPA)

Santa Maria, RS
2016.

À minha família

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Professor Daniel Pinheiro Bernardon, pela disponibilidade, confiança e pelos ensinamentos que foram fundamentais para o meu crescimento profissional.

Ao professor Diego Berlezi Ramos, pelas sugestões e análises significativas para elaboração do trabalho.

Aos demais professores do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência – CEESP agradeço por todo o conhecimento compartilhado.

Aos colegas e amigos do mestrado pelas discussões, sugestões e ideias a respeito do tema do trabalho.

A todos os meus familiares pelo incentivo e compreensão nos momentos de estudos.

“A melhor maneira de nos prepararmos para o futuro é concentrar toda a imaginação e entusiasmo na execução perfeita do trabalho de hoje”.

Dale Carnegie

RESUMO

ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA APLICADAS AOS CONSUMIDORES DE BT CONSIDERANDO A TARIFA BRANCA E A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

AUTOR: Murilo Vargas da Cunha
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.
CO-ORIENTADOR: Diego Berlezi Ramos, Dr. Eng.

Esta dissertação apresenta um estudo sobre o impacto técnico e financeiro da aplicação de estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) em consumidores residenciais de BT (Grupo B), considerando a Tarifa Branca e a inserção de geração distribuída (GD). A tarifa branca por ser uma tarifa horária viabiliza a aplicação de estratégias de GLD no consumidor residencial. Como estratégias de GLD foram utilizadas as técnicas de deslocamento de carga e redução de pico, visando a manipulação do consumo no horário de ponta. Além disso, a GD foi considerada também como uma estratégia de GLD. Neste sentido, a metodologia proposta considera curvas de carga típicas por faixas de consumo, estratégias de GLD, tarifas de energia, recursos naturais, tecnologia fotovoltaica para GD e coletor solar. Como ferramenta de simulação foi utilizado o software *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (HOMER), que tem como finalidade analisar técnica e economicamente a aplicação das estratégias de GLD, explorando a Tarifa Branca e a utilização da GD. Os resultados mostraram que a combinação das estratégias de deslocamento de carga e redução de pico viabilizam o uso da tarifa branca. Já a utilização da GD devido aos custos de manutenção e operação, exigiu uma análise de sensibilidade observando a redução de custos.

Palavras-chave: Consumidores Residenciais. Gerenciamento pelo lado da Demanda. Geração Distribuída. Tarifa Branca. Software Homer.

ABSTRACT

STRATEGIES OF DEMAND-SIDE MANAGEMENT APPLIED TO LV CONSUMERS WITH WHITE HOURLY RATE AND DISTRIBUTED GENERATION

AUTHOR: Murilo Vargas da Cunha
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng.
CO-ADVISOR: Diego Berlezi Ramos, Dr. Eng.

This Master's Dissertation presents a study on the technical and financial impact of the application of strategies for Demand-Side Management (DSM) in residential consumers BT (Group B), considering the white tariff and the inclusion of distributed generation (DG). The white tariff to be an hourly tariff enables the application of DSM strategies in the residential consumer. As DSM strategies were used load shifting and peak reduction, aimed at handling consumption at peak hours. Furthermore, DG was also considered as a DSM strategy. In this sense, the proposed methodology considers typical load curves ranged by consumption levels, DSM strategies, tariffs, natural resources, photovoltaic technology to GD and solar collector. As a simulation tool was used the Hybrid Optimization Model for Electric Renewables software (HOMER), which aims to analyze technical and economic implementation of DSM strategies, exploring the white tariff and the use of GD. The results showed that the combination strategies peak reduction and load shifting enable the use of the white tariff. The results showed that the combination of the load shifting and peak reduction strategies and enable the use of the white tariff. Already the use of DG due to maintenance and operating costs, required a sensitivity analysis observing at cost reduction.

Key-words: Residential Consumers. Demand-Side Management. Distributed Generation. White Tariff. Software Homer.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Estratégias de GLD.....	23
Figura 2.2 - Resposta da Demanda no Sistema Elétrico.....	27
Figura 2.3 - Resposta a Demanda benefícios.	29
Figura 2.4 - Curva de carga de equipamentos para os consumidores residenciais no Brasil.	34
Figura 2.5 - Estratégia de GLD - Redução de Pico.	36
Figura 2.6 - Estratégia de GLD - Deslocamento de Carga.....	37
Figura 2.7 - Demonstrativo Curva de Carga e Geração Painel Solar.....	39
Figura 3.1 - Modalidade Convencional do Grupo B.....	41
Figura 3.2 - Modalidade Branca do Grupo B.....	41
Figura 3.3 - Tarifa Convencional	42
Figura 3.4 - Estrutura tarifa Horária Branca.....	43
Figura 3.5 - Postos tarifários para o Grupo B.....	43
Figura 3.6 - Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional.	44
Figura 4.1 - Diagrama esquemático do sistema proposto.	49
Figura 4.2 - Características elétricas do modelo Mitsubishi 255W.....	53
Figura 4.3 - Características elétricas do modelo JT235PCe.	54
Figura 4.4 - Características elétricas do modelo YZM230M-60.....	54
Figura 5.1 - Arquitetura da metodologia proposta.	59
Figura 5.3 - Perfil diário (dias úteis) para classe de 31 a 100 kWh.	60
Figura 5.4 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 31 a 100 kWh.....	60
Figura 5.5 - Perfil diário (dias úteis) para classe de 101 a 160 kWh.	61
Figura 5.6 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 101 a 160 kWh.....	61
Figura 5.7 - Perfil diário (dias úteis) para classe de 161 a 300 kWh.	62
Figura 5.8 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 161 a 300 kWh.....	62
Figura 5.9 - Perfil diário (dias úteis) para classe de 301 a 500 kWh.	63
Figura 5.10 - Perfil diário (sábados, domingo e feriados) para classe de 301 a 500 kWh.....	63
Figura 5.11 - Perfil diário (dias úteis) para classe acima de 500 kWh.....	63
Figura 5.12 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe acima de 500 kWh.....	64
Figura 5.16 - Componentes utilizados na simulação.....	67
Figura 5.17 - Diagrama do Sistema em Estudo – Utilizando o Software Homer.	68

Figura 5.18 - Radiação solar em Santa Maria.....	70
Figura 5.19 - Radiação Solar diária mês de março	70
Figura 5.20 - Propriedades técnicas e econômicas do painel utilizado	71
Figura 5.21 - Propriedades técnicas e econômicas da bateria.....	72
Figura 5.22 - Detalhes das propriedades técnicas da bateria	73
Figura 5.23 - Propriedades técnicas e econômicas do conversor	74
Figura 6.1 - Relação de estudos de casos.	75
Figura 6.2 - Perfil Diário com aplicação GLD (Deslocamento de Carga) para classe de 301 a 500 kWh	77
Figura 6.3 - Perfil Diário com aplicação GLD (Deslocamento de Carga) para classe de 301 a 500 kWh	78
Figura 6.4 - Perfil Diário com aplicação GLD (Redução de Pico) para classe de 301 a 500 kWh	78
Figura 6.5 - Perfil Diário Combinação Estratégias GLD para classe de 301 a 500 kWh	79
Figura 6.6 - Perfil Diário Combinação Estratégias GLD para classe de 301 a 500 kWh.....	79
Figura 6.7 - Simulação da tarifa branca para Santa Maria, faixa de consumo de 301 a 500 kWh.....	80
Figura 6.8 - Simulação faixa de consumo de 301 a 500 kWh com Análise de Sensibilidade.....	81
Figura 6.9 - Análise Gráfica de Sensibilidade.....	82
Figura 6.10 - Análise de Sensibilidade Potência Solar e Custo Operação Manutenção.....	83
Figura 6.11 - Resumo do fluxo de caixa para faixa de consumo de 301 a 500 kWh.....	84
Figura 6.12 - Fluxo de caixa para faixa de consumo de 301 a 500 kWh.....	84
Figura 6.13 - Produção média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 301 a 500 kWh	85
Figura 6.14 - Perfil de geração e perfil de carga para faixa de consumo de 301 a 500 kWh.....	85
Figura 6.15 - Perfil diário (dias úteis) para carga utilizando coletores solares.....	86
Figura 6.16 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para carga com coletores solares.....	86
Figura 6.17 - Resultados considerando coletor solar para faixa de consumo de 161 a 300kWh.....	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Percentual Composição de Consumo na Ponta.....	35
Tabela 3.1 - Fatores para Construção da Tarifa.....	41
Tabela 5-2 - Valor das tarifas de energia elétrica da concessionária AES SUL.	64
Tabela 6.1 - Simulações para faixa de consumo de acordo com a estratégia de GLD considerada.....	76
Tabela 6.2 - Melhor resultado para cada faixa de consumo de acordo com a estratégia de GLD	88

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

AES SUL – AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S. A.

AMI – Advanced Metering Infrastructure

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AP – Audiência Pública

BT – Baixa Tensão

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

DC - Deslocamento de Carga

E – Energia

EFP – Energia Fora de Ponta

EI – Energia Intermediária

EP – Energia de Ponta

GD – Geração Distribuída

GLD - Gerenciamento pelo Lado da Demanda

ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

HOMER – Hybrid Optimization Model for Electric Renewables

NREL – National Renewable Energy Laboratory

NT – Nota Técnica

PV – Fotovoltaico

PROCEL - Programa Brasileiro de Conservação de Energia Elétrica

RN – Resolução Normativa

RD - Resposta da Demanda

RP - Redução de Pico

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SINPHA - Sistema de Informações de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos

TE – Tarifa de Energia

TOU – Time of use

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA	14
1.2	OBJETIVOS	17
1.2.1	Objetivo Principal	17
1.2.2	Objetivos secundários	17
1.3	CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO	17
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	18
2	GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA.....	20
2.1	CONCEITO E CATEGORIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA – GLD.....	20
2.2	ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA	21
2.3	EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DE GLD EM RESIDÊNCIAS.....	23
2.4	O GLD NO AMBIENTE DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES.....	25
2.4.1	Resposta da Demanda	25
2.4.1.1	<i>Resposta da Demanda com Infraestrutura de Medição Avançada.....</i>	<i>30</i>
2.4.1.2	<i>Resposta da demanda no Brasil e no Mundo.....</i>	<i>31</i>
2.5	ESTRATÉGIAS DE GLD APLICADAS NO TRABALHO.....	34
2.5.1	Estratégia de GLD Redução de Pico.....	36
2.5.2	Estratégia de GLD Deslocamento de Carga.....	37
2.5.3	Geração Distribuída.....	38
3	TARIFA HORÁRIA.....	40
3.1	CONCEITO DE TARIFA HORÁRIA BRANCA.....	43
3.2	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS COM TARIFAS HORÁRIAS	45
4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BT	48
4.1	ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	50
4.2	EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	51
4.3	TECNOLOGIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE FONTE SOLAR.....	52
4.3.1	Painéis fotovoltaicos utilizados para uso residencial.....	53
4.3.2	Sistemas de armazenamento	55
4.3.3	Conversor CC/CA – Inversores	56
4.3.4	Coletor solar para aquecimento de água	56
5	METODOLOGIA PROPOSTA	58
5.1	ANÁLISE DO PERFIL DE CARGA	60
5.1.1	Carga para classe de 31 a 100 kWh	60
5.1.2	Carga para classe de 101 a 160 kWh	61

5.1.3	Carga para classe de 161 a 300 kWh	61
5.1.4	Carga para classe de 301 a 500 kWh	62
5.1.5	Carga para classe acima de 500 kWh	63
5.2	TARIFAS DE ENERGIA DA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA	64
5.3	ESTRATÉGIAS DE GLD	65
5.4	SOFTWARE HOMER	66
5.4.1	Painel Fotovoltaico	69
5.4.2	Bateria	72
5.4.3	Conversor CC/CA – Inversor	73
5.5	PARÂMETROS DA SIMULAÇÃO.....	74
6	RESULTADOS E ANÁLISE DE RESULTADOS	76
6.1	ANÁLISE DE CUSTOS DA UTILIZAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DE GLD	76
6.1.1	Resultados Faixa de 301 a 500 kWh	77
6.1.1.1	<i>Estratégia de GLD Deslocamento de carga para classe de 301 a 500 kWh</i>	77
6.1.1.2	<i>Estratégia de GLD Redução de Pico para classe de 301 a 500 kWh</i>	78
6.1.1.3	<i>Combinação Estratégias de GLD Deslocamento de Carga e Redução de Pico para classe de 301 a 500 kWh</i>	79
6.1.1.4	<i>Resultados Software Homer para classe de 301 a 500 kWh</i>	80
6.1.1.5	<i>Análise de Sensibilidade para utilização de GD</i>	81
6.2	CENÁRIO CONSIDERANDO COLETOR SOLAR.....	86
6.3	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS.....	87
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	89
7.1	CONCLUSÕES.....	89
7.2	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	91
7.3	TRABALHOS PUBLICADOS	91

1 INTRODUÇÃO

1.1 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A sociedade atual solicita volumes cada vez maiores de energia elétrica pois conforme dados históricos fornecidos no Balanço Energético Nacional (BEN) de 2015, a geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 590,5 TWh em 2014, resultado 3,4% superior ao de 2013. Nesse sentido, a fim de reduzir os impactos de uma demanda crescente de energia, devem-se estabelecer medidas para ajudar os consumidores a serem mais eficientes no seu uso.

Dessa forma, recentemente no Brasil, a Agência nacional reguladora de energia elétrica (ANEEL), adotou novas resoluções que incentivam o uso de geração distribuída pelos consumidores de baixa tensão - BT, bem como a aplicação de tarifa horária de consumo, denominada Tarifa Branca (ANEEL, 2012).

Dentro desse contexto, tem-se o gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), implicando no planejamento e implementação de ações que motivam o consumidor a mudar a sua curva de carga.

Para uma melhor viabilidade e otimização de um programa de GLD, é importante a integração com as redes inteligentes *Smart Grids*, pois o monitoramento em tempo real da carga, tanto por parte da concessionária quanto do próprio consumidor, auxiliam na tomada de decisão, que aliada à Tarifa Branca, por exemplo, possibilita deslocar o consumo de energia de determinados equipamentos para horários em que a tarifa de energia é mais barata.

No entanto, a ampliação da oferta de energia deve ser feita de forma a integrar tecnologias e metodologias, na busca de um menor impacto ambiental e ao mesmo tempo o fornecimento de energia elétrica de qualidade. Com efeito, a geração de energia elétrica nos últimos tempos, ganhou a possibilidade de uma maior proximidade do consumidor final junto ao menor impacto ambiental, através da geração distribuída de fontes renováveis (CGEE, 2012).

A oferta da geração distribuída (GD) tornou-se mais flexível no Brasil quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a resolução normativa 482 de 17 de abril de 2012, atualizada pela resolução 687 de 15 de novembro de 2015. Esta trata da microgeração e minigeração distribuída, regulamentando a instalação

da GD de pequeno porte, em que o consumidor produz eletricidade a partir de fontes renováveis e pode ser classificado como microgeração ou minigeração, dependendo da potência dos geradores.

A energia gerada pelo consumidor é conectada a rede pública de distribuição e é utilizada para amortizar a energia consumida da concessionária. Caso a energia produzida for superior a consumida, o produtor recebe um crédito que pode ser usado na fatura do mês seguinte. Esse crédito é válido por 60 meses (ANEEL, 2015e).

Em relação à tarifação de energia elétrica, anteriormente somente ao consumidor de média e alta tensão (Grupo A), ofertavam-se tarifas e valores diferenciados de forma sazonal (horários ponta e fora de ponta e período seco ou úmido). Estas regras incentivam o uso racional de energia quando o seu custo é mais elevado.

Para racionalizar o consumo energético a ANEEL criou a tarifa horária branca, limitando o uso de energia elétrica no horário de maior carregamento do sistema, tornando-a mais cara nesse horário para o consumidor de BT.

A modalidade tarifária branca tem caráter opcional, ou seja, o consumidor de BT pode optar pela modalidade convencional ou pela horária branca. Porém, a iluminação pública e o mercado de baixa renda não podem optar pela tarifa horária branca (ANEEL, 2011), pelo fato de terem tarifação diferenciada.

A Tarifa Branca apresenta três modalidades diferentes para horários de consumo, um custo menor nos horários em que o sistema é menos utilizado pelo consumidor e uma mais cara para o horário de maior pico de consumo no país. O terceiro valor fica nos horários intermediários.

Com a criação da tarifa branca e com o incentivo da GD, aumenta-se a necessidade do sistema elétrico de potência de adaptar-se. Isso exige uma infraestrutura que possibilite o fornecimento de energia elétrica com modicidade tarifária, fontes intermitentes de energia e fluxo bidirecional de informações. Isso provocará mudanças significativas no sistema elétrico, que transformará a rede elétrica em um sistema de redes inteligentes (*Smart Grids*) (CGEE, 2012).

O conceito de Smart Grid ainda é, de certa forma, ambíguo. Usualmente, contém componentes com as seguintes características (MASTERS, 2013):

- Possibilidade de numerosos atributos de automação dos sistemas de distribuição que permitem a observabilidade, a controlabilidade e a capacidade de adaptação e auto-reparo automático.
- Acomoda e facilita o uso de fontes renováveis, geração distribuída, sistemas de calor e potência elétrica combinadas, e armazenamento em ambos os lados do medidor.
- Habilita e encoraja a resposta de demanda e o GLD através da integração de medidores inteligentes, aplicações inteligentes, informações de consumidores e programas de incentivo.
- Antecipa e estimula protocolos de recarga de veículos elétricos para possibilitar os agendamentos de carregamento inteligentes e possível fluxo bidirecional de energia do veículo para a rede.

A Smart Grid pode ser compreendida como a rede elétrica que utiliza tecnologia digital avançada para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real com fluxo de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia e o cliente final (CGEE, 2012).

Com as *redes inteligentes*, possibilita-se a aplicação de GLD como a Resposta a Demanda - RD. Nestes casos, a manipulação da carga do consumidor, incluindo o desligamento automático, a recondução energética, retardo na ativação e ciclos de carga, é realizado pela própria concessionária a distância, por meio de redes inteligentes.

O propósito deste trabalho é analisar o emprego de estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda considerando a aplicação da Tarifa Branca e a Geração Distribuída nos consumidores residenciais de BT. Os estudos são realizados para diferentes classes e faixas de consumo, explorando como tecnologia de geração distribuída a geração fotovoltaica.

A metodologia adotada utiliza as tarifas de energia elétrica de acordo com a região a ser considerada, bem como a coleta de amostras de curvas de cargas reais para cada faixa de consumo e o traçado da curva média das amostras. Através de uma análise na região onde se pretende inserir a GD são observados os recursos naturais, como a radiação solar e, após, escolhidas as tecnologias de GD (painéis solares, conversores e baterias).

A partir desses dados faz-se a configuração do sistema de GD conectado a rede de energia elétrica usando o software Homer, bem como, a alteração na curva

de carga conforme a estratégia de GLD aplicada, para a realização das simulações. Para as simulações também é analisado o sistema de GD juntamente com a utilização do aquecedor solar independente para aquecimento de água para banho.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Principal

Desenvolver uma metodologia para avaliar a viabilidade técnica e econômica do gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) em conjunto com o novo sistema tarifário (Tarifa Branca) e a inserção da geração distribuída em consumidores residenciais de BT, considerando as variações das cargas ao longo do dia através de curvas típicas de carga.

1.2.2 Objetivos secundários

- Desenvolver a configuração do sistema de GD conectado a rede de energia elétrica no software Homer;
- Realizar a previsão de demanda horária diária do sistema através da modelagem das cargas por curvas típicas de carga;
- Analisar as potências injetadas no sistema através das curvas de geração das fontes alternativas;
- Identificar programas de GLD para consumidores residenciais de BT;
- Simular a aplicação de programas de GLD em consumidores residenciais de BT;
- Analisar os resultados para a escolha da alternativa mais econômica que seja capaz de suprir a demanda de energia elétrica.

1.3 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Considera-se como principais contribuições deste trabalho: Estudo sobre a nova resolução tarifária – Tarifa Branca;

- Simulação da inserção de GD na rede de distribuição de BT;

- Avaliação da aplicação de estratégias de GLD para consumidores de BT;
- Metodologia de análise da viabilidade técnica e econômica do emprego da Tarifa Branca e Geração Distribuída nos consumidores de BT, incluindo gerenciamento de carga pelo lado da demanda.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho é organizado como segue:

O capítulo 2 apresenta uma contextualização sobre o Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD. Apresentam-se as estratégias de GLD enfatizando os consumidores residenciais, apresentando a Resposta da Demanda - RD como técnica de GLD e sua aplicação, considerando Infraestrutura de Medição Avançada - AMI. Neste Capítulo também realiza-se uma contextualização sobre Resposta da Demanda no âmbito internacional e nacional.

O capítulo 3 mostra assuntos relacionados à nova modalidade tarifária para os consumidores de BT (Tarifa Branca), a estrutura tarifária Brasileira e a caracterização da Tarifa Branca. Também é realizada uma abordagem de experiências internacionais com utilização de tarifas horárias.

O capítulo 4 explana a regulamentação da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica, tipos de tecnologias utilizadas para minigeração e microgeração, vantagens e desvantagens da energia solar o funcionamento de dessa tecnologia de geração e o coletor solar utilizado.

O capítulo 5 aborda as etapas para a elaboração da metodologia proposta, organizada em cinco tópicos: determinação da curva de carga, da tarifa de energia elétrica, das estratégias de GLD, das tecnologias de GD e aplicação do software Homer. A metodologia é utilizada para avaliar os efeitos da aplicação das estratégias de GLD, considerando a Tarifa Branca em conjunto com a inserção da GD nos consumidores residenciais.

O capítulo 6 apresenta os resultados por meio de cenários, que são compostos por curvas de cargas, tipo de estratégia de GLD aplicada para cada classe de consumo, tipo de tecnologia GD a ser utilizada e um comparativo entre a utilização da tarifa convencional com a Tarifa Branca em relação ao custo da energia para o consumidor. É realizada uma análise de sensibilidade em relação aos custos

das fontes GDs para apresentar um cenário em que a utilização de GD se torna viável economicamente.

Por fim, o capítulo 7 apresenta as considerações finais, assim como propostas de trabalhos futuros.

2 GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

2.1 CONCEITO E CATEGORIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA – GLD

Segundo Gellings (1985), o Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) refere-se ao planejamento, a implementação e o monitoramento de ações da concessionária destinadas a influenciar o uso de energia elétrica dos consumidores de forma a produzir alterações desejadas na curva de carga. Estas atividades incluem: Gerenciamento de carga, conservação estratégica, eletrificação, geração de energia pelo lado do consumidor, substituição de equipamentos obsoletos por mais eficientes e estratégias para o crescimento da participação no mercado.

Podem-se classificar os programas de GLD em duas categorias (GARCIA, 2002):

- GLD direto: a concessionária determina as cargas a serem reduzidas ou desconectadas do sistema, através de um contrato de interrupção com o consumidor
- GLD indireto: o próprio consumidor remaneja sua demanda, influenciado por sinais de preços gerados pela concessionária .

O GLD direto permite o controle direto da carga, pois possibilita ligar e desligar equipamentos específicos, fora e durante os períodos de pico de demanda e eventos críticos. As aplicações mais comuns são em equipamentos de climatização, aparelhos de aquecimento (em geral, de água), podendo ser pausados e religados.

Como exemplo de GLD direto, tem-se a Resposta da Demanda - RD que tem como objetivo principal a redução da demanda de pico para evitar emergências do sistema. De maneira genérica, é quando o consumidor ajusta seu padrão de consumo no espaço e no tempo em resposta a algum estímulo. A natureza deste estímulo pode ser a variação de preços, outros incentivos econômicos, contratos, um pacto social (MAURER, 2009).

A implementação da RD é feita através de dispositivos eletrônicos que comunicam com a concessionária de energia, e que recebem comandos para desligar as cargas a eles conectadas, de acordo com a solicitação da concessionária

ou com a variação da tarifa de energia; essa é a principal diferença entre uma RD e um sistema comum de gerenciamento de demanda (BERNARDON et al, 2015).

O GLD indireto é composto por programas que não permitem o controle direto da carga pela concessionária. Apenas modifica-se a curva de carga do consumidor através de mudanças nos hábitos de consumo e controle de carga por parte do consumidor. Como exemplo, pode-se citar a tarifa branca que incentiva, por parte da concessionária, o deslocamento do seu pico de demanda para horários onde o preço da energia é reduzido.

Conforme suposto por Campos (2004) as tarifas incentivadas são o elemento mais importante em muitos programas GLD, pois podem ser o programa em si e/ou o direcionador econômico e motivador para incentivar alternativas de GLD.

2.2 ESTRATÉGIAS DE GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

Independentemente da categoria do programa de GLD, direto ou indireto, as estratégias aplicadas para moldar a curva de carga são as mesmas, pois o que muda de uma categoria para outra é apenas a figura do controlador que dá o comando para alterar a curva de carga. O consumidor no caso do GLD Indireto e a concessionária no GLD Direto.

Nesse sentido, seis estratégias para moldar a curva de carga são descritas por Gellings (1985): conservação estratégica, crescimento estratégico da carga, curva de carga flexível, deslocamento de carga, preenchimento de vales e redução do pico.

Além das estratégias propostas pelo autor acima citado, esta dissertação apresenta como mais uma estratégia para moldar a curva de carga a Geração Distribuída por parte do consumidor, proveniente de energia solar.

Abaixo são descritas cada uma dessas estratégias semelhante a Gellings (1985).

a) Redução de pico (peak clipping):

Uma das formas mais clássicas de gerenciamento de carga. Ele é definido como a redução da carga de ponta, conseguido geralmente através do controle direto de carga (desligamento de aparelhos do consumidor). Algumas empresas consideraram o controle direto de carga apenas durante os dias mais prováveis de pico do sistema. Mas pode ser usado para reduzir o custo de operação e a

dependência de fatores como combustíveis na geração térmica e da água da geração hidrelétrica.

b) Conservação estratégica (strategic conservation):

É a mudança na curva de carga através do incentivo à troca de equipamentos de uso final por equipamentos mais novos e eficientes. É adotado pelas concessionárias programas para estimular a mudança no padrão de uso de energia elétrica, a fim de reduzir a demanda não somente no horário de ponta, mas durante as outras horas do dia.

c) Preenchimento de vales (valley filling):

Este método incentiva preencher os vales existentes fora do horário de pico, ou seja, faz o consumidor utilizar mais energia elétrica no período em que a concessionária disponibiliza energia elétrica mais barata. Como consequência pode se ter a redução dos custos de serviço, pois distribui os custos fixos de capacidade sobre uma base maior de venda de energia.

d) Crescimento estratégico da carga (strategic load growth):

É o crescimento da carga que incentiva a substituição de equipamentos ineficientes baseados em combustíveis fósseis por equipamentos de tecnologias baseadas em eletricidade. Isso provoca o crescimento global das vendas, estimulado pela empresa, além de beneficiar todos os consumidores.

e) Curva de carga flexível (flexible load shape):

É um conceito relacionado à confiabilidade. No planejamento futuro, que deve englobar o estudo da oferta e da demanda, a carga poderá ser flexível se forem dadas aos consumidores opções de qualidade do serviço, que variam conforme o preço. Este programa envolve carga não interruptível, gerenciamento integrado da energia e aparelhos individuais de controle.

f) Deslocamento (Mudança) da carga (load shifting):

Esta técnica de gerenciamento incentiva o deslocamento da carga do horário de pico para o horário fora do pico. Desse modo, essa técnica combina os efeitos do corte de ponta e do preenchimento de vale.

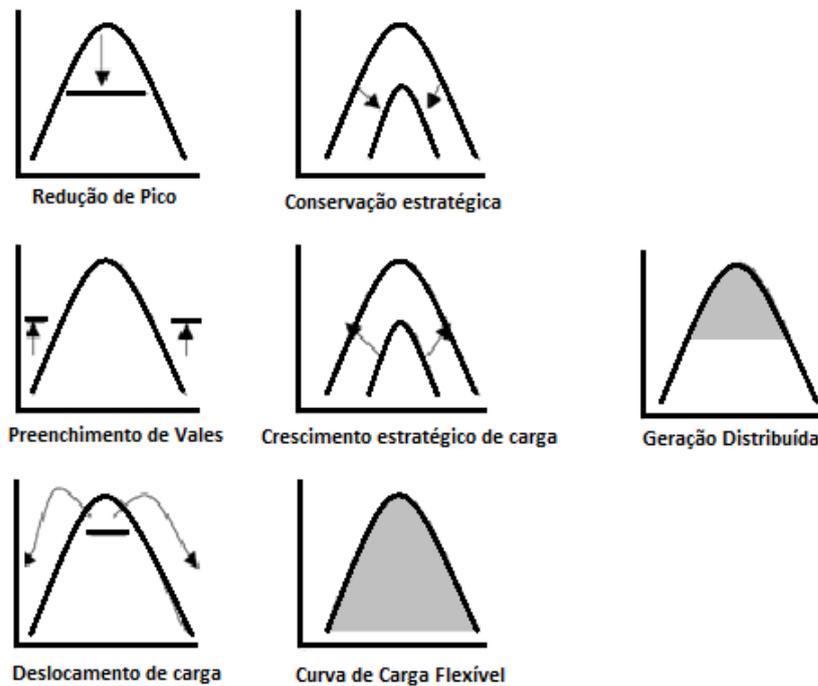
Possui um motivador financeiro, pois impõe tarifas mais caras no horário de pico e tarifas mais baratas no momento de menor carregamento do sistema, motivando a transferência de carga para esse horário.

g) Geração Distribuída (Distributed Generation):

Se caracteriza como uma geração de menor potência localizada próxima à carga, e independe da tecnologia de geração, pode ser utilizada para suprir a energia fornecida pela concessionária no período em que esta é mais cara ou na sua falta.

Na figura 2.1 são apresentadas de forma gráfica cada uma das estratégias.

Figura 2.1 - Estratégias de GLD.



Fonte: Adaptado de (GELLINGS, 1985).

Diante das sete estratégias de GLD apresentadas acima, esse trabalho propõe a utilização de três para o consumidor e residencial de BT. As estratégias escolhidas são a de deslocamento de carga, redução de pico e GD.

2.3 EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DE GLD EM RESIDÊNCIAS

O diferencial do presente trabalho é a aplicação de estratégias de GLD aos consumidores residenciais de baixa tensão, considerando a tarifa branca e a geração distribuída de fonte solar. Nesse sentido, apresenta-se alguns exemplos de aplicação de GLD em residências.

Para Torriti (2012) um dos programas mais comuns de GLD consiste na utilização de tarifas horárias, onde os consumidores são cobrados pela utilização de energia de forma diferente dependendo da hora do dia em que utilizam. O trabalho do autor avalia os impactos das tarifas horárias em um conjunto de dados de usuários residenciais da Província de Trento no norte da Itália considerando mudanças na demanda de energia elétrica, redução de preços, pico de carga, deslocamento de pico de demanda de energia elétrica a nível da subestação.

Gottwalt et al. (2011) apresentam um algoritmo que simula o deslocamento de carga de eletrodomésticos residenciais considerando tarifas horárias na Alemanha, utilizando controladores inteligentes, porém mostram que uma família individual possui baixos benefícios para investir em equipamentos inteligentes. Os autores concluem que uma simples mudança de tarifa única para tarifas horárias não necessariamente fornece incentivos monetários suficientes para as famílias investirem em aparelhos inteligentes e tecnologia GLD.

Matallanas et al. (2012) os autores utilizaram Redes Neurais Artificiais - RNAs juntamente com Algoritmos Genéticos para implementar um sistema de GLD na área residencial considerando GD de fonte solar, um sistema de armazenamento de energia elétrica, ligação à rede e um sistema de automação residencial. Os autores destacam que os resultados mostram que as RNAs são capazes de implementar um sistema de GLD que atenda às necessidades dos usuários e que este conceito está relacionado com a ideia de auto-consumo de energia local. O sistema GLD implementado, utilizou a estratégia de deslocamento de carga, que maximizou o consumo de energia gerado pelos Painéis Solares aumentando o auto-consumo.

Já Kallel, et al. (2015) desenvolveram um algoritmo utilizando técnicas de GLD para estudar a influência do perfil da carga residencial sobre a performance de um sistema híbrido isolado composto por painel fotovoltaico/ geração a diesel e banco de baterias. Essa estratégia foi usada para reduzir o tamanho dos componentes do sistema de energia, melhorar a utilização da energia renovável, como também aumentar o tempo de vida da bateria, e reduzir o consumo de combustível e emissão de CO₂ proveniente do funcionamento do gerador a diesel. Os resultados das simulações mostraram a eficácia do algoritmo de controle proposto com o GLD em dois cenários de simulação. O primeiro apresenta uma simulação de dois dias típicos de verão e inverno, permitindo a observação de diferentes detalhes técnicos e da instantânea evolução de energia de cada

componente do sistema. O segundo apresenta simulações anuais que validam o sistema de energia eficiente.

Moura e Almeida (2010) utilizaram dados históricos de disponibilidade solar, vento e hidráulica em um modelo multi-objetivo, a fim de otimizar a complementaridade entre as fontes renováveis e o impacto econômico de medidas de GLD e Resposta da Demanda.

Bouhou, et. al. (2015) desenvolveram uma análise empírica dos ganhos de eficiência energética residencial considerando as implicações do gerenciamento pelo lado da demanda. Para isso, utilizaram vários equipamentos de uso final como ar-condicionado. Os resultados indicaram relativa influência no desempenho de medidas do lado da demanda, quando utilizado um termostato programável. Dentro do espaço condicionado, os resultados demonstram que o aprimoramento técnico consistente leva a economia de energia líquida.

2.4 O GLD NO AMBIENTE DAS REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

Com o advento das redes elétricas inteligentes, se torna viável uma atuação maior da concessionária sobre a carga do consumidor, uma vez que, as redes inteligentes propiciam uma comunicação a distância entre consumidor e concessionária.

Dessa forma, cresce a oportunidade de aplicação de programas de GLD como a Resposta da Demanda - RD, que se caracteriza pela manipulação da carga por parte da concessionária através de sistemas telecomandados.

2.4.1 Resposta da Demanda

A Resposta da Demanda - RD é a redução da demanda de pico para evitar situações de emergência do sistema, podendo ser uma alternativa mais econômica do que a utilização de geração de pico na tentativa de atender ocasionais picos de demanda (EARLE et al, 2009). É a forma de contribuição do consumidor para o equilíbrio do sistema.

Conforme Silva (2013) qualquer infraestrutura na qual seja possível a ocorrência de congestionamentos devido a sua alta frequência de uso estaria sujeita

à aplicação da resposta à demanda, pois o objetivo da RD é diminuir o consumo nos momentos críticos e deslocá-lo para os períodos que o consumo histórico é menor.

As principais razões para incentivar os consumidores a participar de programas de RD variam de economia monetária, à aspiração para ajudar a evitar apagões, a um senso de responsabilidade. Na outra ponta, várias preocupações e incertezas desencorajam os clientes de participar em programas de RD (SIANO, 2014).

Segundo Maurer (2009), muitos países vêm adotando tarifas (e outros mecanismos) que tem incentivado a resposta da demanda. Nos últimos anos o tema vem recebendo atenção desde a sequência de crises que abalaram o setor elétrico em 2001 seguidas de blackouts nos EUA e Europa. O interesse tem aumentado devido às redes inteligentes, mudanças climáticas e redução de gases de efeito estufa, facilitado pela emergência de tecnologias avançadas a custos decrescentes com medidores inteligentes, comunicação e internet.

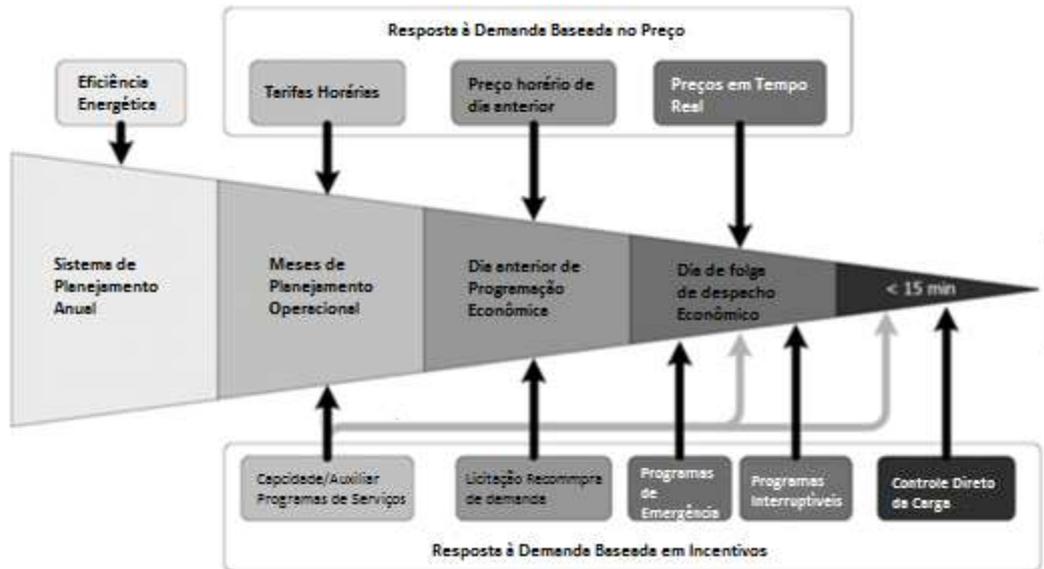
Para Leite (2015) o impacto do gerenciamento da RD e o comportamento dos consumidores devem ser modelados e previstos pelas regras de preço e procedimentos de premiação para determinados períodos de tempo que podem ser incorporados em algoritmos de modelagem e previsão de cargas.

Já Faria e Vale (2011) dividem os programas de RD em dois grupos: a resposta da demanda com base em preço e resposta da demanda baseada em incentivos, conforme apresentado na figura 2.2.

- Resposta à demanda baseada no preço: está relacionado com as mudanças de consumo de energia por parte dos clientes em resposta às variações nos seus preços de compra. Este grupo inclui o tempo de uso (TOU), preços em tempo real (RTP) e preços de pico. As contas de energia podem ser reduzidas conforme ajusta-se o tempo do uso da energia, tendo vantagens de preços mais baixos em alguns períodos e redução do consumo quando os preços são elevados. Atualmente, a resposta a programas de RD com base em preços, ajustando o tempo de consumo é inteiramente voluntária.
- Resposta à demanda baseada em incentivos: inclui programas que dão aos clientes incentivos fixos ou variáveis, adicional a tarifas de energia elétrica. Estes podem ser estabelecidos pelas concessionárias, e, em

alguns desses programas há penalidade aos clientes que não atendem aos termos contratuais.

Figura 2.2 - Resposta da Demanda no Sistema Elétrico.



Fonte: Adaptado de (FARIA; VALE, 2011).

O preço da eletricidade, a participação dos clientes, o incentivo e os valores determinados para penalidade dos programas de RD cooperam para definição da demanda dos consumidores. Nesse sentido a modelagem matemática ajuda reguladores e formuladores de políticas de mercado avaliarem o impacto dos preços no mercado e as condições do sistema operacional. Logo para a elasticidade-preço da demanda flexível foi desenvolvido por Moghaddam, Abdollahi e Rashiieinejad (2011) um modelo matemático para calcular a elasticidade de cada programa de RD com base no preço da eletricidade antes e depois da implementação de programas de RD. A fim de avaliar o desempenho do modelo proposto estudos numéricos foram conduzidos sobre o perfil de carga da rede interligada iraniana no dia de pico anual do ano de 2007.

Para Greening (2010) deve-se fornecer condições contratuais que se encaixam na estrutura do mercado como "exigibilidade" pelo operador de sistema e de resposta em tempo que atendam às necessidades de despacho do sistema. A estrutura tarifária da resposta à demanda é composta:

- *Real Time Price* (RTP) taxa na qual o preço da eletricidade tipicamente varia a cada hora, refletindo as mudanças no preço do atacado; podendo os clientes serem notificados com um dia ou uma hora de antecedência; os consumidores são incentivados durante o tempo todo a alterar sua demanda de energia, contribuindo para o equilíbrio do mercado, o aumento da segurança do sistema e a diminuição dos picos;
- *Time-of-Use* (TOU) Envolve a definição de preços diferenciados por períodos de tempo pré-definidos: sejam horas do dia, dias da semana ou períodos do ano;
- *Critical Peak Pricing* (CPP) Envolve a junção dos programas RTP e TOU; Acrescenta uma taxa extra a uma tarifa do tipo TOU em períodos críticos de pico do sistema, notificadas em curtíssimo prazo pela distribuidora.

Ainda para Faria e Vale (2011), os Benefícios da RD são a redução de consumo em horários determinados, o aumento de confiabilidade, aumento de eficiência do sistema e da segurança, redução nos investimentos em novas instalações e a redução do custo global de energia. As concessionárias estão tendo novas iniciativas, reconhecendo o valor de RD para a confiabilidade da rede e para a melhoria da eficiência dos mercados à vista.

Já para Aghaei e Alizadeh (2013) os benefícios da RD podem ser avaliados conforme figura 2.3 em sete categorias: Econômico, precificação, gestão de risco e confiabilidade, eficiência de mercado, menor custo do sistema elétrico e de serviços, serviços ao cliente e benefícios ambientais. Os benefícios econômicos podem ser classificados entre as mais importantes vantagens da RD. Do ponto de vista dos clientes, descontos aceitáveis pode ser alcançados nas faturas de energia, se os clientes diminuïrem seu padrão de consumo, afirmado em disposições contratuais.

Figura 2.3 - Resposta a Demanda benefícios.



Fonte: Adaptado de (AGHAEI; ALIZADEH, 2013)

Conforme Siano (2014) a RD é obtida através da aplicação de uma variedade de recursos, incluindo a geração distribuída, carga despachável, armazenamento e outros recursos que podem contribuir para modificar a potência fornecida pela rede principal. Programas de RD usam frequentemente mecanismos para induzir os consumidores a reduzir a demanda, a fim de limitar a demanda de pico; no entanto, eles também podem suportar o aumento da demanda durante os períodos de alta produção e baixa demanda. Tecnologias de controle de automação e monitoramento são fundamentais para gerenciar processos de uso de energia.

Para Siano (2014) há três maneiras mudar o uso da energia:

- reduzindo seu consumo de energia por meio de estratégias de redução de efetivas de carga;
- movendo-se o consumo de energia para um horário diferente;
- usando geração local de energia, limitando assim a sua dependência da rede principal.

2.4.1.1 Resposta da Demanda com Infraestrutura de Medição Avançada

A expressão Infraestrutura de Medição Avançada (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*) é utilizada em diferentes áreas de fornecimento e consumo de recursos, como eletricidade, gás e água. As AMI envolvem todos os elementos necessários para medição e comunicação entre consumidores e concessionárias ou fornecedores. A comunicação, nesse caso, é bidirecional e permite, por exemplo, que uma concessionária envie ao consumidor o valor financeiro da energia em tempo real (BERNARDON et al, 2015).

Para Bernardon et al. (2015), entre as vantagens das AMI estão à possibilidade de acompanhamento da fatura em tempo real pelo consumidor, detecção rápida de falhas de medição e perdas não técnicas, respostas rápidas à necessidade de restabelecimento e a criação de perfil do consumidor para programas de Resposta da Demanda.

Segundo Walawalkar et al. (2010) algumas das tecnologias para permitir a RD no segmento residencial e comercial é o *ZigBee* habilitado para sistemas RD: sistemas de resposta de demanda para monitorar o uso de energia em casas está entre as mais promissoras de novas tecnologias. Essa tecnologia que está levando uma nova onda a automação residencial é um padrão de rede sem fio de baixa potência projetada para controlar e monitorar aplicações. As empresas de serviços públicos estão avaliando redes de infraestrutura de medição avançada (AMI) para fornecer comunicação de duas vias entre a casa e utilitários através de medidores inteligentes sem fio.

As Redes Home (Hans) estão sendo adotadas por proprietários de casas para o controle de entretenimento, pois o *ZigBee* é a tecnologia sem fio que ajuda a conectar redes e Hans AMI. Isso pode permitir que proprietários de casas e utilitários se comuniquem em tempo real e gerenciar o consumo de energia (WALAWALKAR et al, 2010).

A base da Infraestrutura de Medição Avançada é o Medidor Inteligente (*Smart Meter*), que pode ser considerado como uma evolução dos medidores automatizados. A principal característica dos medidores inteligentes é a comunicação bidirecional, que torna viável medição em tempo real e recebimento de comandos da concessionária de energia (BERNARDON et al, 2015).

Para Greening (2010) um dos principais custos de um programa de resposta da demanda é o medidor eletrônico que monitora o consumo, desconecta e conecta consumidores a distância através de software e enviam alarmes à concessionária em caso de problemas. A preocupação com a instalação de medidores eletrônicos é a segurança dos dados.

A utilização de um sistema inteligente de medição envolve uma grande quantidade de transferência de dados entre consumidor a concessionária, os medidores inteligentes e os equipamentos conectados na rede. Estes dados são confidenciais e seu acesso deve ser restrito. Devido a essa confidencialidade, diretrizes de segurança devem ser formuladas para transmissão, coleta, armazenamento e manutenção dos dados de consumo de energia.

2.4.1.2 Resposta da demanda no Brasil e no Mundo

Conforme Maurer (2009) o Brasil tem usado instrumentos de resposta da demanda via preço ou outros mecanismos, tarifas horo-sazonais, contratos interrompíveis, aumento dos níveis tarifários médios e impostos, encargo de P&D, mercado atacadista de energia. As tarifas horo-sazonais são comuns em muitos países, levando a um notável desperdício no uso de capital como, por exemplo, a Arábia Saudita, com usinas que operam 20 horas por ano.

Na ausência de sinais de preços, são comuns medidas de redução da carga. Tarifa média U\$ 0.05 contra custo marginal de geração de US 30 cents/kWh, em alguns casos, países adotam significativos aumentos tarifários médios em épocas de crise, como a Uganda, triplicando de US 6 para US 18 cents/kWh usando da “força bruta,” pelo menos para cobrir custos totais e reduzir o impacto fiscal (MAURER, 2009).

No México muitos programas de eficiência energética são motivados por redução de gases de efeito estufa com menos ênfase no potencial de GLD, exemplo do desenho original do programa de iluminação e refrigeração eficientes (MAURER, 2009).

Outro exemplo no Brasil surge com o Despacho nº 1.365/2015, a partir de 2015, no qual foi implementado o Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,025 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,045 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

O sistema de bandeiras é aplicado por todas as concessionárias conectadas ao Sistema Interligado Nacional (ANEEL, 2015).

Também têm-se a Tarifa Branca que é uma opção de tarifa que sinaliza aos consumidores a variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo, é oferecida para as instalações em baixa tensão (ANEEL, 2015a).

Para Maurer (2009) Os EUA é um dos países mais avançados em termos de resposta da demanda, o *peak-constrained* é a chave para operar o sistemas. A resposta da demanda é conseguida via mecanismos de preços, cortes ou combinações. Múltiplas experiências piloto mostram que existe elasticidade de preço para consumidores residenciais, e, que os mesmos respondem de maneira efetiva. Há centenas de programas, mecanismos, atores, incentivos e tarifas – desde operadores de sistema até agregadores de redução de carga. Algumas medidas simples são extremamente eficazes, como por exemplo o “*cycling*” de ar condicionados gerando serviços auxiliares de rapidíssima resposta.

Já para Faria e Vale (2011) a RD não está sendo tão bem sucedida como se esperava no contexto de mercados competitivos. Em alguns casos, a implementação do mercado de energia causou uma redução na participação da demanda. No gerenciamento de carga dos Estados Unidos diminuiu 32% entre 1996 e 2006 por causa dos fracos serviços de gestão de carga oferecidos pelas concessionárias. Isso pode ser explicado pela redução de 10% do dinheiro gasto em programas de gerenciamento de carga desde 1990.

No Reino Unido programas de RD específicos estão em vigor há alguns anos. Os setores industriais e comerciais, os usuários de energia intensiva são capazes de combinar o tempo de uso e/ou contratos interruptíveis com fornecedores. Da mesma forma, o Operador do Sistema pode contrair tais grandes usuários diretamente como parte de suas atividades de balanceamento de rede. No outro extremo da escala, estima-se que cerca de 4,5 milhões de consumidores do Reino Unido fazem uso de tarifas de energia diferenciadas. Trata-se de programas oferecendo aos clientes a

opção de obter tarifas de eletricidade com desconto à noite (TORRITI; HASSAN; LEACH, 2010).

Segundo Bradley, Leach e Torriti (2013) a introdução de medidores inteligentes no Reino Unido trará oportunidades para RD que permitirão uma melhor capacidade de executar o equilíbrio na geração de energia eólica. O argumento econômico para usar medidores inteligentes para fornecer RD para o equilíbrio parece ser positiva para o Reino Unido em 2025. O Reino Unido foi um dos países onde os benefícios líquidos esperados em 2025 foram previstos para ser mais alto. Deve notar-se que a dimensão desses benefícios líquidos são mais de 200 milhões de euros (durante um ano).

A Itália é o país europeu com a maior numero de medidores de inteligentes. Nos programas de RD interruptíveis os participantes são obrigados a reduzir a sua carga com os valores pré-definidos, e o operador têm a possibilidade de desligar remotamente equipamentos dos participantes. Os participantes de programas interruptíveis que não respondem podem enfrentar sanções, e são aplicados para grandes indústrias (TORRITI; HASSAN; LEACH, 2010).

Já na Alemanha, as concessionárias começaram distribuir na década de 1960 as instalações de aquecimento para armazenamento na noite, a fim de construir a estrutura de fornecimento de eletricidade conhecida hoje. Sem esse tipo de resposta à demanda, a geração de eletricidade atual da Alemanha, com grande participação de estações de energia de carga de base, como usinas nucleares e de carvão não poderia ter sido realizado. Ao operar sistemas de aquecimento de armazenamento da noite, eles são cobrados durante o período noturno, com baixa demanda (STADLER, 2008).

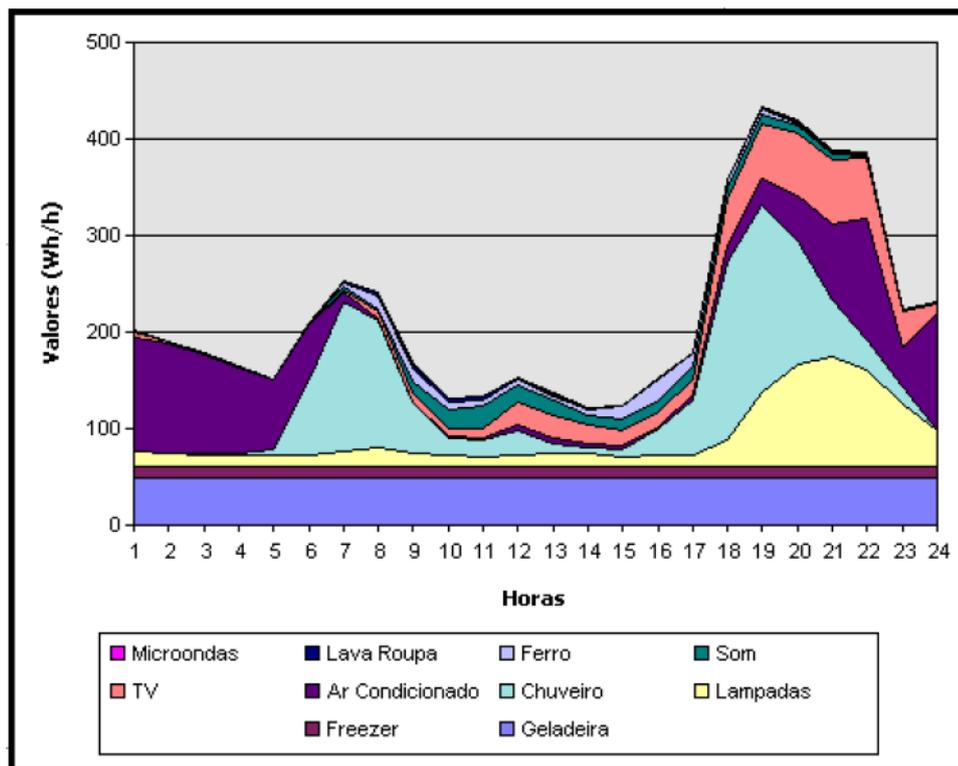
Na Austrália, programas de RD têm sido implementadas por entidades do mercado, como os prestadores de serviços de rede, bem como distribuidores de energia elétrica. No entanto, RD ainda está em sua fase inicial. Devido a muitos desafios tais como falta de vontade dos clientes para participar de RD, a falta de conhecimento e treinamento suficiente, a falta de instalações adequadas e barreiras de mercado, tais como as políticas de mercado e taxas de registro (MAHMOUDI; SAHA; EGHBAL, 2014).

2.5 ESTRATÉGIAS DE GLD APLICADAS NO TRABALHO

Para direcionar as estratégias de GLD a serem aplicadas, é importante a caracterização das cargas residenciais, o conhecimento sobre os hábitos de consumo do consumidor o uso do sistema de distribuição, assim como a utilização de seus equipamentos.

A Figura 2.4 representa a Curva de Carga horária do consumidor residencial no Brasil, considerando os aparelhos eletrodomésticos. Nesta curva, observa-se que o eixo Y é dado em (Wh/h), e representa a fração que cada equipamento é utilizado no período considerado. Nota-se, também a influencia da televisão, do chuveiro elétrico e do ar condicionado na ponta do sistema.

Figura 2.4 - Curva de carga de equipamentos para os consumidores residenciais no Brasil.



Fonte: (ANEEL 2010a)

De acordo com ANEEL (2010a), no Brasil foi realizado um estudo que apresenta o chuveiro elétrico como equipamento responsável por 43% do consumo de energia no horário de ponta dos consumidores residenciais.

Ainda nesse mesmo estudo é apresentado o percentual do consumo de equipamentos como ar-condicionado, som e ferro de passar, os quais permitem a possibilidade de serem desligados no horário de ponta sem trazer maiores mudanças ao consumidor. Na Tabela 2.1 pode-se verificar esta informação.

Tabela 2.1 - Percentual Composição de Consumo na Ponta

EQUIPAMENTOS	PERCENTUAL DE PARTICIPAÇÃO NO CONSUMO FINAL	PERCENTUAL DE COMPOSIÇÃO NA PONTA
Chuveiro	24%	43%
Iluminação	14%	17%
Geladeira/Freezer	27%	14%
Televisor	9%	13%
Ar condicionado	20%	7%
Som	3%	2%
Ferro	3%	2%

Fonte: (ANEEL, 2010a).

Para cada perfil de consumidor é identificado um tipo de carga padrão. Por exemplo, os consumidores residenciais que se caracterizam por um comportamento de consumo relativamente uniforme durante o dia e um consumo crescente durante o período da noite, criando o pico do sistema.

Mesmo em um programa de Resposta da Demanda - RD, em que o controle da carga é feito a distância pela concessionária, através de dispositivos telecomandados, as estratégias para moldar a curva de carga, podem ser as mesmas aplicadas pelo consumidor em um programa de GLD indireto.

Logo, observa-se que as estratégias para moldar a curva de carga independem da categoria do programa de GLD, direto ou indireto. Assim o trabalho apresenta apenas as estratégias aplicadas para moldar a curva de carga nos estudos.

Em função da significativa participação do chuveiro na demanda de horário de ponta e do ferro de passar nesse horário, escolheu-se estes equipamentos como carga a ser deslocada do horário de ponta para o horário fora de ponta. Paralelo a

isto se observou a possibilidade de desligar equipamentos no horário de ponta como o ar-condicionado e som.

Nesse sentido, das estratégias de GLD detalhadas por Gellings (1985), foram escolhidas para aplicação neste trabalho a de redução de pico e deslocamento de carga. Adicionalmente este trabalho trás também como estratégia de GLD a Geração Distribuída.

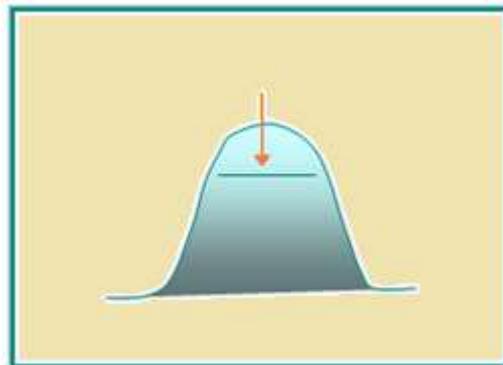
A utilização da GD é prioridade para o horário de ponta, de modo que o consumo pela rede de energia elétrica se concentre nos horários fora-ponta e intermediário.

2.5.1 Estratégia de GLD Redução de Pico

Em virtude dos dados apresentados na Tabela 2.1, como estratégia de GLD, foi utilizada a técnica de redução de pico Figura 2.5 , na qual o percentual de consumo de energia no horário de ponta de equipamentos como ar-condicionado e o som pôde ser zerado, pois são cargas que não se caracterizam como de necessidade básica para o consumidor no horário de ponta.

Conforme a Tabela 2.1, a soma do consumo de energia no horário de ponta dos equipamentos de ar-condicionado e som é de 9%, representando uma parcela significativa, pois se trata de uma estratégia de redução de pico, uma vez que, esse percentual será reduzido não só do consumo no horário de ponta como também do consumo total.

Figura 2.5 - Estratégia de GLD - Redução de Pico.

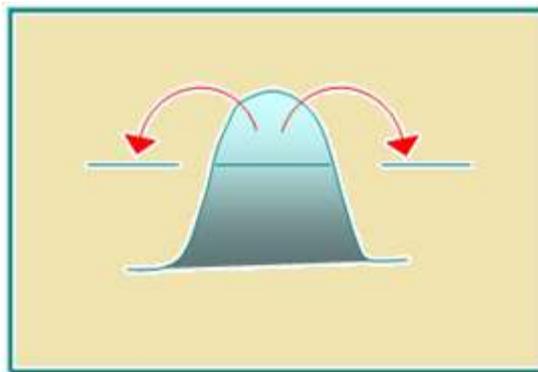


2.5.2 Estratégia de GLD Deslocamento de Carga

A outra estratégia de GLD utilizada foi a técnica de deslocamento de carga Figura 2.6, tendo como prioridade deslocar o percentual de consumo de energia do chuveiro e do ferro de passar no horário de ponta para períodos de menor demanda no horário fora de ponta, onde o custo da tarifa Branca é menor.

Assim foi possível estabelecer uma comparação entre a tarifa convencional, na qual não se tem a possibilidade de utilizar o deslocamento de carga em virtude da tarifa ser a mesma independente do horário do dia em relação a utilização somente da tarifa branca sem o GLD.

Figura 2.6 - Estratégia de GLD - Deslocamento de Carga



A Eletrobrás e o Programa Brasileiro de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL), implementaram o Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética (PROCEL INFO) na busca de manter uma base de conhecimentos dinâmicos sobre eficiência energética no país. O PROCEL INFO disponibiliza o Sistema de Informações de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos (SINPHA), o qual é uma ferramenta desenvolvida com o objetivo de apresentar indicadores dos hábitos de consumo e utilização de equipamentos oriundos de pesquisas realizadas pela Eletrobrás no ano de 2005 (INFO, 2016).

Dessa Forma, por meio do SINPHA, podem ser verificados indicadores de utilização do chuveiro elétrico na Região Sul do Brasil, como o tempo de banho, quantidade de chuveiros por potência, frequência de uso e redução incentivada de consumo na ponta. Através destes dados pode-se obter informações quanto ao

consumo de cada banho e a predisposição do consumidor em mudar seus hábitos quanto a aplicação de uma tarifa horária.

Porém não foi considerado no presente trabalho esse nível de detalhamento, foi apenas levado em conta os percentuais da Tabela 2.1, em virtude da proposta ser apenas destacar a possibilidade da aplicação de estratégias de GLD nesse tipo de carga.

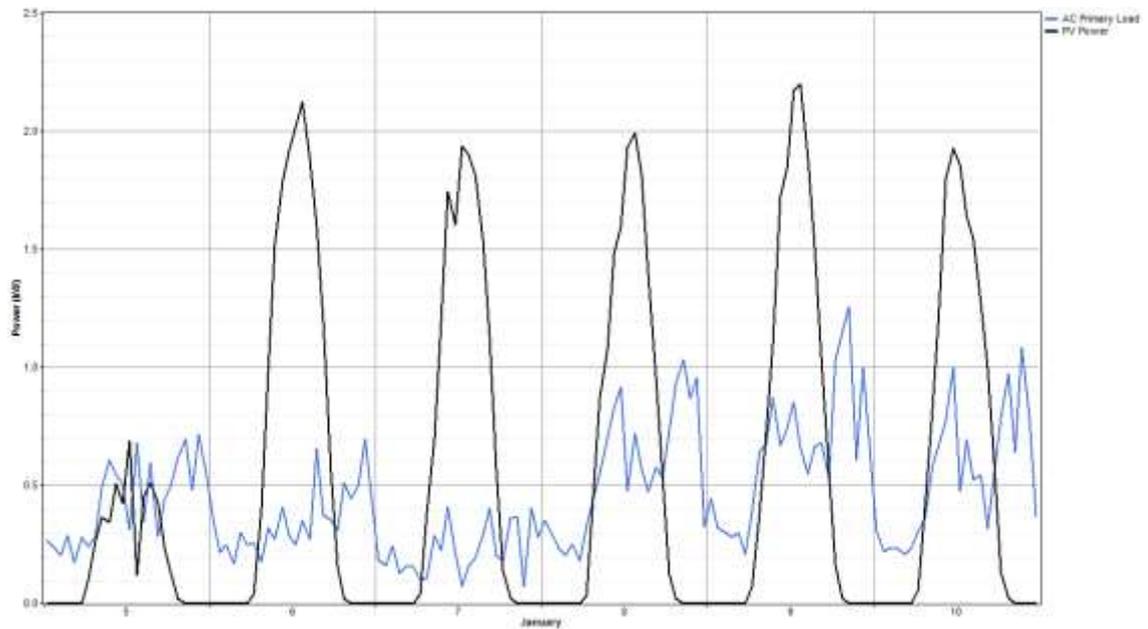
Sendo assim, foram estabelecidos dois cenários para deslocamento da carga do chuveiro elétrico e do ferro de passar, um considerando todo percentual de consumo desses equipamentos no horário de ponta e o outro considerando apenas 50% desse consumo.

2.5.3 Geração Distribuída

A GD se classifica como uma estratégia de GLD, uma vez que, a carga do consumidor pode ser suprida parte ou totalmente por geração própria de fonte renovável. Logo a curva de carga do consumidor é moldada durante os períodos do dia, conforme o potencial de geração do gerador e a disponibilidade de recursos renováveis.

Assim conforme dados de irradiação solar de cada região analisada o software Homer simula as curvas de geração para cada período, como pode-se observar na Figura 2.7 em que é apresentado um exemplo de simulação no Homer do comportamento dos componentes do sistema no mês de janeiro para uma determinada região, em azul é a carga, em preto o painel solar.

Figura 2.7 - Demonstrativo Curva de Carga e Geração Painel Solar.



Destaca-se nesse capítulo as três estratégias de GLD: deslocamento de carga, redução de pico e Geração Distribuída, definidas para aplicação nas simulações, considerando o perfil de consumo do consumidor residencial de BT.

3 TARIFA HORÁRIA

A aplicação de estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD, em consumidores residenciais de BT, só faz sentido em função da criação da nova tarifa horária denominada tarifa branca.

O consumo de energia elétrica varia ao longo das 24 horas do dia, sendo que entre às 17h e 22h atinge seus valores máximos. De acordo com o perfil da carga de cada concessionária, no intervalo das 17h às 22h, são escolhidas três horas dos dias úteis que definem o Horário de Ponta.

As tarifas horárias influenciam diferentes reações nas cargas, devido aos diversos preços da energia, segundo o período do dia em que é utilizada. O emprego de modalidades tarifárias específicas induz melhores hábitos e uso mais racional da energia elétrica, o que provoca redução da demanda de ponta e a redução de consumo total (LAMIN, 2009).

Porém, esta alternativa tarifária só começou a ser acessível aos consumidores de baixa tensão com a reestruturação do modelo tarifário brasileiro, pois anteriormente, apenas os consumidores de média e alta tensão possuíam a tarifa horária.

Os consumidores de média e alta tensão do grupo A, possuem um sistema tarifário no qual se estabelece a tarifa binômia, que é conhecida por duas parcelas distintas, uma para os valores de energia e a outra para valores de potência ou demanda (ANEEL, 2010).

Na modalidade denominada Tarifa de BT, encontram-se os consumidores residenciais (subgrupo B1), foco deste trabalho, e as pequenas instalações industriais e comerciais. Os mesmos são consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição. Este grupo de consumidores denominado como Grupo B é composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV e caracterizado pela tarifa monômia (ANEEL, 2010).

Através da publicação Resolução Normativa (RN) nº 464 e da Nota Técnica (NT) nº 311 em 22 de novembro de 2011, ficou definida a estrutura tarifária para o Grupo B. A Figura 3.1 ilustra a modalidade convencional e a Figura 3.2 ilustra a Tarifa Branca.

Figura 3.1 - Modalidade Convencional do Grupo B.



Fonte: (ANEEL, 2011).

Figura 3.2 - Modalidade Branca do Grupo B.



EP: Energia de Ponta (MWh)
 EI: Energia Intermediária (MWh)
 EFP: Energia Fora de Ponta (MWh)
 E: Energia (MWh)
 Fonte: (ANEEL, 2011).

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) refere-se ao faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição pelo uso do mesmo e a Tarifa de Energia (TE) corresponde ao faturamento mensal de consumo de energia da unidade consumidora (ANEEL, 2011).

A construção das componentes TUSD e TE, que formam a base de cálculo para a formação da estrutura tarifária aos consumidores, como mostrado na Figura 3.1 e na Figura 3.2, é composta de fatores que relacionam os postos tarifários. As relações entre os postos ponta e fora ponta e intermediário e fora ponta são mostrados na Tabela 3.1 (ANEEL, 2012a).

Tabela 3.1 - Fatores para Construção da Tarifa.

Fator	Valor
Relação Ponta/Fora de Ponta	5,00
Relação Intermediária/Fora de Ponta	3,00

Fonte: (ANEEL, 2012a).

Por exemplo o fator da TUSD fora ponta da Tarifa Branca é obtido de acordo com a equação(1) (ANEEL, 2012a).

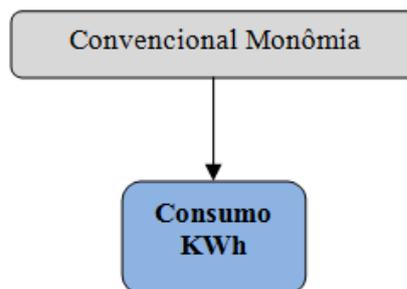
$$\mathbf{TUSD_{foraponta(branca)} = TUSD_{convencional} \times kz} \quad (1)$$

O parâmetro kz é um fator baseado no comportamento típico do consumidor, sendo específico por subgrupo tarifário e por distribuidora (ANEEL, 2012c). O parâmetro kz foi discutido na AP nº 29 em virtude de ter sido considerado na AP nº 120 com um valor médio de 0,55 para todas as concessionárias do Brasil (FIGUEIRÓ, 2013).

Conforme visto são duas as modalidades tarifárias aplicadas aos consumidores do Grupo B (ANEEL, 2011):

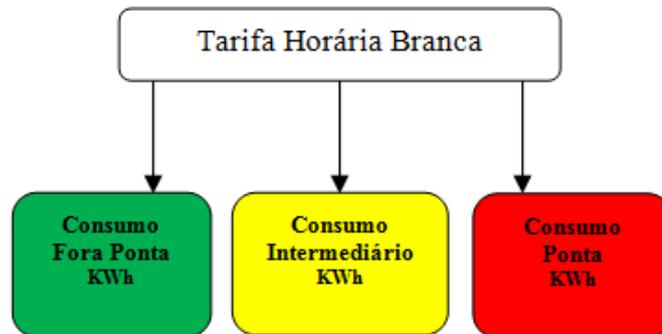
- modalidade tarifária convencional monômnia: caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia.

Figura 3.3 - Tarifa Convencional



- modalidade tarifária horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;

Figura 3.4 - Estrutura tarifa Horária Branca.



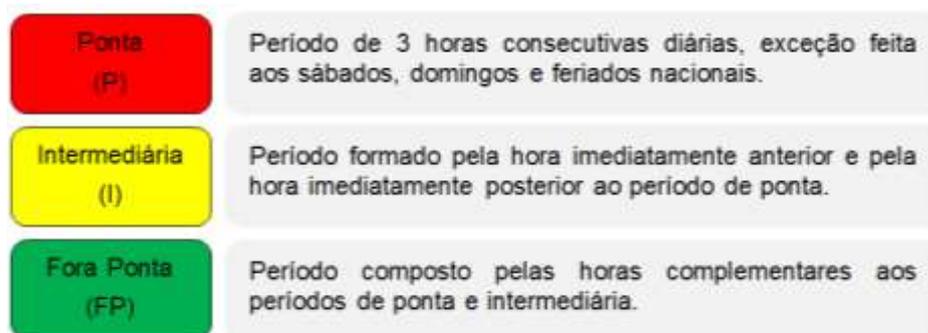
É válido salientar que a tarifa branca será apresentada detalhadamente no sub-capítulo 3.1 por se tratar de uma das ferramentas utilizadas neste trabalho.

3.1 CONCEITO DE TARIFA HORÁRIA BRANCA

O consumidor residencial poderá optar pela tarifa horária branca, que sinaliza o valor da energia de acordo com o dia e horário, o que torna esta tarifa interessante para os consumidores que podem alterar seus hábitos de consumo durante os horários de maior carregamento do sistema.

A tarifa horária branca denomina seus postos tarifários como: ponta, intermediário e fora de ponta, detalhados na Figura 3.5. Feriados e finais de semana são considerados período fora de ponta durante todas as horas do dia (ANEEL, 2011):

Figura 3.5 - Postos tarifários para o Grupo B.



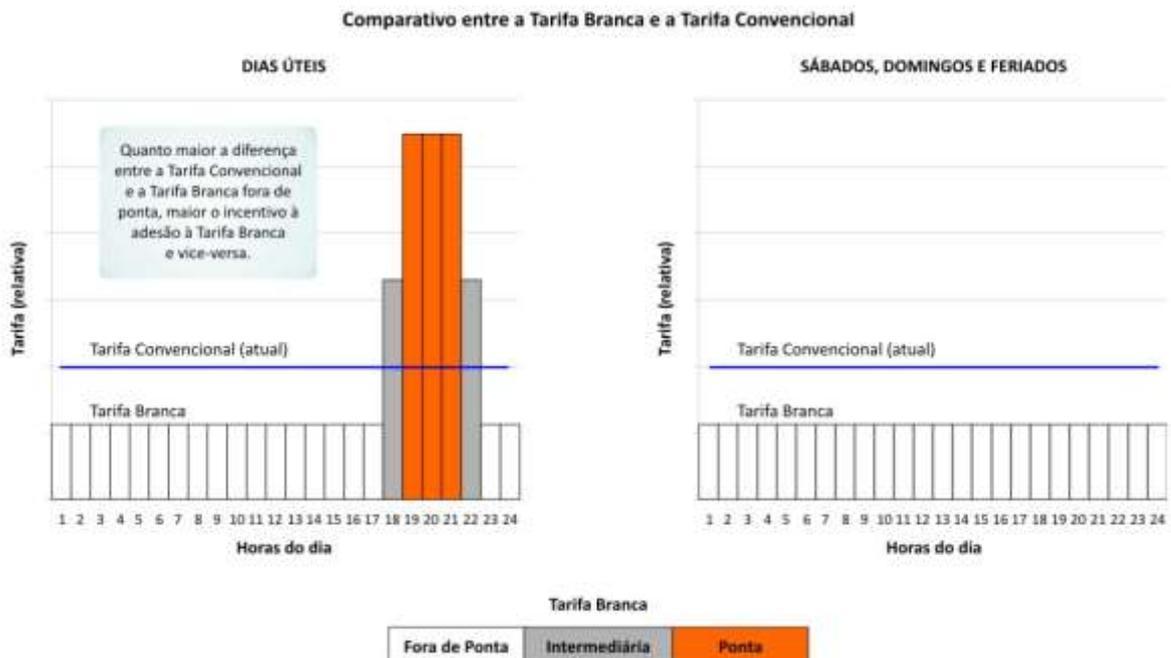
Fonte: (ANEEL, 2011).

A ANEEL visa incentivar o uso da energia no período em que a distribuição tem sua capacidade ociosa. Isto traz um duplo benefício, pois a tarifa é menor neste horário reduzindo o custo da fatura e ao mesmo tempo minimizando a necessidade de ampliação da rede de distribuição por parte da concessionária para atendimento do horário pico.

O posto intermediário foi criado com o intuito de impedir o deslocamento das cargas para horas de pico potenciais e que, geralmente, são adjacentes às de ponta (SANTOS, 2014).

É feito na figura 3.6 um comparativo entre a tarifa convencional e a Tarifa Branca para dias úteis, sábados, domingos e feriados.

Figura 3.6 - Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional.



Fonte: (ANEEL, 2014).

No horário fora de ponta a energia é mais barata comparada ao horário de ponta e intermediário. A Figura 3.6 ilustra as modalidades tarifárias nos feriados e nos finais de semana, onde o valor da Tarifa Branca é sempre o mesmo (fora de ponta).

Observa-se que quanto mais o consumidor deslocar o seu consumo para o horário fora de ponta e quanto maior for a diferença entre a tarifas convencional e branca maior é a possibilidade dele se enquadrar na tarifa branca.

Para que se possa ter o registro da energia consumida em diferentes períodos do dia é necessário a substituição dos medidores atuais por medidores eletrônicos ou medidores inteligentes. Logo a adesão a tarifa branca depende da substituição dos medidores.

Conforme a ANEEL a adesão do cliente a tarifa branca é caráter opcional, por isso é importante o consumidor antes de optar pela tarifa, conhecer o seu perfil de consumo e a diferença entre a tarifa branca e a convencional.

Em função do elevado custo da tarifa no período de ponta e intermediário, este trabalho propõe a utilização de estratégias de GLD, bem como, a utilização de GD neste período com o propósito de tornar a tarifa branca mais viável para o consumidor em relação a tarifa convencional.

3.2 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS COM TARIFAS HORÁRIAS

Embora a tarifa branca tenha sido criada recentemente no Brasil, em outros países, já tem-se há algum tempo, exemplos de aplicação de tarifas horárias para consumidores residenciais.

Segundo Lamin (2009), a tarifação horária prevê a existência de postos tarifários, os quais compreendem diferentes períodos de tarifação durante o dia e se referem a períodos de ponta e fora de ponta. Com a tarifação horária, os consumidores têm a possibilidade de variar a utilização de energia elétrica em resposta aos preços, assim como gerenciar seus custos de energia, ao utilizar a energia em um período de baixo custo ou reduzir o seu consumo em geral (SANTOS, 2014).

Em alguns países as tarifas horárias são aplicadas com a denominação de *time of use*(TOU) – tempo de uso. Na Inglaterra, as tarifas para os consumidores residenciais são cobradas de forma monômnia e existe pouco incentivo a mudança de hábitos de consumo, para que haja uma redução no horário de ponta. Mesmo com o pouco incentivo existem algumas modalidades tarifárias TOU, tais como as tarifas *Economy7*, *Economy 10* e *Dynamic Teleswitching* (ANEEL, 2010a).

Na tarifa *Economy 7* os medidores de energia podem ser analógicos ou digitais e as tarifas são mais baratas no período da noite e, por conseguinte,

ligeiramente mais caras durante o dia. Normalmente, o posto noturno dura sete horas, iniciando às 01h30 h, durante o verão e às 00:30 h durante o inverno. Alguns consumidores podem adicionar mais uma funcionalidade no medidor como o gerenciador de energia. Nesse caso os equipamentos contam com temporizadores ou sistema de comunicação com o medidor, geralmente por PLC – *Power Line Communications*, que liga/desliga automaticamente as cargas de acordo com a entrada/saída do posto noturno (ANEEL, 2010a).

As Tarifas *Economy 10* são oferecidas por algumas distribuidoras para unidades consumidoras que não conseguem se enquadrar na tarifa *Economy 7*. A *Economy 10* apresenta dois postos tarifários em 10 (dez) horas descontínuas, sendo que os períodos de aplicação podem variar de acordo com as distribuidoras para o horário com desconto (ANEEL, 2010a).

A tarifa *Dynamic Teleswitching*, é uma modalidade dinâmica e a sua implantação está sendo estudada pelo OFGEM - *Office of the Gas and Electricity Markets*. Essa tarifa apresenta uma funcionalidade adicional no medidor eletrônico que permite o gerenciamento remoto da carga por meio de sinais de rádio, PLC - *Power Line Communications*, ou outra tecnologia. Logo, a distribuidora pode desligar cargas remotamente em determinadas situações (ANEEL, 2010a).

Outro exemplo da Europa é na Itália, que em 2010 começou a aplicação das tarifas horárias para os consumidores residenciais. Primeiramente, apenas para uma parcela da população residencial foi feito o teste, a qual foi submetida a duas tarifas ao longo do dia: uma tarifa mais baixa entre as 7 horas da noite e 8 horas da manhã, e outra tarifa mais cara, nos demais horários. Todos os consumidores já possuíam medidores inteligentes o que possibilitou a comparação do consumo com a tarifa convencional e após a implementação da TOU. O teste demonstrou que a aplicação das tarifas horárias influenciaram quanto ao deslocamento de consumo para outros períodos do dia, porém ocorreu um aumento de 13,56% no consumo final da população residencial analisada (TORRITI, 2012).

Na Austrália, há uma empresa estatal atuante no segmento de gás e energia e tem-se umas das modalidades *Time of Use* mais diversificadas. Para os consumidores de baixa tensão é oferecido várias modalidades tarifárias, na forma monômnia com três postos tarifários: ponta, fora de ponta e patamar intermediário e existem custos fixos por ponto de conexão. Embora apresente uma diversidade de

modalidades tarifárias não existem tarifas específicas na modalidade TOU dinâmicas (ANEEL, 2010a).

Na América do Sul, temos o Chile que estabelece quatro tipos de tarifas em baixa tensão: BT1; BT2; BT3 e BT4 e seus consumidores são atendidos por uma empresa distribuidora de energia elétrica que atende desde a província de Huasco até a província de Valparaíso (ANEEL, 2010a).

A modalidade BT1 é a mais comum e simples, pois é uma tarifa monômnia e sem diferenciação horária. A sua aplicação é destinada na grande maioria para a classe residencial com potência inferior a 10 kW. Cada unidade consumidora tem um encargo fixo cobrado mensalmente na fatura, além do encargo pelo aluguel do medidor. No período de inverno é aplicado o encargo similar a uma tarifa de ultrapassagem aplicada à energia que excede um limiar pré estabelecido entre os meses de abril a setembro.

As modalidades BT2 e BT3 são tarifas binômias, sem diferenciação horária, e de demanda contratada, sendo que na modalidade BT2 há um limitador de demanda que desconecta carga caso haja ultrapassagem.

A modalidade BT4 diferencia-se das demais pelo fato de ser a única que apresenta tarifas diferenciadas em ponta e fora de ponta, sendo o horário de ponta das 18:00 h às 23:00 h entre os meses de abril a setembro, e o segundo em período complementar (ANEEL, 2010a).

4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM BT

A proposta do trabalho é explorar de forma contundente a Geração Distribuída como uma estratégia de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, para o consumidor residencial.

A GD se caracteriza como uma geração de menor potência localizada próxima à carga, e independe da tecnologia de geração. A GD vai proporcionar uma maior autonomia ao consumidor de energia elétrica, pois o consumidor terá um maior grau de liberdade no gerenciamento da sua conta de energia. Em vez de apenas economizar, ele poderá fornecer energia para rede elétrica e dependendo da quantidade poderá vender essa energia no mercado de energia (CGEE, 2012).

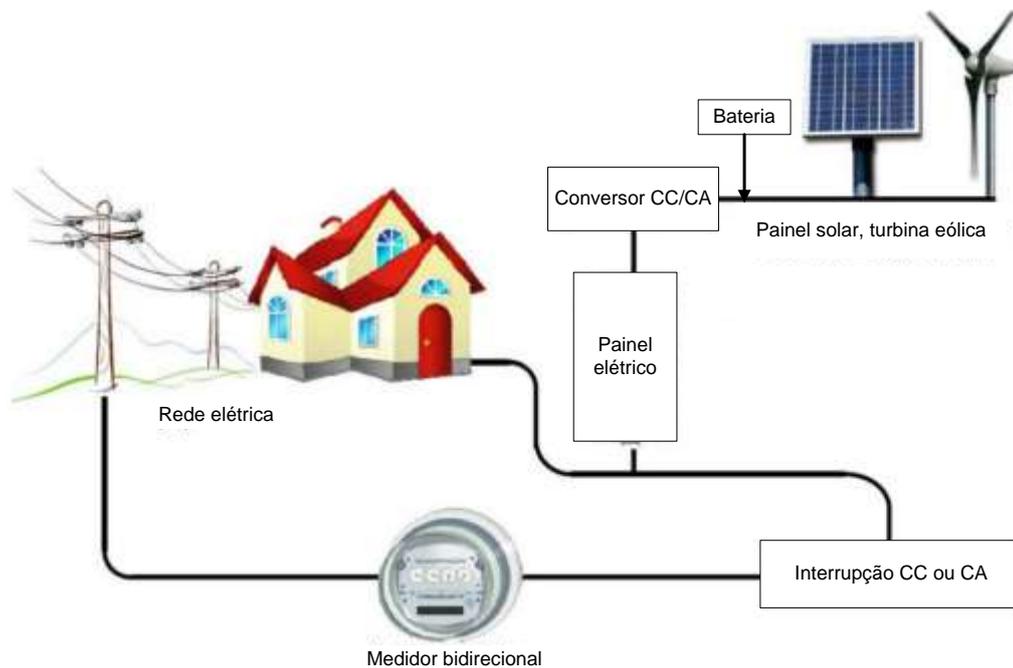
Com o surgimento da *Smart Grid*, surge um diagrama multidirecional do sistema elétrico, no qual há energia fluindo pela rede em todas as direções, das usinas de geração para os consumidores, das fontes renováveis distribuídas pela rede para os consumidores e, da geração residencial para a rede.

Os sistemas de transmissão e distribuição se encontram entrelaçados nesse novo modelo. O consumidor recebe a energia por um sistema de distribuição e também pode utilizá-lo para transportar o excesso de energia gerada e enviá-la de volta para a rede. Desse modo, o sistema de distribuição comporta-se como um sistema de transmissão em pequena escala (GRZEIDAK, et al, 2011).

Para o sistema elétrico a presença da GD proporcionará diversos benefícios como a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão, um baixo impacto ambiental se consideradas as fontes de energia alternativa, menor tempo de implantação, redução no carregamento das redes, redução de perdas, melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada, aumento da confiabilidade do atendimento, pois pode permitir a operação ilhada das cargas em caso de falhas nos sistemas de distribuição e a diversificação da matriz energética (SANTOS, 2014).

É apresentado na Figura 4.1 o diagrama esquemático do sistema empregado, sistema de compensação de energia, internacionalmente conhecido como *Net Metering*, que consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora com pequena geração, por meio de medidores bidirecionais. Ou seja, em um ponto de conexão, apenas um único medidor é capaz de registrar a energia gerada e a energia consumida (ANEEL, 2011c).

Figura 4.1 - Diagrama esquemático do sistema proposto.



Fonte: (SANTOS, 2014).

Ainda segundo ANEEL (2011c) este sistema, Figura 4.1 é adotado em diversos países, tais como: Alemanha, Canadá, Dinamarca, Itália, Japão e em 44 estados americanos.

Para Ayres, et al. (2010) fatores como o crescimento populacional e o aumento natural da demanda por energia elétrica, em conjunção com o desenvolvimento de novas tecnologias, o crescimento das pressões ambientais por parte das ONGs (Organizações Não Governamentais), bem como os incentivos a sistemas economicamente mais eficientes e menos poluentes, estão fazendo com que o setor elétrico passe por um reestruturação. Como consequência dessas mudanças, o mercado competitivo de energia elétrica fez com que crescesse o número de geradores de pequeno e médio porte conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica, cunhando o termo Geração Distribuída (GD).

As pressões ambientais, o avanço de novas tecnologias e as fontes alternativas de energia (eólica e solar, por exemplo) têm sido fatores importantes para a disseminação desse novo conceito. Programas de incentivo a geração a partir de fontes renováveis como essas em função da necessidade de diversificação

de fontes de geração; e metas de redução de emissões de CO₂ e do avanço tecnológico têm feito com que a GD avance (DONADON, 2010).

4.1 ASPECTOS REGULATÓRIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

No Brasil a geração distribuída foi regulamentada pela resolução normativa nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, na qual são estabelecidas as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e outras providências.

Porém em 2015, foi criada a resolução normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015, que atualiza alguns critérios na RN 482 de 2012.

Sendo assim, de acordo com a resolução normativa a GD pode ser classificada em microgeração ou minigeração distribuída de acordo com a potência instalada (ANEEL, 2015e):

- 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;

Logo, conforme estabelece a RN 482, de 17 de abril de 2012, se em um período de faturamento o montante de energia injetada for menor que a energia consumida o consumidor pagaria apenas a diferença entre as duas. Caso o montante de energia injetada for maior que a energia consumida, o consumidor receberia um crédito de energia em (kWh) na próxima fatura.

Ainda a Resolução Normativa nº 687 de 2015, estabelece que o sistema de compensação de energia elétrica se caracteriza pelo sistema no qual a energia ativa

injetada por 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;

Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses (ANEEL, 2015e).

Cabe salientar, que para o acesso dos sistemas de microgeração e minigeração às redes de distribuição, serão necessárias as trocas dos medidores convencionais por medidores bidirecionais, que são capazes de medir simultaneamente o consumo e a geração de eletricidade (SANTOS, 2014).

4.2 EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geraldi (2013) fala que a instalação de geradores na rede de baixa tensão traz algumas consequências indesejadas para a concessionária, como aumento do nível tensão e das correntes de curto circuito, possibilidade de inversão do fluxo da energia, situações de ilhamento que podem ocorrer sem o conhecimento desta.

Por outro lado, também diz que as vantagens de se distribuir, ou “pulverizar” a geração, isto é, espalhar a geração em muitas unidades de geração menores que 100 kVA também são diversas, como a postergação de investimentos na expansão das redes de transmissão e de distribuição, redução de perdas técnicas, baixo impacto ambiental, aumento na confiabilidade e na qualidade do fornecimento da energia, entre outros (GERALDI, 2013).

Para as aplicações de micro e mini geração distribuída, a fonte solar fotovoltaica se apresenta como uma opção interessante para geração de pequeno porte, por se tratar de uma solução renovável com impacto reduzido (SANTOS, 2014).

Em função disto, Souza e Nerys (2012) instalaram um sistema fotovoltaico no entorno de um dos prédios da Escola de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás. Sobre o aspecto econômico o estudo de caso apresenta inviabilidade, porém essa alternativa conseguiu atender com os objetivos

de promoção da tecnologia e educacional, tendo em vista a importância do assunto de geração distribuída e a conservação do meio ambiente.

Já Albuquerque et al. (2012) desenvolveram uma análise da influência de sistemas fotovoltaicos como geração distribuída em prédios públicos, em função da instalação pública ao longo das horas do dia possuir uma característica própria de consumo de energia, foi possível constatar uma redução na energia entregue pela concessionária.

Geraldi (2013) apresenta um trabalho que busca apontar e quantificar alguns impactos técnicos relacionados à injeção de potência em um circuito secundário de distribuição através de microgeradores fotovoltaicos residenciais (tetos solares), onde são analisados os impactos na curva de carga, no perfil de tensão da rede, nas perdas elétricas e no desequilíbrio de tensão. O autor conclui que a partir da análise da demanda máxima não haverá impactos para o planejamento das redes, quer existam ou não sistemas geradores conectados, uma vez que tais picos ocorrem preferencialmente de noite. No entanto, no que diz respeito à coordenação da proteção destes circuitos, a inversão do fluxo de potência deverá ser levada em consideração.

4.3 TECNOLOGIA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE FONTE SOLAR

Como o propósito deste trabalho é analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação da geração distribuída com a Tarifa Branca utilizando gerenciamento pelo lado da demanda, neste capítulo são apresentadas as fontes de energia solar utilizadas para atendimento de cargas residenciais.

A resolução normativa nº 482/12 da ANEEL, estabelece que a tecnologia da microgeração e minigeração distribuída utiliza fontes de energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, as quais são conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

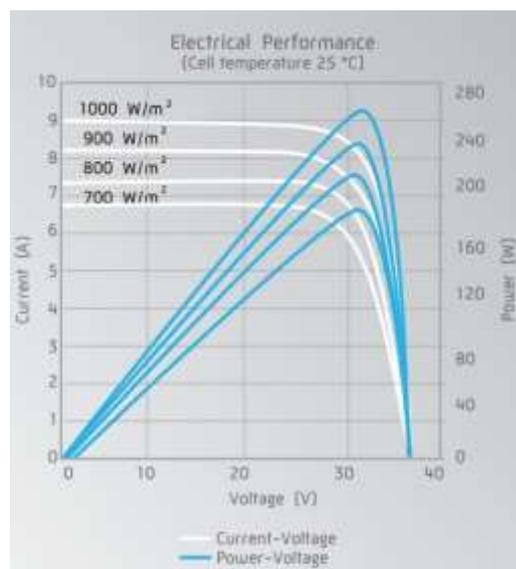
No presente trabalho é considerada como GD a energia solar, por ser a fonte com maior potencial de uso no seguimento residencial.

4.3.1 Painéis fotovoltaicos utilizados para uso residencial

Para simulação dos painéis fotovoltaicos foram também utilizados três modelos, com características específicas, para que posteriormente seja escolhido o que apresente melhores resultados.

O primeiro modelo é o Mitsubishi 255W, da marca Mitsubishi Electric Corporation que é feito do material silício monocristalino, potência de 255 W, eficiência energética de 14,7%, com uma produção média de energia de 34,74 kWh/mês, vida útil de 35 anos com um custo de 1.730,00 reais (ENERGIA PURA, 2014). Na Figura 4.2 é mostrada a curva de características elétricas do modelo Mitsubishi 255W.

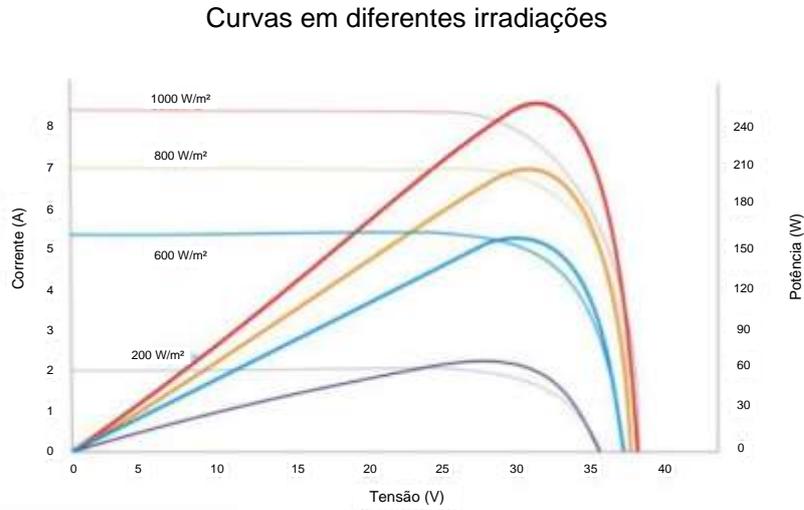
Figura 4.2 - Características elétricas do modelo Mitsubishi 255W.



Fonte: (ENERGIA PURA, 2014).

O segundo é um modelo JT235PCe, da marca Jetion Solar que é feito do material Silício Policristalino, potência de 235 W, eficiência energética de 13,5%, com uma produção média de energia de 27,51 kWh/mês, vida útil de 25 anos com um custo de 870,00 reais (NEOSOLAR, 2014). Na Figura 4.3 é mostrada a curva de características elétricas do modelo JT235PCe.

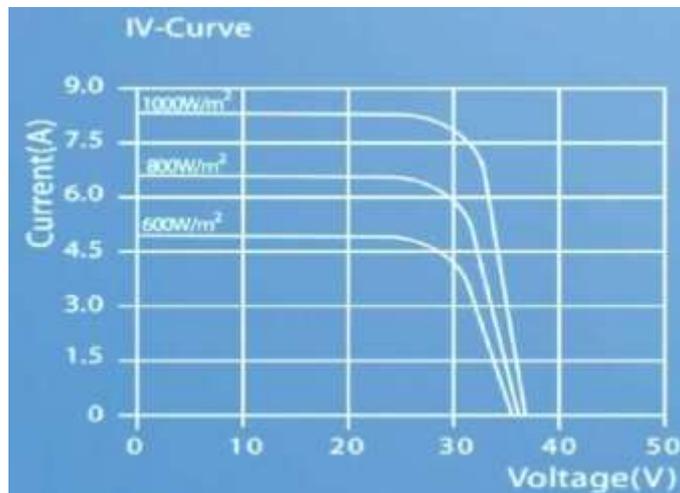
Figura 4.3 - Características elétricas do modelo JT235PCe.



Fonte: (NEOSOLAR, 2014).

O terceiro é um modelo YZM230M-60, da marca W. Solar que é feito do material Silício Policristalino, potência de 230 W, eficiência energética de 13,8%, com uma produção média de energia de 28,74 kWh/mês, vida útil de 25 anos com um custo de 1.050,00 reais (W SOLAR, 2014). Na Figura 4.4 é mostrada a curva de características elétricas do modelo YZM230M-60.

Figura 4.4 - Características elétricas do modelo YZM230M-60.



Fonte: (W SOLAR, 2014).

4.3.2 Sistemas de armazenamento

A tecnologia de armazenamento de energia representa um enorme potencial para otimizar sistemas elétricos, permite crescimento da geração de energia renovável e propiciar alternativas para o setor de transporte que utiliza combustíveis fósseis. No que se refere aos sistemas elétricos esta tecnologia tem condições de aumentar a eficiência e confiabilidade do sistema otimizando fluxos de potência e suportando as variações provenientes do suprimento de geração a partir de usinas eólicas e solares (PESSÔA, 2015).

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;

Apesar de existirem várias tecnologias exóticas de armazenamento (rodas-livres, ar comprimido e hidrogênio, por exemplo), praticamente apenas as baterias eletroquímicas que fazem mais sentido atualmente (MASTERS, 2013). Assim, este trabalho adotará baterias eletroquímicas como forma de armazenamento principal.

Existem diversos tipos de baterias, que diferem essencialmente nos materiais usados para a ocorrência das reações químicas. Os sistemas de baterias abrangem tanto tecnologias maduras e viáveis, tais como de chumbo-ácido, como novas tecnologias em diferentes estados de desenvolvimento, tais como as de sódio e de cloreto de níquel-sódio (MEZARROBA, 2012).

Existem inúmeras tecnologias disponíveis no mercado para aplicação em larga escala. Sendo as baterias chumbo-ácidas consideradas as mais desenvolvidas. Elas podem compor sistemas de armazenamento em massa ou podem ser usadas para rápidas cargas e descargas (TOLEDO, 2012).

Segundo (MEZARROBA, 2012), as baterias chumbo-ácidas apresentam baixo custo, tempo de vida útil aceitável, baixa densidade de potência e de energia e são robustas.

Com relação as análises experimentais foi escolhida a bateria estacionária Moura Clean 12MF220 (220AH), em razão da sua capacidade nominal e do preço ser mais atrativo.

4.3.3 Conversor CC/CA – Inversores

A obtenção de uma tensão alternada senoidal ou não a partir de uma fonte CC ou mesmo de uma fonte CA de frequência diferente é muitas vezes necessária para o acionamento de diversas cargas ou alimentação de sistemas. Os conversores que realizam a transformação CC/CA são chamados inversores, enquanto a conversão CA/CA para distintas frequências é feita pelos cicloconversores (MENDES; GALLANTE, 2009).

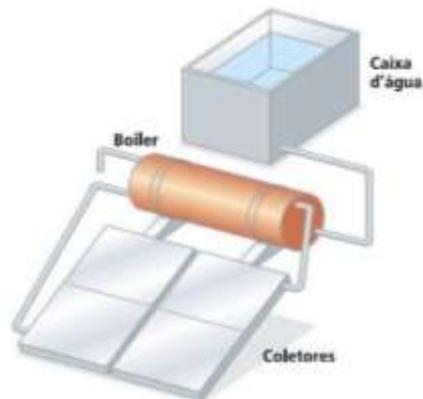
Conforme (POMILIO, 2013), o inversor deve fornecer uma tensão ou corrente alternada, com frequência, forma e amplitude definidas por um sistema de controle. A saída do inversor deve ser independente de eventuais alterações na alimentação CC. Devido a grande maioria das cargas serem alimentadas em corrente alternada, a aplicação destes conversores se dá tanto em sistemas isolados quanto nos interligados com a rede.

Para as análises experimentais escolheu-se o conversor Hayonik12Vcc/220Vca – 1000 W.

4.3.4 Coletor solar para aquecimento de água

Para o aquecimento de água a energia solar também pode ser utilizada através dos coletores solares que são aquecedores de fluidos e são classificados em coletores concentradores e coletores planos em função da existência ou não de dispositivos de concentração da radiação solar. O fluido aquecido é mantido em reservatórios termicamente isolados até o seu uso final. Os sistemas solares térmicos permitem a conversão de energia solar em térmica, para temperaturas abaixo de 90°C, são usados coletores planos e objetiva-se o aquecimento de água para uso doméstico (CEMIG, 2012), na Figura 4.5 é mostrado um sistema solar para aquecimento de água.

Figura 4.5 - Sistema solar de aquecimento de água.



Fonte: (CEMIG, 2012).

O aquecedor solar utilizado nos estudos foi o Soletrol, o aquecedor possui um kit com capacidade de fornecimento de água com um reservatório de 200 litros, preço de R\$ 1.998,00 (HIDRAUSHOP, 2016). Na Figura 4.6 está sendo mostrado o aquecedor solar Soletrol com reservatório térmico e duas placas coletoras.

Figura 4.6 - Aquecedor solar Soletrol com reservatório térmico e duas placas coletoras.



Fonte: (SOLETROL, 2016).

Esse capítulo apresentou um panorama de aspectos regulatórios sobre a GD no Brasil e exemplos de aplicação. Também expôs os sistemas GD de fonte solar analisados ao longo do estudo e um sistema solar de aquecimento de água.

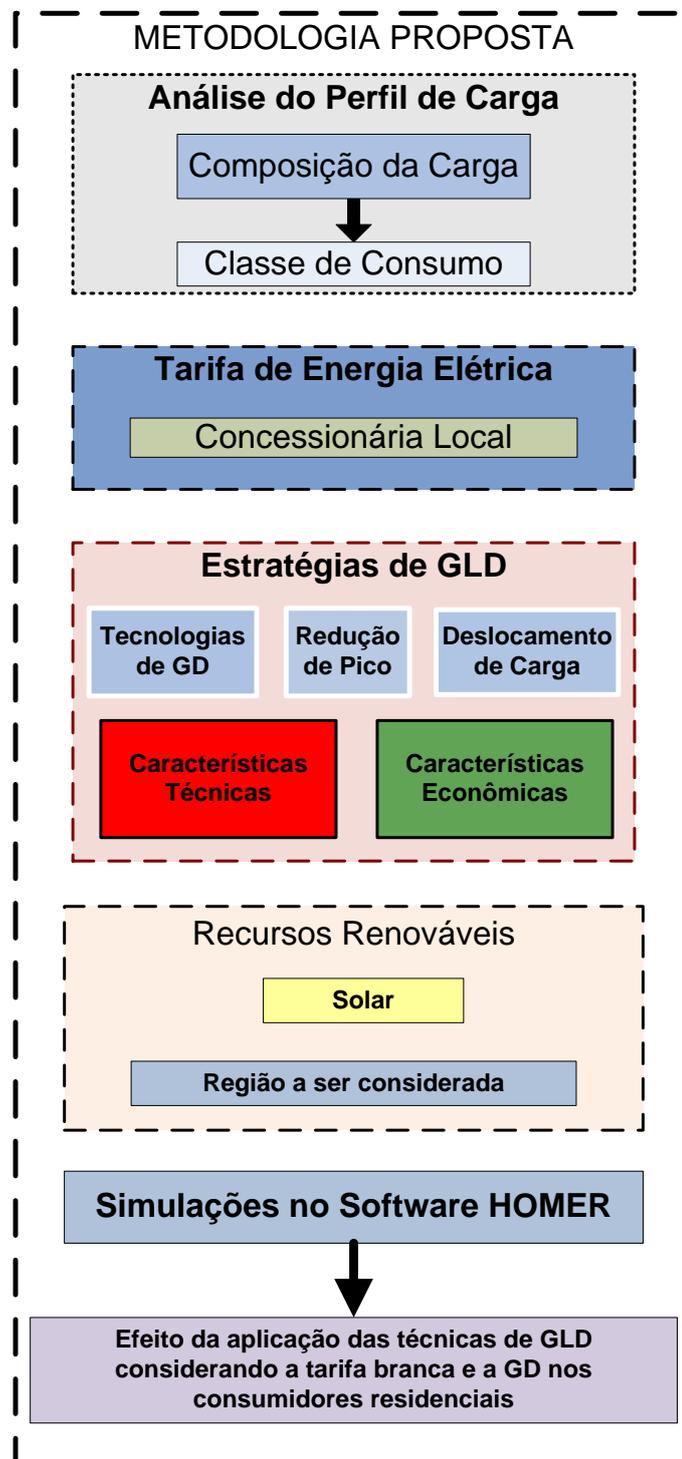
5 METODOLOGIA PROPOSTA

Diante do advento das *Smart Grids*, da implantação das AMI e das novas resoluções da agência nacional reguladora de energia, que apresenta a tarifa branca e a geração distribuída como opções ao consumidor residencial, o trabalho desenvolvido analisa as vantagens que esta nova tarifa e a geração distribuída trazem ao consumidor, aliado a aplicação de estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, que represente uma economia na conta de energia elétrica.

Neste contexto, é aplicada uma metodologia para avaliar o impacto da aplicação destas estratégias de GLD, considerando a Tarifa Branca e a inserção da geração distribuída (painéis fotovoltaicos, baterias e conversores) nos consumidores residenciais. É analisada a viabilidade técnica e econômica da instalação da GD nos consumidores, considerando os diferentes preços de tarifa horária e as alterações na curva de carga conforme a estratégia de GLD escolhida.

Na Figura 5.1 é apresentada a arquitetura da metodologia proposta, onde são utilizadas a análise das curvas de carga do item 5.1, as tarifas de energia elétrica na cidade de Santa Maria apresentada no item 5.2, as estratégias de GLD no item 5.3, e as tecnologias de GD e os recursos renováveis que são o painel fotovoltaico, bateria, conversor e aquecedor solar.

Figura 5.1 - Arquitetura da metodologia proposta.



Para as simulações do sistema em estudo utilizado utiliza-se o Software *Hybrid Optimization Model for Electric Renewables* (Homer) desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), para analisar a viabilidade técnica e econômica das ações propostas.

5.1 ANÁLISE DO PERFIL DE CARGA

Foram utilizadas amostras reais de cada faixa de consumo, para obtenção das curvas de cargas residenciais, obtendo-se cinco perfis de carga, um para cada classe de consumo.

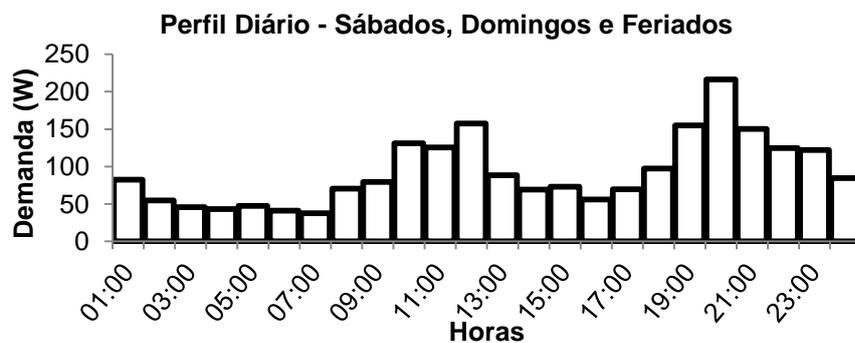
5.1.1 Carga para classe de 31 a 100 kWh

A representação da curva de carga da classe de 31 a 100 kWh, foi feita pela média horária de 44 amostras reais, que conforme Figura 5.3 resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.4.

Figura 5.2 - Perfil diário (dias úteis) para classe de 31 a 100 kWh.



Figura 5.3 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 31 a 100 kWh.



5.1.2 Carga para classe de 101 a 160 kWh

Para a classe 101 a 160 kWh foram utilizadas 40 amostras reais, que resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, mostrado na Figura 5.5 e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.6.

Figura 5.4 - Perfil diário (dias úteis) para classe de 101 a 160 kWh.

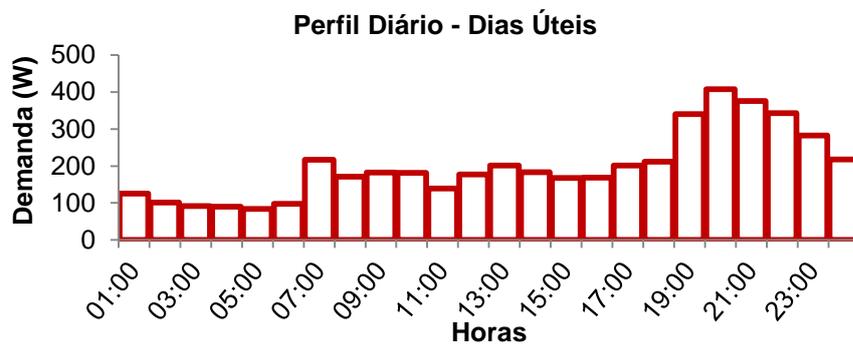
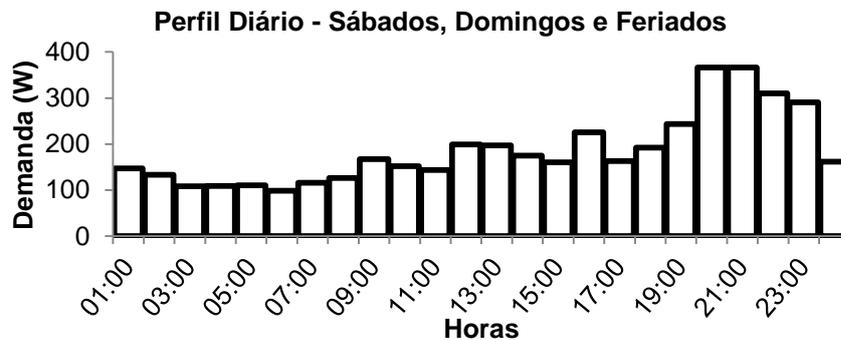


Figura 5.5 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 101 a 160 kWh.



5.1.3 Carga para classe de 161 a 300 kWh

A curva de carga da classe de 161 a 300 kWh é representada pela média horária de 25 amostras reais, que resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, mostrado na Figura 5.7 e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.8.

Figura 5.6 - Perfil diário (dias úteis) para classe de 161 a 300 kWh.

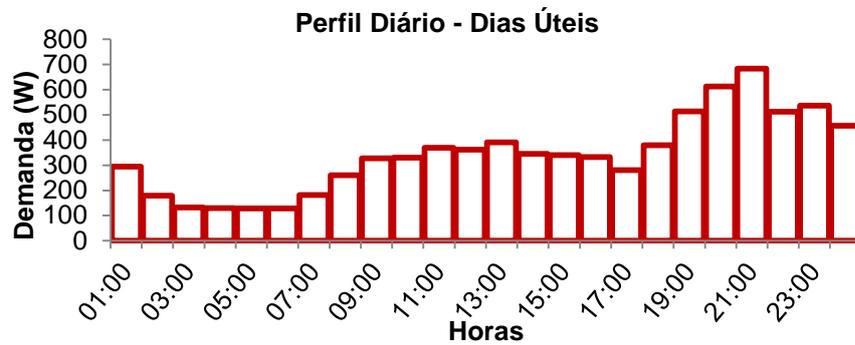
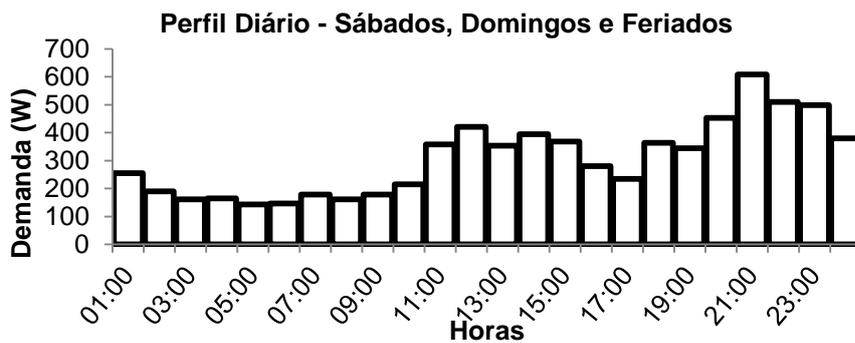


Figura 5.7 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe de 161 a 300 kWh.



5.1.4 Carga para classe de 301 a 500 kWh

Para classe 301 a 500 kWh foram utilizadas 23 amostras reais, que resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, mostrado na Figura 5.9 e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.10.

Figura 5.8 - Perfil diário (dias úteis) para classe de 301 a 500 kWh.

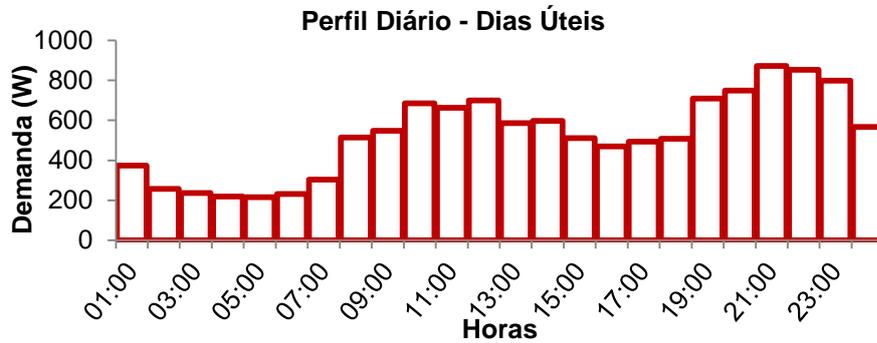
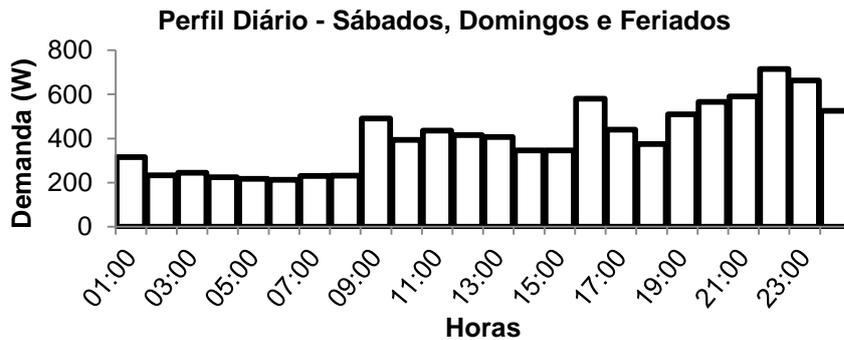


Figura 5.9 - Perfil diário (sábados, domingo e feriados) para classe de 301 a 500 kWh.



5.1.5 Carga para classe acima de 500 kWh

Para classe acima de 500 kWh foram utilizadas 16 amostras reais, que resultaram no perfil típico diário para os dias úteis, mostrado na Figura 5.11 e o perfil típico diário para sábados, domingos e feriados, mostrado na Figura 5.12.

Figura 5.10 - Perfil diário (dias úteis) para classe acima de 500 kWh.

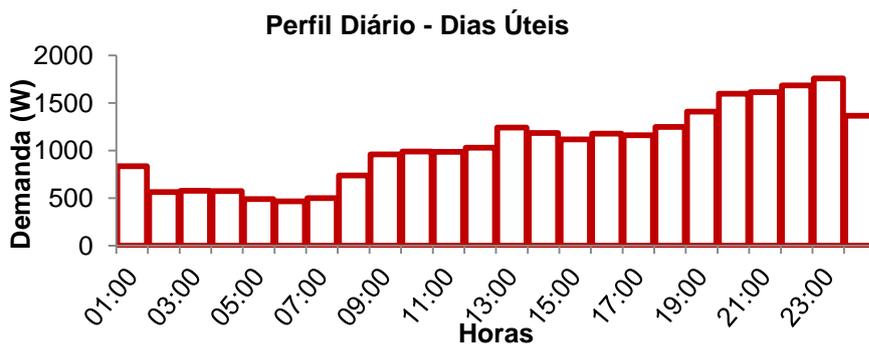
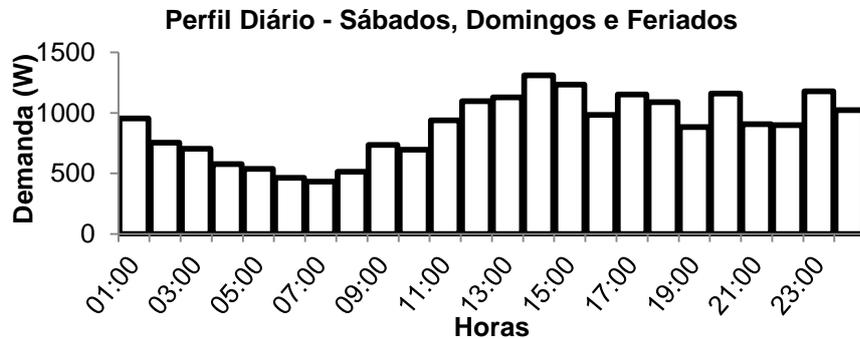


Figura 5.11 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para classe acima de 500 kWh.



5.2 TARIFAS DE ENERGIA DA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA

As simulações da metodologia proposta são realizadas na cidade de Santa Maria (RS). A concessionária de energia que atende a região da cidade de Santa Maria, Rio Grande do Sul é a AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. Dessa forma as tarifas da AES Sul utilizadas nas simulações estão sendo apresentadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.1 - Valor das tarifas de energia elétrica da concessionária AES SUL.

Tarifas	Preço (R\$/kWh)
Convencional	0,46030
Branca Ponta	0,81674
Branca Intermediária	0,47483
Branca Fora Ponta	0,40257

Fonte: ANEEL, 2015b.

Pode-se observar na Tabela 5.2 que a Tarifa Branca no posto fora de ponta é 12,54% menor do que a tarifa convencional, enquanto que no posto da tarifa intermediária é 3,15% maior que a tarifa convencional. Já a Tarifa Branca no posto da ponta é 77,44% maior do que a tarifa convencional, o que exige nesse horário um comportamento especial, quanto ao consumo de energia, por parte do consumidor para que se possa alcançar uma diminuição de custos com eletricidade. Logo conclui-se que utilizando a Tarifa Branca em comparação com a convencional, o

consumidor terá que aplicar estratégias de GLD e utilizar GD no horário de ponta e intermediário, e no horário fora ponta utilizar a rede da concessionária.

A inserção dos valores das tarifas no software Homer se dá através de um click na grid e após colocar os valores.

5.3 ESTRATÉGIAS DE GLD

Os consumidores enquadrados nas classes de 31 a 100 kWh e de 101 a 160 kWh, pelo perfil de consumo se caracterizam por consumidores com menor poder aquisitivo, se tornando mais raro esse perfil de consumidor possuir ar-condicionado, inviabilizando assim a aplicação da estratégia de Redução de Pico. Logo, não foi considerado nas simulações essa estratégia de GLD para essas duas classes de consumo.

Como o software Homer não possibilita a simulação de estratégias de GLD, as curvas de carga de cada uma das classes, foram manipuladas manualmente conforme estratégia de GLD escolhida e após inseridas no Homer para nova simulação. Cabe salientar que as curvas de carga manipuladas, foram apenas as dos dias úteis, uma vez que, em feriados e finais de semana a tarifa branca não apresenta tarifa diferenciada no horário de ponta.

Para o deslocamento de carga considerou-se dois cenários: o primeiro com uma proposta mais conservadora, no qual foi utilizada apenas a metade da soma da representação na ponta do chuveiro e ferro de passar que corresponde a 22,5% de acordo com a Tabela 2.1 e o segundo considera um cenário menos conservador, que leva em conta a soma total da representação do chuveiro e ferro de passar, ou seja, 45% do consumo na ponta.

A combinação de estratégias de GLD para moldar a carga, utilizadas em cada classe de consumo foram:

- **Estratégia de Deslocamento de Carga (DC)**: Deslocamento da carga do chuveiro elétrico e ferro de passar do horário de ponta para o horário fora de ponta, ou seja, conforme Tabela 2.1, o deslocamento de 22,5% da carga no horário de ponta, no cenário conservador e 45% para um cenário menos conservador.
- **Estratégia de Redução de Pico (RP)**: Redução do pico de carga no horário de ponta, considerando conforme Tabela 2.1, a soma do

percentual em ponta dos equipamentos de ar-condicionado e som, totalizando uma redução de 9% da carga no horário de ponta. Exceto para as classes de 31 a 100 kWh e de 101 a 160 kWh.

- **Combinação das duas Estratégias (Deslocamento de carga (DC) + Redução de Pico (RP))**: Combina o deslocamento do percentual do chuveiro elétrico e ferro de passar na ponta para fora de ponta, mais a redução de carga na ponta dos equipamentos de ar-condicionado e som.

5.4 SOFTWARE HOMER

Segundo Lambert, Gilman e Lilienthal (2006), o software Homer foi desenvolvido para auxiliar na concepção e otimização de sistemas de produção distribuída, bem como para possibilitar a comparação entre diferentes tecnologias de produção de energia, permitindo modelar e simular o seu comportamento físico econômico.

O Homer tem a capacidade de modelar sistemas conectados à rede ou isolados, servindo cargas elétricas e cargas do tipo térmico, podendo ser constituído por qualquer combinação de sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, micro-hídricas, biomassa, micro-turbinas, pilhas de combustível, baterias e tanques de armazenamento de hidrogênio (SOARES, 2009).

O software Homer simula a operação do sistema, calculando o balanço energético para cada uma das 8760 horas do ano. Para cada hora, o Homer compara a demanda de energia e a capacidade do sistema em fornecer energia naquela hora, decidindo como vão operar os geradores e as baterias. O sistema de cálculo dos custos engloba os custos de investimento, de reposição dos equipamentos, de combustível e com operação e manutenção. Após a simulação de todas as possíveis configurações, o Homer fornece uma lista de configurações classificadas de acordo com o custo total em valor presente e do custo específico de energia (ALMEIDA e FREIRE, 2008).

Ainda conforme Almeida e Freire (2008), o programa analisa diversas configurações de sistemas híbridos, utilizando parâmetros de entrada dos que podem ser alterados pelo usuário. Abaixo estão listados os principais parâmetros de entrada no HOMER:

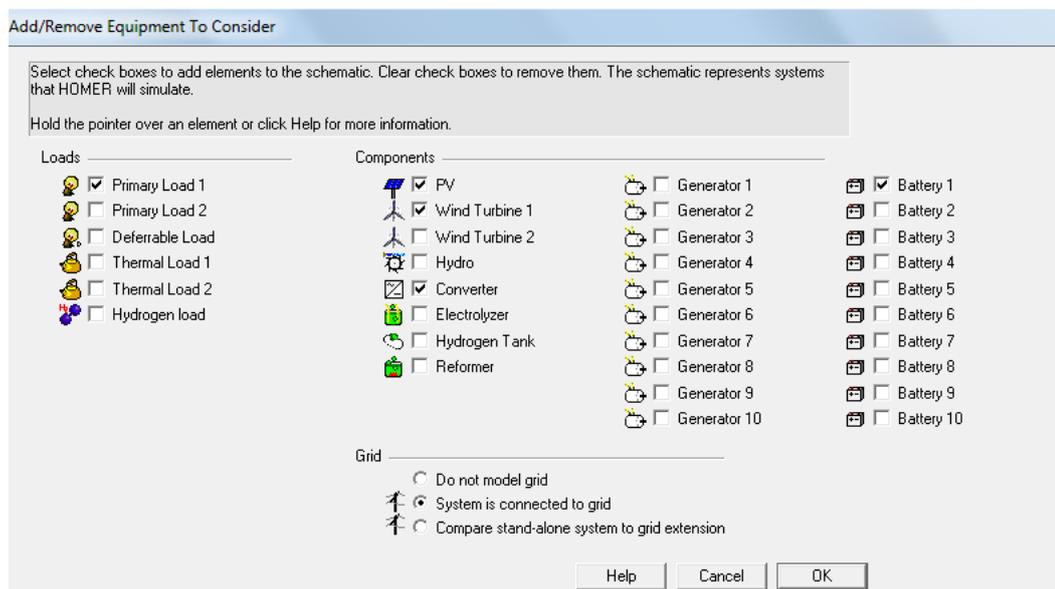
- Demanda energética em kW do local escolhido;
- Tarifas da energia da rede, e custo para interligar o sistema à rede;
- Características físicas e geográficas do local de estudo: velocidade dos ventos e níveis de radiação.

Equipamentos:

- Potências e custos de instalação e manutenção de grupos geradores, geradores fotovoltaicos e eólicos;
- Potências e custos de instalação e manutenção inversores;
- Taxas de juros do Mercado;
- Emissões devido ao uso de combustíveis.

Assim o primeiro passo para configuração do programa é identificar os componentes utilizados na simulação, como mostra a Figura 5.16.

Figura 5.12 - Componentes utilizados na simulação.

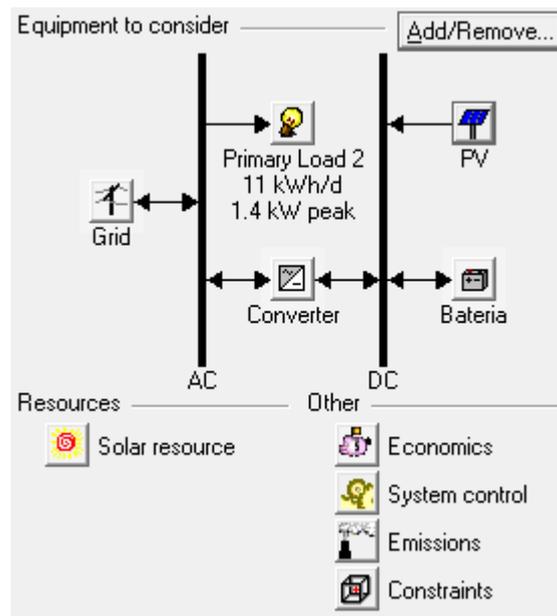


Após a identificação dos componentes utilizados o programa delimita três classes de entrada (RODRIGUES, 2006):

- i) O perfil do consumo ou a curva de carga;
- ii) Os recursos renováveis;
- iii) Os componentes dos sistemas.

Na Figura 5.17 é apresentado o diagrama do sistema em estudo, o qual é composto pela rede elétrica (*grid*), a carga (*primaryload*), os conversores CC-CA (*converter*), os painéis fotovoltaicos (PV) e baterias (H12). Também se tem na Figura 5.6 os recursos solares, dados econômicos e sistema de controle.

Figura 5.13 - Diagrama do Sistema em Estudo – Utilizando o Software Homer.



Para o Cálculo do valor presente o programa faz uso a equação (1), segundo Rodrigues (2006).

$$C_{NPC} = \frac{C_{ano,tot}}{FRC(i, R_{proj})} \quad (1)$$

Onde: C_{NPC} – custo total em valor presente (net present cost), $C_{ano,tot}$ – custo total anualizado (US\$/ano), FRC – fator de recuperação do capital, i – taxa de desconto (%), R_{proj} – tempo de vida do projeto (anos).

Sendo o fator de recuperação do capital calculado pela equação (2).

$$FRC = i(1 + i)^n \quad (2)$$

Onde: i – taxa de desconto (%), n – número de anos.

O custo total anualizado é estimado a partir da equação(3).

$$C_{ano,tot} = C_{A\,INV} + C_{A\,REP} + C_{O\&M} + C_{COMB} \quad (3)$$

Onde: $C_{A\,INV}$ – custo anualizado do investimento inicial, $C_{A\,REP}$ – custo anualizado de reposição dos equipamentos, $C_{O\&M}$ – custo anual de operação e manutenção, C_{COMB} – custo anual de combustível.

Sendo o custo anualizado do investimento inicial igual à equação (4).

$$C_{A\,INV} = C_{INV} * FRC \quad (4)$$

O custo da energia, também chamado de índice custo/benefício é calculado pela equação (5).

$$COE = \frac{C_{ano,tot}}{EG} \quad (5)$$

Onde: COE – custo unitário de energia (R\$/kWh), EG – energia anual gerada.

A energia anual gerada é obtida pela equação (6).

$$EG = PI * FC * DI * 8760 \quad (6)$$

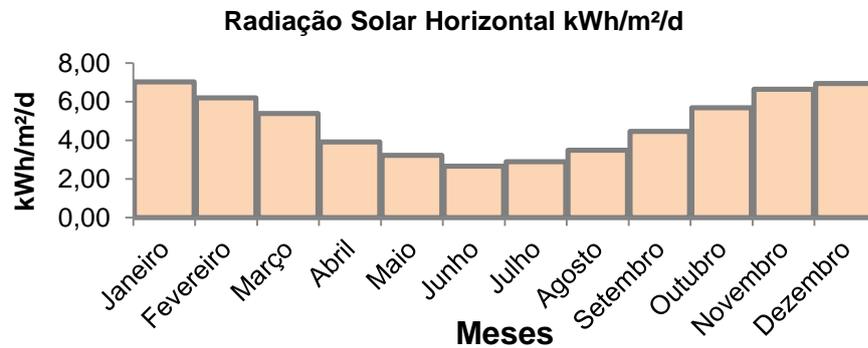
Onde: PI – potência instalada, FC – fator de capacidade, DI – fator de disponibilidade.

5.4.1 Painel Fotovoltaico

A partir dos dados de latitude e longitude o software Homer, calcula a irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional, logo os dados de radiação solar foram obtidos pelo próprio programa.

Como as simulações se destina a região sul do Brasil, os recursos solares foram utilizados para Santa Maria, Rio Grande do Sul, mostrado na Figura 5.18.

Figura 5.14 - Radiação solar em Santa Maria.

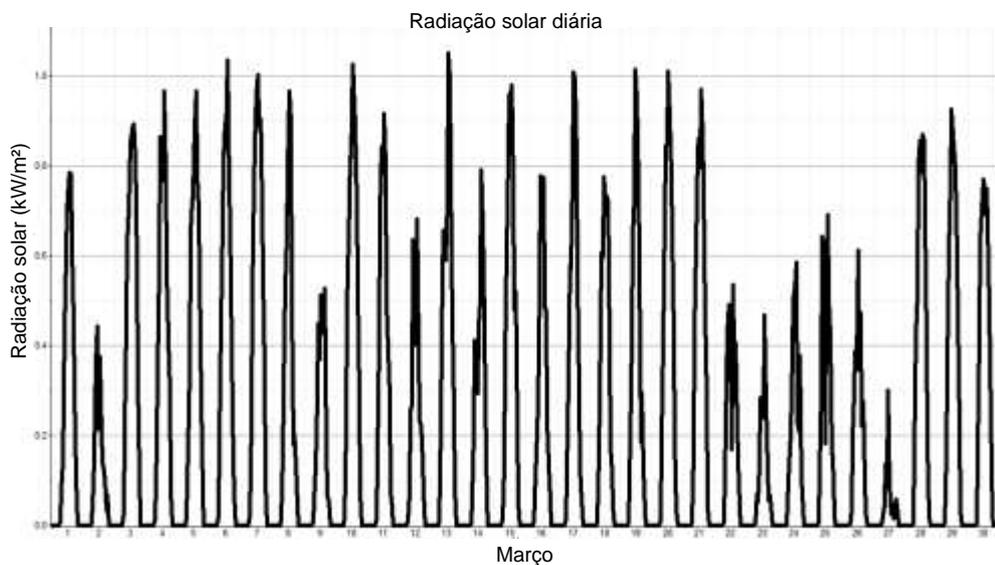


Fonte: (HOMER, 2013).

Pode-se observar que a radiação solar varia significativamente de um mês para outro, em Santa Maria o nível de radiação solar diária é maior nos meses de outubro a maio, já nos meses de abril a setembro, o nível de radiação solar diária apresenta valores mais baixos.

Na Figura 5.19 está sendo apresentada a radiação solar diária na cidade de Santa Maria no mês de março, através dos valores de entrada de radiação solar por mês o software Homer calcula a radiação solar diária, através de uma constante atribuída do próprio software.

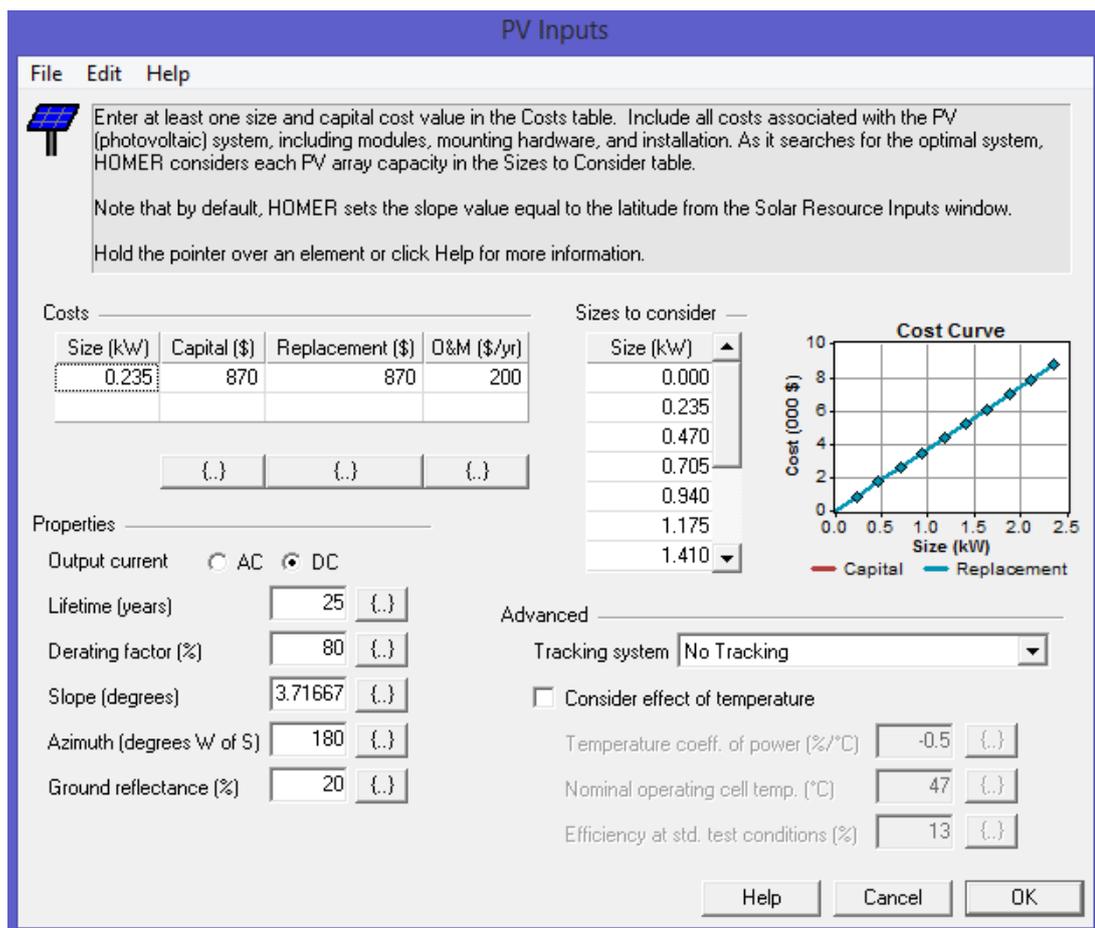
Figura 5.15 - Radiação Solar diária mês de março



Para a escolha do painel utilizado nos experimentos, dos três painéis apresentados no item 4.3.2, o que apresentou melhor desempenho em relação ao perfil de carga utilizado nas simulações foi o painel JT235PCe, da marca Jetion Solar.

Logo para modelização do sistema fotovoltaico foi considerado o painel JT235PCe, o software Homer possibilita cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas, como potência do painel de 235 kW, custo de aquisição e substituição de R\$ 870,00 e custo estimado de operação e manutenção anual de R\$ 200,00. Conforme é apresentado na Figura 5.20, nas simulações considerou-se uma quantidade de 0 a 10 painéis, para que o Homer escolha a melhor dentre as opções, e uma vida útil de 25 anos.

Figura 5.16 - Propriedades técnicas e econômicas do painel utilizado



5.4.2 Bateria

Com relação as análises experimentais foi escolhida a bateria estacionária Moura Clean 12MF220 (220AH), em razão da sua capacidade nominal e do preço ser mais atrativo.

O Software Homer propicia uma modelagem adequada da bateria, com a possibilidade de cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. Nas simulações considerou-se uma quantidade de 0 a 10 baterias, para que o Homer escolha a melhor dentre as opções, e vida útil de 4 anos, conforme é apresentado na Figura 5.21. Na Figura 5.22 são apresentados os detalhes das propriedades técnicas da bateria.

Figura 5.17 - Propriedades técnicas e econômicas da bateria

Battery Inputs

File Edit Help

Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type: **Bateria** Details... New... Delete

Battery properties

Manufacturer: Vision Battery
Website: www.vision-batt.com

Nominal voltage: 12 V
Nominal capacity: 220 Ah (2.64 kWh)
Lifetime throughput: 887 kWh

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	1299	1299	0.00

{ } { } { }

Advanced

Batteries per string: 1 (12 V bus)
 Minimum battery life (yr): 4 { }

Sizes to consider

Batteries: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8

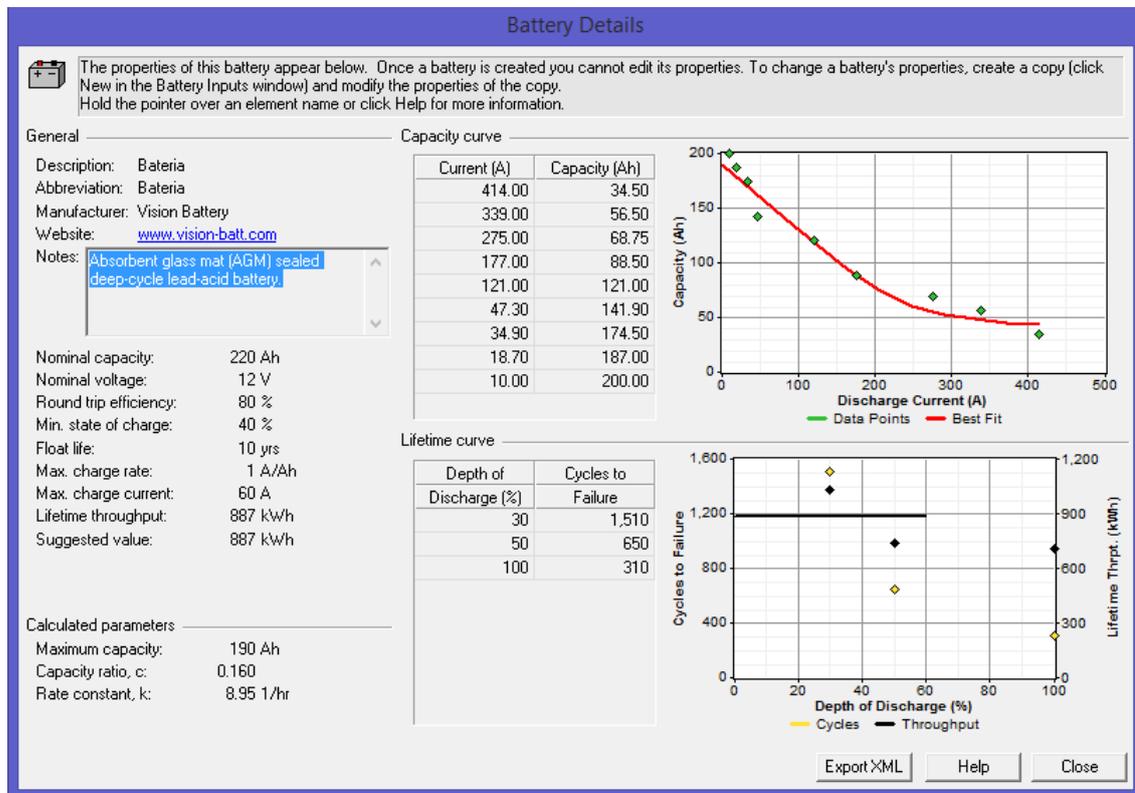
Cost Curve

Cost (000 \$) vs Quantity

Legend: Capital (red line), Replacement (blue line)

Help Cancel OK

Figura 5.18 - Detalhes das propriedades técnicas da bateria



5.4.3 Conversor CC/CA – Inversor

O software Homer propicia uma modelagem adequada do conversor, com a possibilidade de cadastrar suas propriedades técnicas e econômicas. Nas simulações é considerada uma quantidade de 0 a 10 conversores, para que o Homer escolha a melhor dentre as opções, e vida útil de 15 anos, conforme é apresentado na Figura 5.23.

Para as análises experimentais escolheu-se o conversor Hayonik12Vcc/220Vca – 1000 W.

Figura 5.19 - Propriedades técnicas e econômicas do conversor

Converter Inputs

File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.000	539	539	0
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

- 0.000
- 1.000
- 2.000
- 3.000
- 4.000
- 5.000
- 6.000

Cost Curve

Cost (000 \$) vs Size (kW)

Legend: Capital (red line), Replacement (blue line)

Inverter inputs

Lifetime (years): 15 {.}

Efficiency (%): 90 {.}

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

Rectifier inputs

Capacity relative to inverter (%): 100 {.}

Efficiency (%): 85 {.}

Buttons: Help, Cancel, OK

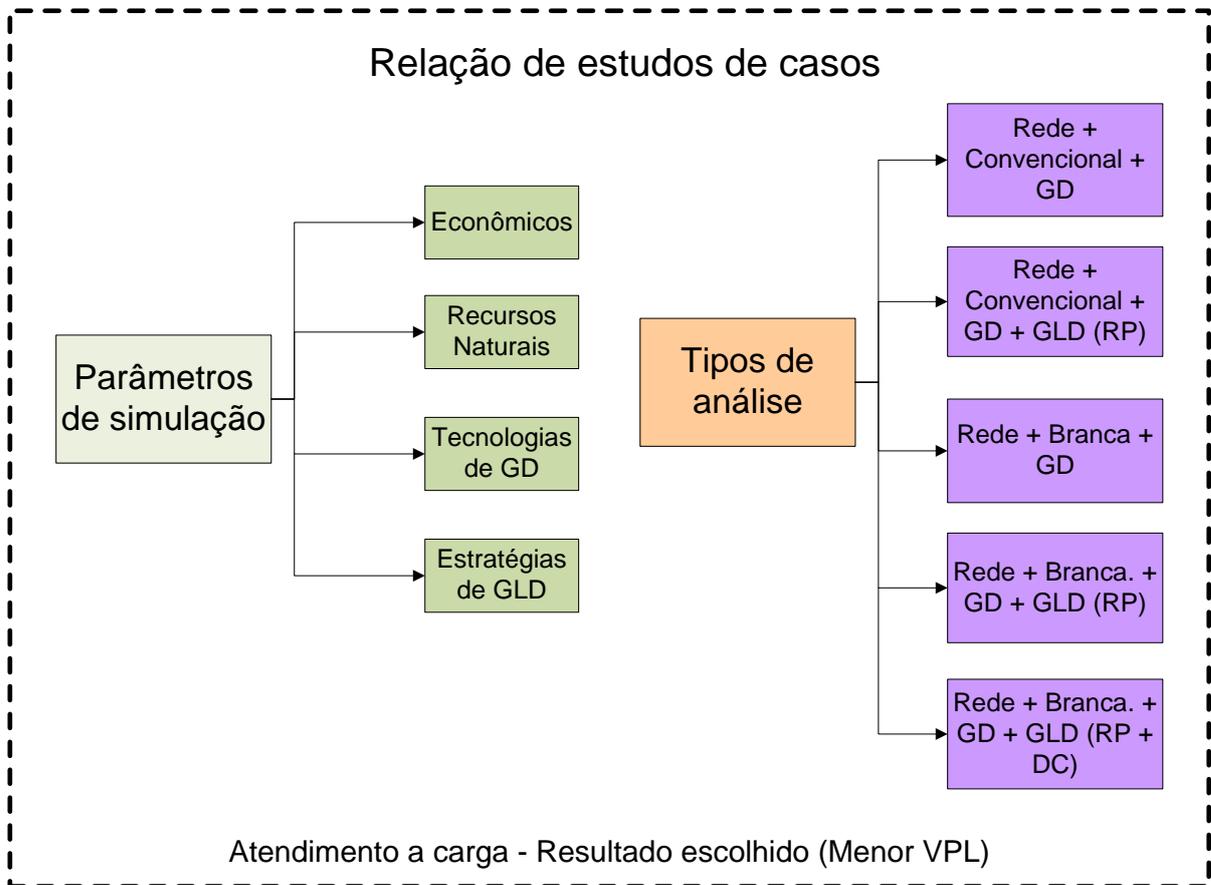
Este capítulo apresentou os modelos de carga por classe de consumo, a tarifa e os componentes de geração utilizados nas simulações através do software Homer para a obtenção dos resultados desta dissertação.

5.5 PARÂMETROS DA SIMULAÇÃO

Primeiramente foi feita uma relação de estudos de casos, analisando os parâmetros da simulação e os tipos de análise, os parâmetros são as estratégias de GLD: Deslocamento de carga e Redução de Pico e os dados econômicos: vida útil do projeto de 25 anos, taxa de juros anual de 4%, recursos naturais: recursos solares para a região escolhida, tecnologias de GD: tipo de painel, bateria, conversor.

Na Figura 6.1 está sendo apresentada a relação de estudos de casos.

Figura 5.20 - Relação de estudos de casos.



Foram feitos cinco tipos de análise: 1) rede, tarifa branca e a GD, 2) rede, tarifa convencional e a GD, 3) rede, tarifa convencional, GD e GLD: Redução de Pico - RP, 4) rede, tarifa branca, GD e GLD: Redução de Pico - RP e 5) rede, tarifa branca, GD e GLD: Deslocamento de Carga - DC. O Software Homer simula e apresenta como melhor resultando aquele que atende a carga e tem o menor VPL (valor presente líquido) para os 25 anos de projeto considerando uma taxa de juros anual de 4%.

6 RESULTADOS E ANÁLISE DE RESULTADOS

Foram adotados vários cenários para estudos de caso analisando os custos da Tarifa Branca e a inserção de GD, com a aplicação das estratégias de GLD para moldar a curva de carga considerando uma alteração de hábitos de consumo dos consumidores. Os modelos de carga, geração e tarifa utilizados nas simulações são os apresentados no capítulo 5.

A proposta é verificar se há vantagem econômica na utilização de estratégias de GLD considerando a Tarifa Branca em conjunto com a GD para as diferentes faixas de consumo.

6.1 ANÁLISE DE CUSTOS DA UTILIZAÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DE GLD

Para analisar os custos da utilização das estratégias de GLD em conjunto com a Tarifa Branca e a GD são feitas 24 simulações de acordo com as faixas de consumo e as estratégias de GLD consideradas. As curvas de cargas utilizadas são apresentadas no item 5.1 e os recursos solares no item 5.4.

A Tabela 6.1 apresenta as simulações para cada faixa de consumo de acordo com a estratégia de GLD aplicada.

Tabela 6.1 - Simulações para faixa de consumo de acordo com a estratégia de GLD considerada.

Faixas de Consumo	Estratégias de GLD
31 a 100 kWh	➤ Deslocamento de Carga (DC) 22,5%
101 a 160 kWh	➤ Deslocamento de Carga (DC) 45%
161 a 300 kWh	➤ Deslocamento de Carga (DC) 22,5%
301 a 500 kWh	➤ Deslocamento de Carga (DC) 45%
Acima de 500 kWh	➤ Redução de Pico (RP) 9% ➤ Deslocamento de Carga (DC) 22,5% + Redução de Pico (RP) 9% ➤ Deslocamento de Carga (DC) 45% + Redução de Pico (RP) 9%

Para um melhor entendimento será abordado os resultados para faixa de 301 a 500 kWh.

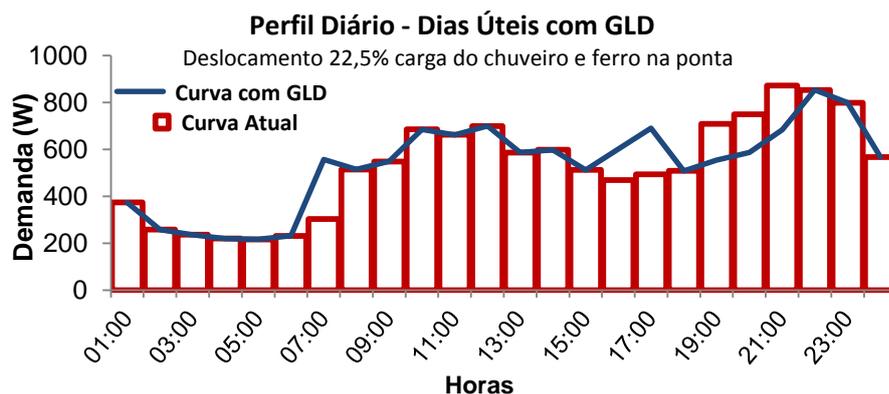
6.1.1 Resultados Faixa de 301 a 500 kWh

Para faixa de consumo de 301 a 500 kWh utilizou-se a curva de carga para dias úteis, Figura 5.9, e a curva de carga para sábados, domingos e feriados, Figura 5.10. Conforme a Tabela 6.1 para esta faixa de consumo simulou-se com a aplicação de 5 estratégias de GLD para moldar a curva de carga.

6.1.1.1 Estratégia de GLD Deslocamento de carga para classe de 301 a 500 kWh

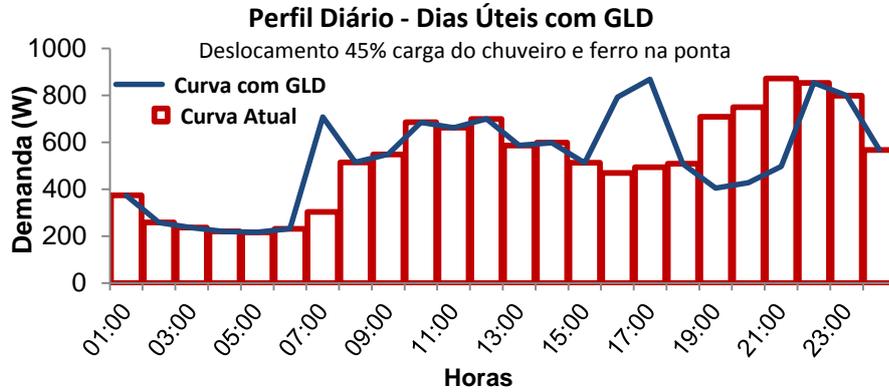
Como o cenário mais conservador considera a metade da representação na ponta do chuveiro e ferro de passar. Os 22,5% para essa classe no horário de ponta deslocado para o horário fora de ponta representa 524,30 W. É mostrado na Figura 6.2 o perfil de carga com a aplicação da estratégia de GLD pela linha azul.

Figura 6.1 - Perfil Diário com aplicação GLD (Deslocamento de Carga) para classe de 301 a 500 kWh



Já os 45 % correspondentes a carga no horário de ponta deslocado para o horário fora de ponta, no cenário não conservador, representam para essa classe 1.048,60 W. É mostrado na Figura 6.3 o perfil de carga com a aplicação da estratégia de GLD pela linha azul.

Figura 6.2 - Perfil Diário com aplicação GLD (Deslocamento de Carga) para classe de 301 a 500 kWh



6.1.1.2 Estratégia de GLD Redução de Pico para classe de 301 a 500 kWh

Os 9% correspondentes a soma de cargas dos equipamentos de ar-condicionado e som, reduzida no horário de ponta, representam 210,37 W. É mostrado na Figura 6.4 o perfil de carga com a aplicação da estratégia de GLD pela linha azul.

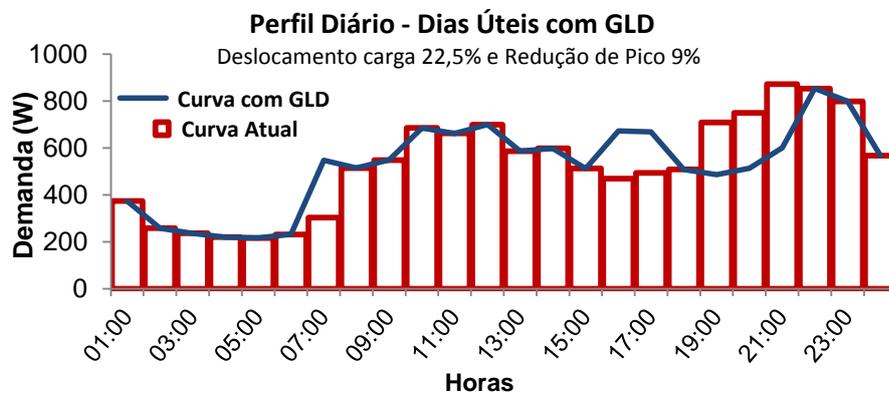
Figura 6.3 - Perfil Diário com aplicação GLD (Redução de Pico) para classe de 301 a 500 kWh



6.1.1.3 Combinação Estratégias de GLD Deslocamento de Carga e Redução de Pico para classe de 301 a 500 kWh

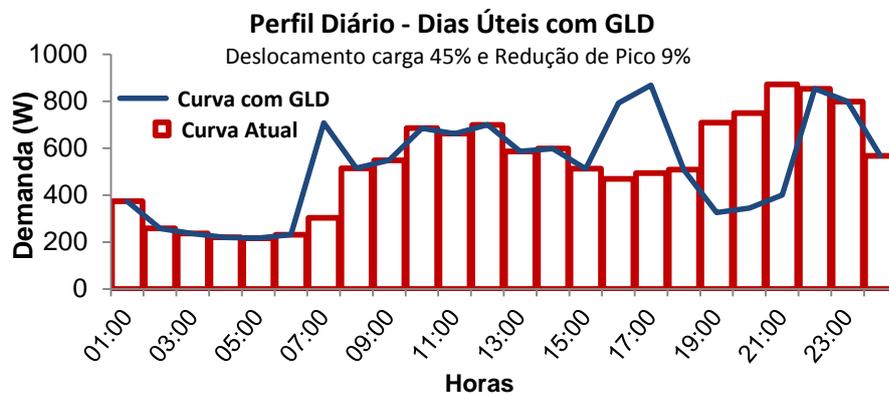
A representação da combinação das duas estratégias no cenário conservador reduzida e deslocada no horário de ponta é de 734,10 W. É mostrado na Figura 6.5 o perfil de carga com a aplicação da estratégia de GLD pela linha azul.

Figura 6.4 - Perfil Diário Combinação Estratégias GLD para classe de 301 a 500 kWh



Já os 54% correspondentes a combinação das duas estratégias reduzida e deslocada no horário de ponta representa 1.258,47 W. É mostrado na Figura 6.6 o perfil de carga com a aplicação da estratégia de GLD pela linha azul.

Figura 6.5 - Perfil Diário Combinação Estratégias GLD para classe de 301 a 500 kWh

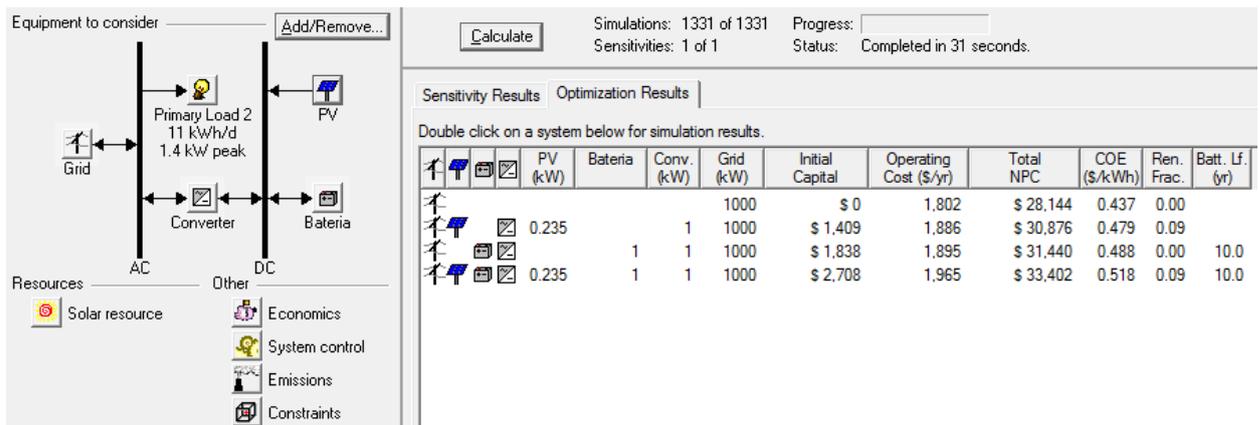


6.1.1.4 Resultados Software Homer para classe de 301 a 500 kWh

Para entendimento da metodologia proposta é apresentado a simulação no software Homer para classe de 301 a 500 kWh, considerando a Tarifa Branca com a aplicação da combinação das estratégias de GLD Deslocamento de carga e Redução de Pico conforme figura 6.6.

Nas simulações foram utilizados os recursos solares apresentados na Figura 5.18. Esses dados são mostrados no “resources” do software Homer. Após inserir a tecnologia de GD, seu preço e a quantidade de cada um, se calcula a melhor alternativa. Na Figura 6.7 está sendo apresentada a configuração do sistema utilizando a Tarifa Branca, bem como os melhores resultados.

Figura 6.6 - Simulação da tarifa branca para Santa Maria, faixa de consumo de 301 a 500 kWh.



O software Homer faz as simulações para todas as quantidades de equipamentos e apresenta os melhores resultados. Pela análise da Figura 6.7, o melhor resultado só utiliza a rede de energia elétrica (1000 kW), pois é o que tem o menor valor total (R\$ 28.144,00) para os 25 anos de projeto. O segundo melhor resultado utiliza a rede de energia elétrica (1000 kW), Painel Solar (1) e o conversor (1 kW), capital inicial de R\$ 1.409,00, custo de operação de R\$ 1.886,00 e um custo total de R\$ 30.876,00.

Neste caso, a GD em conjunto com a Tarifa Branca não se torna vantajosa, a utilização apenas da rede de energia elétrica apresenta os menores custos. Essa

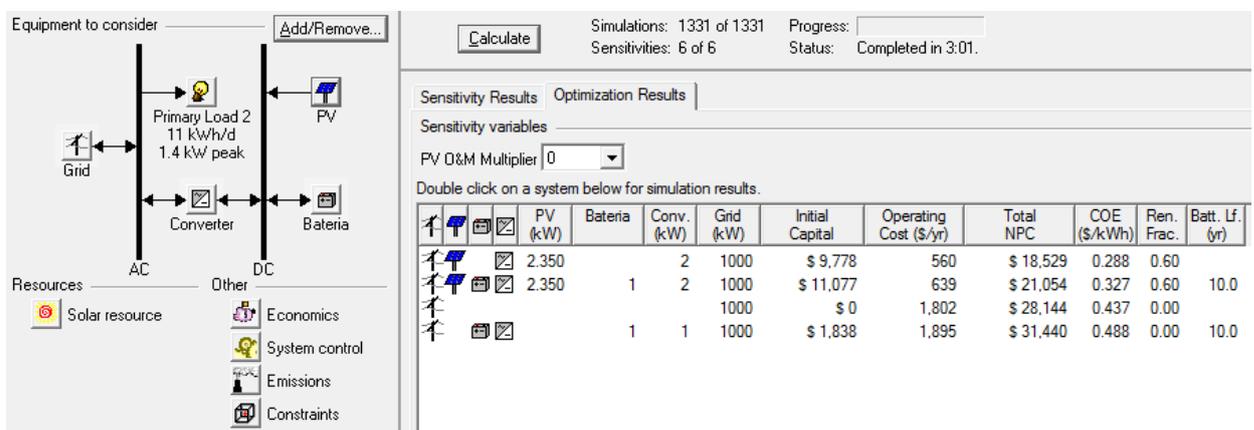
situação também se deu para as demais simulações se fazendo necessária uma análise de sensibilidade para o caso.

6.1.1.5 Análise de Sensibilidade para utilização de GD

Em função dos valores de mercado do painel solar, custo de manutenção e operação, e de seus respectivos recursos renováveis para a região de Santa Maria, as simulações não apresentaram como primeira solução a utilização de GD. Logo, foi realizada através do software Homer, uma análise de sensibilidade em relação ao valor do custo de OEM anual dos Painéis Solares.

Para isso foi realizado uma simulação considerando a redução do custo de OEM anual, na qual foi feito uma variação de 100% do valor atual até custo zero, conforme Figura 6.8 pode-se observar o melhor resultado que considera o custo zero.

Figura 6.7 - Simulação faixa de consumo de 301 a 500 kWh com Análise de Sensibilidade

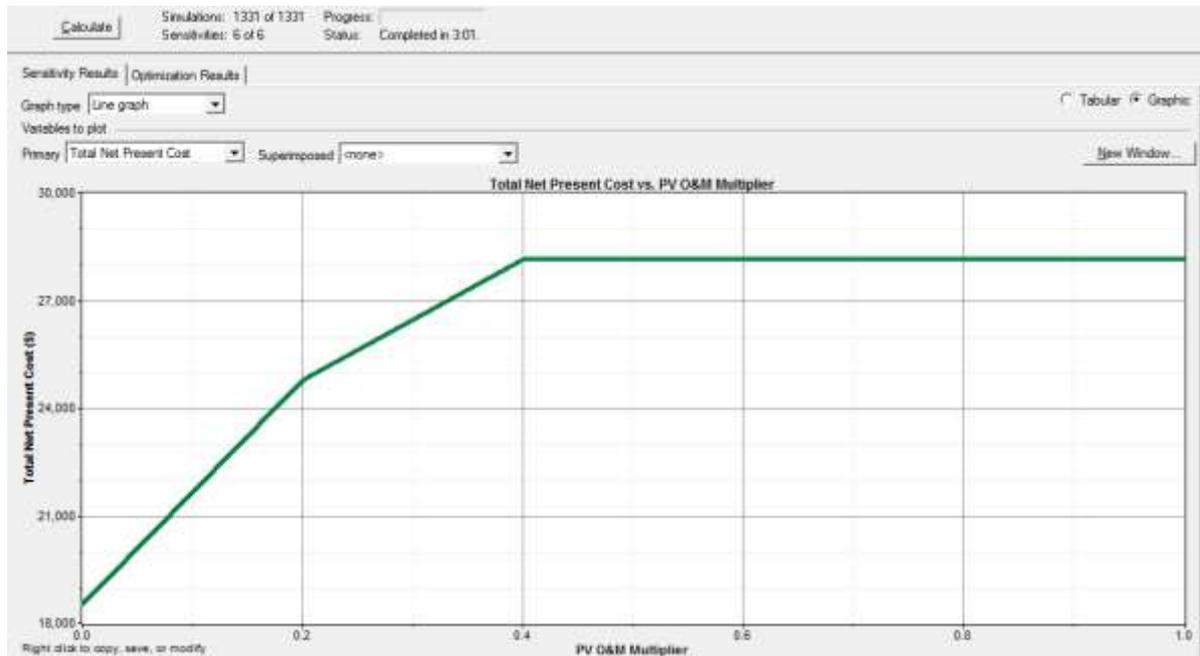


A Figura 6.8 apresenta como melhor resultado a utilização da rede de energia elétrica (1000 kW), 10 Painéis Solares (2.350 KW) e 2 conversores (1 kW), com um capital inicial de R\$ 9.778,00, custo de operação de R\$ 560,00 e um custo total de R\$ 18.529,00.

Essa análise de sensibilidade pode ser visualizada pela Figura 6.9, em que é apresentado graficamente pelo software Homer a variação do custo de operação e

manutenção anual do painel solar no eixo X e no eixo Y o valor presente do custo do projeto.

Figura 6.8 - Análise Gráfica de Sensibilidade.

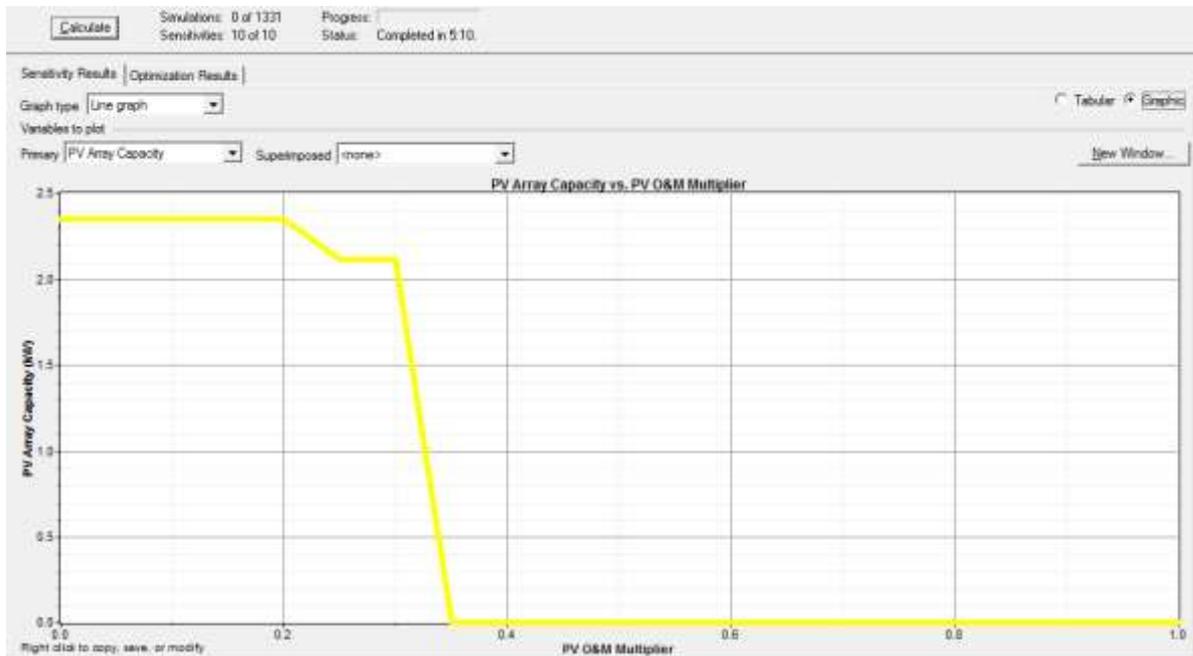


Observa-se no gráfico da figura 6.9, que para a redução até entorno de 40% do valor de manutenção e operação anual do painel solar, o melhor resultado é somente utilizar a rede da concessionária com valor de projeto de R\$ 28.144,00 conforme simulação realizada sem análise de sensibilidade na Figura 6.7. Porém para valores inferiores a 40%, o gráfico de sensibilidade mostra uma queda no valor do custo do projeto e começa a compensar a utilização de painéis solares em conjunto com a rede. Esse valor chega até a R\$ 18.529,00, no qual é considerado o custo zero para operação e manutenção.

Pode-se observar também, através do software Homer a análise gráfica de sensibilidade, quanto a quantidade de potência de painéis solares utilizados conforme a redução no custo de operação e manutenção anual do mesmos.

Na figura 6.10, é mostrado variação do custo de operação e manutenção anual do painel solar no eixo X e no eixo Y o valor de potência elétrica utilizada dos painéis solares.

Figura 6.9 - Análise de Sensibilidade Potência Solar e Custo Operação Manutenção

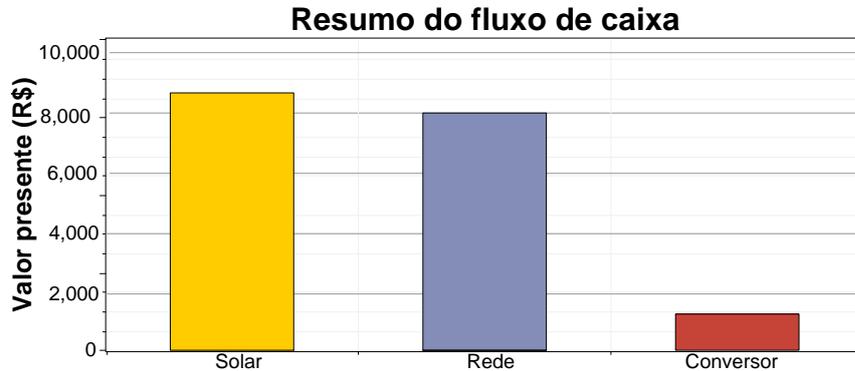


A utilização dos painéis solares começa a se mostrar interessante a partir do custo de OEM anual, igual ou inferior a 35%, conforme o gráfico da Figura 6.10, no qual observa-se a utilização de imediato de cerca de 9 painéis com uma potência de 2.115 kW. A utilização dos 10 painéis solares disponíveis na simulação se mostra como solução a partir da redução de 20% do valor de operação e manutenção anual.

O software Homer, ainda possibilita algumas análises em relação a implantação dos painéis solares, como Fluxo de Caixa, produção média de eletricidade e comportamento dos equipamentos no sistema.

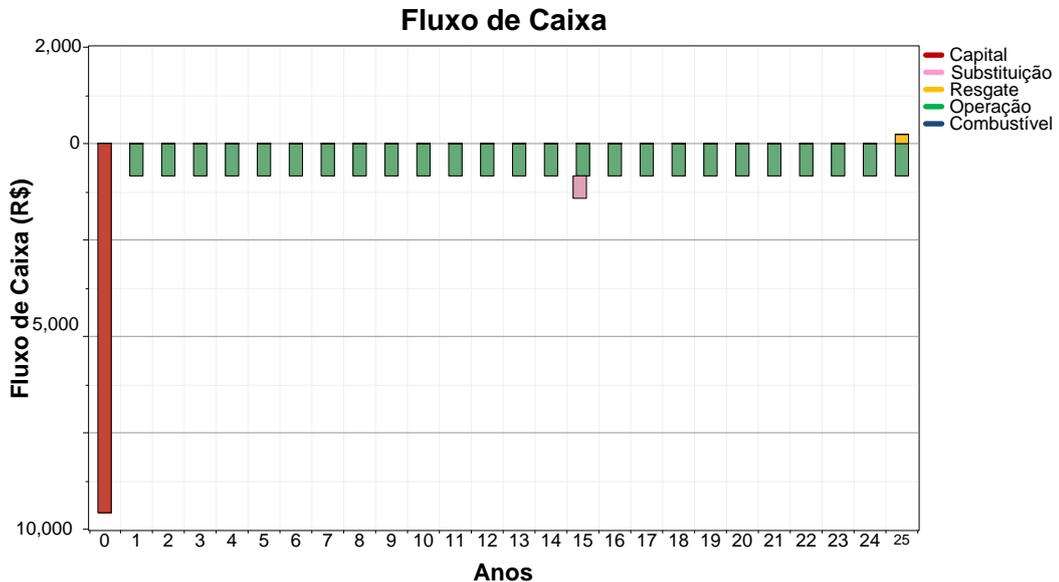
A Figura 6.11 ilustra o resumo do fluxo de caixa para este cenário.

Figura 6.10 - Resumo do fluxo de caixa para faixa de consumo de 301 a 500 kWh



Conforme se verifica, Figura 6.11, o maior custo é com os painéis solares, a rede de energia elétrica ficou com o segundo maior custo, seguida do conversor. Já a Figura 6.12 apresenta o fluxo de caixa para os 25 anos de projeto.

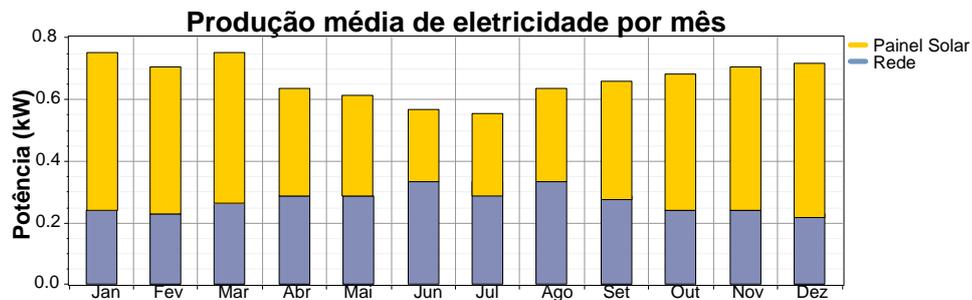
Figura 6.11 - Fluxo de caixa para faixa de consumo de 301 a 500 kWh



Pela análise da Figura 6.12 se percebe que o custo com capital só é feito no primeiro ano, valor em torno de R\$ 9.778,00, o custo de operação (R\$ 560,00) tem do segundo ano até o último, no ano 15 tem o custo de substituição do conversor (R\$ 539,00), já que este tem vida útil de 15 anos.

Na Figura 6.13 apresenta-se a produção média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 301 a 500 kWh com aplicação das estratégias de GLD.

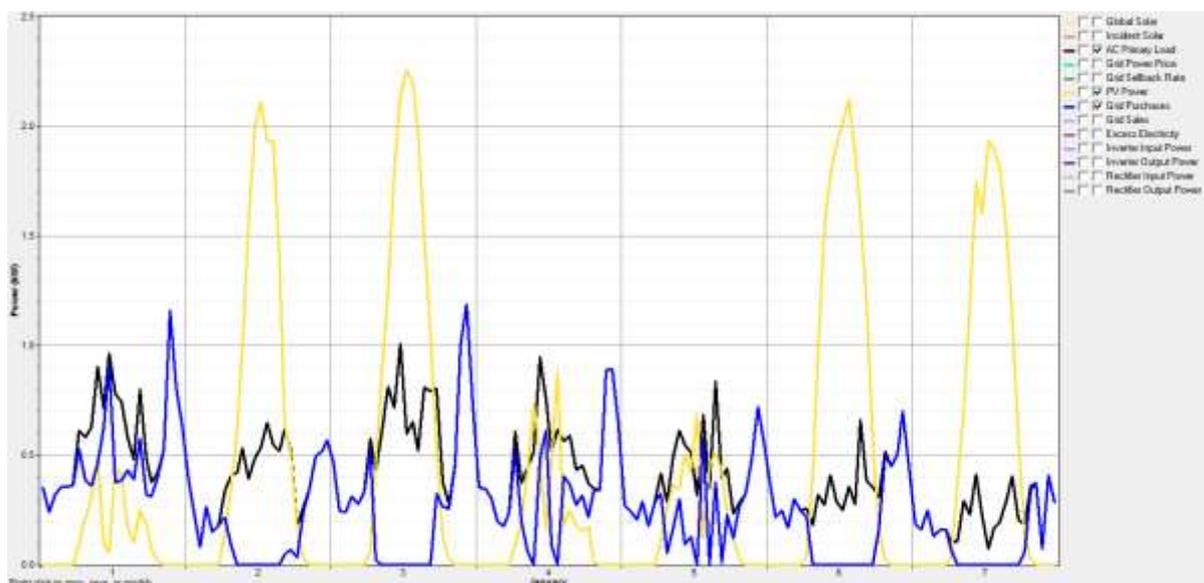
Figura 6.12 - Produção média de eletricidade por mês para faixa de consumo de 301 a 500 kWh



Na Figura 6.13, se verifica que os meses que houve uma maior utilização da rede de energia elétrica foram os meses de abril a agosto, em razão da radiação solar ser menor nestes meses.

Na Figura 6.14 apresenta-se o comportamento dos componentes do sistema no mês de janeiro para faixa de consumo de 301 a 500 kWh com a aplicação das estratégias de GLD, em preto é a carga, em amarelo os painéis solares e em azul a rede de energia elétrica.

Figura 6.13 - Perfil de geração e perfil de carga para faixa de consumo de 301 a 500 kWh



6.2 CENÁRIO CONSIDERANDO COLETOR SOLAR

O trabalho também analisa o sistema de GD juntamente com a utilização do aquecedor solar independente para aquecimento de água. Desta forma, tem-se uma alteração no perfil de carga pela redução ou não uso do chuveiro elétrico, que pode ser entendido também como uma estratégia de GLD de redução de pico.

Para simulação utilizando coletores solares, utilizou-se a curva de carga da faixa de consumo de 161 a 300 kWh, onde houve uma diminuição da carga nos horários de ponta do sistema, como é mostrado na Figura 6.15 e Figura 6.16.

Figura 6.14 - Perfil diário (dias úteis) para carga utilizando coletores solares.

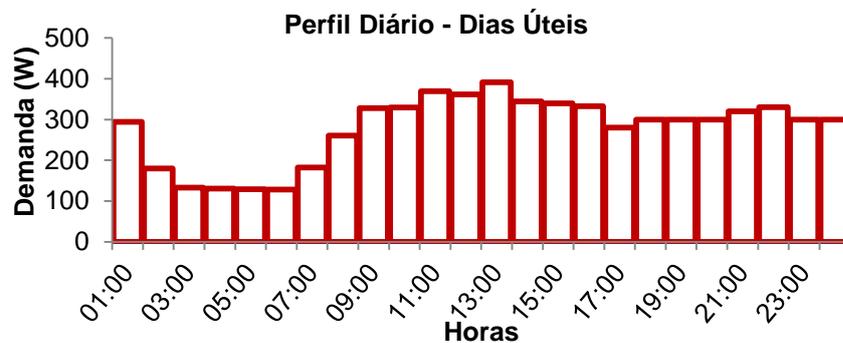
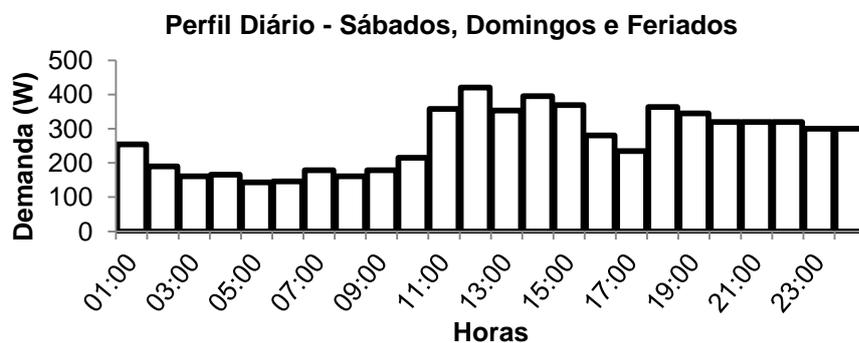
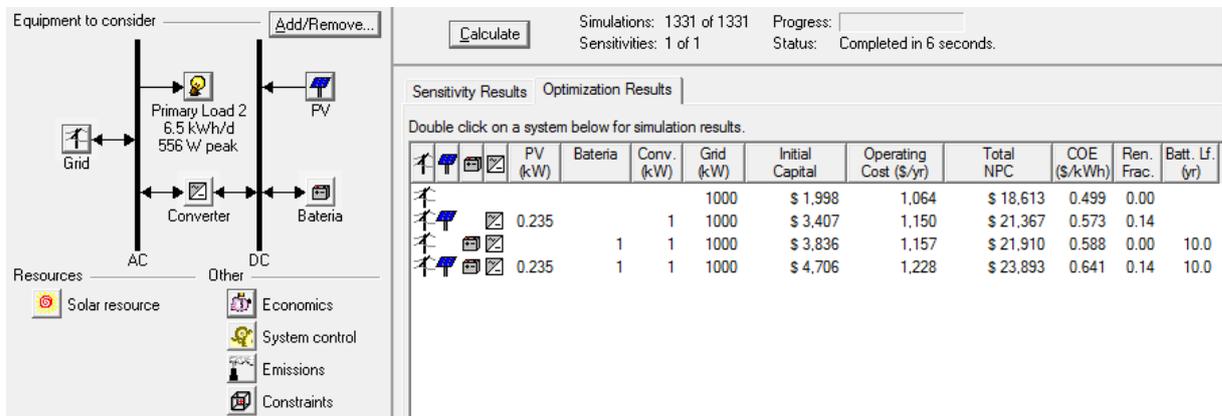


Figura 6.15 - Perfil diário (sábados, domingos e feriados) para carga com coletores solares.



Considerando a tarifa branca e o custo inicial de aquisição do sistema de aquecimento solar obteve-se os resultados conforme Figura 6.17.

Figura 6.16 - Resultados considerando coletor solar para faixa de consumo de 161 a 300kWh



O melhor resultado apresenta como menor valor total (R\$ 18.613,00) para os 25 anos de projeto e a utilização apenas da rede da concessionária juntamente com o coletor solar.

6.3 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

Na Tabela 6.2 demonstra-se o melhor resultado para cada faixa de consumo de acordo com a estratégia de GLD utilizada. Destaca-se que todos os cenários apresentados tem como a melhor solução a utilização apenas da rede elétrica como fonte de energia e a não utilização de coletor solar.

Conforme apresentado na Tabela 6.2 dos 24 cenários analisados sem redução de custo da GD, apenas quando aplicado a estratégia de deslocamento de carga tem-se o melhor resultado como sendo a Tarifa Branca, exceto para classe de 101 a 160kWh, quando aplicado o Deslocamento de Carga de 22,5%. Percebe-se também que a combinação das duas estratégias de GLD resulta em uma significativa alteração na carga durante o horário de pico, e que a quantidade de potência manipulada difere conforme a classe do consumidor, resultando em uma economia proporcional.

Tabela 6.2 - Melhor resultado para cada faixa de consumo de acordo com a estratégia de GLD

	Sem GLD	GLD (RP 9%)	GLD (DC 45%)	GLD (DC 22,5%)	GLD (RP 9%+ DC 45%)	GLD (RP 9%+ DC 22,5%)
Faixa de 31 a 100 kWh	Convencional (R\$ 6.037,00)	-	Branca (R\$ 5.877,00)	Branca (R\$ 6.032,00)	-	-
Faixa de 101 a 160 kWh	Convencional (R\$ 12.178,00)	-	Branca (R\$ 11.768,00)	Convencional (R\$ 12.178,00)	-	-
Faixa de 161 a 300 kWh	Convencional (R\$ 20.709,00)	Convencional (R\$ 20.315,00)	Branca (R\$ 20.096,00)	Branca (R\$ 20.694,00)	Branca (R\$ 19.449,00)	Branca (R\$ 20.173,00)
Faixa de 301 a 500 kWh	Convencional (R\$ 30.709,00)	Convencional (R\$ 30.446,00)	Branca (R\$ 28.800,00)	Branca (R\$ 30.280,00)	Branca (R\$ 28.144,00)	Branca (R\$ 29.704,00)
Faixa acima de 500 kWh	Convencional (R\$ 62.992,00)	Convencional (R\$ 61.942,00)	Branca (R\$ 59.237,00)	Branca (R\$ 61.719,00)	Branca (R\$ 57.454,00)	Branca (R\$ 60.587,00)

Este capítulo apresentou os resultados obtidos através das simulações realizadas no software Homer, onde obteve-se 24 cenários que estabelecem um comparativo entre a tarifa branca e a convencional. Foi apresentada também uma análise de sensibilidade com o propósito de viabilizar a utilização de GD.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1 CONCLUSÕES

Antes do surgimento da Tarifa Branca, apenas os consumidores de média e alta tensão possuíam tarifa horária, o que influenciou o comportamento da curva de carga desses consumidores para se adaptarem aos diferentes valores de tarifa durante as 24 horas do dia. Com a Tarifa Branca para os consumidores de BT o maior desafio é gerenciar a curva de carga, uma vez que não é só uma necessidade desses consumidores em utilizar a energia elétrica no período de ponta do sistema, mas também uma dificuldade por razões culturais, devido há muito tempo estarem habituados a utilizar tarifa única de energia.

Como exemplo, têm-se as duas novas resoluções normativas da ANEEL, uma em relação a nova modalidade tarifária para os consumidores residenciais de BT, denominada de Tarifa Branca e a outra sobre a conexão da GD nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A nova Tarifa Branca que possui valores diferenciados para as horas e dias da semana, tendo intervalos definidos como ponta, intermediário e fora de ponta, exige do consumidor por questões econômicas, uma maior flexibilidade da curva de carga e conseqüentemente a possibilidade da aplicação de estratégias de GLD em relação a tarifa convencional.

Embora a Tarifa Branca ainda não esteja em vigor, o foco principal da aplicação da tarifa horária é o consumidor de BT, principal responsável pela formação da demanda de ponta no sistema elétrico nacional e principalmente o consumidor residencial, devido aos hábitos de consumo e a representatividade no mercado de BT. Nesse sentido, para reduzir o pico da demanda na ponta e obter uma economia na fatura de energia com a utilização da Tarifa Horária Branca, o consumidor residencial, pode utilizar estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda e a Geração Distribuída.

Assim, através de levantamentos do Centro Brasileiro de Informação de Eficiência Energética – PROCEL foi analisado o comportamento do consumo de energia elétrica do consumidor residencial, verificando curvas típicas de cargas, percentuais de consumo em ponta e fora ponta de equipamentos de uso doméstico e predisposição do consumidor da região sul do país ao uso mais frequente de

determinados equipamentos. Nesta análise, pôde-se observar que o chuveiro elétrico apresenta grande contribuição na ponta da curva dos consumidores residenciais, como também foi possível notar a possibilidade de manipulação de cargas como o ar-condicionado, som e ferro de passar.

Desse modo, foram avaliadas as estratégias de GLD possíveis de serem aplicadas ao consumidor residencial fazendo uso da Tarifa Branca, onde destacaram-se a estratégia de deslocamento de carga, a redução de pico e a Geração Distribuída, esta última comportando-se também como uma estratégia de GLD, por moldar a curva de carga do consumidor toda vez que este deixa de consumir energia da rede para utilizar de fonte própria de energia.

Dessa forma, foram obtidas as curvas de carga dos consumidores residenciais por faixa de consumo, através dos dados reais de uma concessionária, assim como o recurso natural utilizado -- a radiação solar -- que foi obtida por meio do software Homer, o qual a partir dos dados de latitude e longitude fez o cálculo da irradiação solar diária média mensal. Após foram escolhidas as tecnologias de GD (painéis fotovoltaicos, conversores e baterias), analisando suas características técnicas e econômicas e realizadas a alteração das curvas de cargas por faixa de consumo conforme a estratégia de GLD escolhida.

A partir desta base de dados simularam-se no software Homer diversos cenários com o objetivo de analisar a viabilidade técnica e econômica quanto a aplicação de estratégias de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, considerando a Tarifa Branca e a geração distribuída.

Com efeito, de acordo com as cinco faixas de consumo e as estratégias de GLD consideradas na simulação, obtiveram-se vinte e quatro resultados através da utilização do software Homer, tendo todos como melhor opção a utilização apenas da rede da concessionária. Destaca-se ainda que os melhores resultados consideram a utilização da Tarifa Branca com a aplicação da estratégia de GLD de deslocamento de carga, onde o percentual de consumo na ponta do chuveiro elétrico e ferro de passar foram deslocados para o horário fora de ponta.

Além das simulações supracitadas, outro cenário foi considerado, utilizando análise de sensibilidade para tornar viável a utilização de GD do consumidor da faixa de consumo de 301 a 500 kWh, onde se mostrou vantajosa a utilização de painéis solares a partir da redução de 65% do custo de operação e manutenção anual dessa tecnologia GD.

Por fim, a metodologia apresentada obteve um panorama da aplicação de estratégias de GLD, considerando a modalidade tarifária branca em conjunto com a inserção de GD nos consumidores residenciais de BT. Com o avanço das tecnologias de medição e controle de energia e as redes elétricas inteligentes, essa metodologia poderá ser adaptada para a aplicação de GLD, como estratégias de gerenciamento de carga por parte do consumidor ou a resposta da demanda por parte da concessionária, aumentando assim a viabilidade do consumidor residencial de utilizar tarifas horárias como a Tarifa Branca.

7.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Com os resultados e o conhecimento apresentado, tem-se uma gama de aspectos que podem ser estudados e inseridos na metodologia proposta, as simulações podem compreender outras regiões do Brasil, podem ser escolhidas outras tecnologias de GD como a eólica.

Podem ser utilizadas outras curvas de cargas para outros perfis de consumidores como, por exemplo, os comerciais, e conseqüentemente a possibilidade de utilizar outras estratégias de GLD.

Além disso, este trabalho pode servir de base aos consumidores que desejam utilizar a tarifa branca em suas residências, assim como a instalação de GD, visando à criação de uma ferramenta que possa ser utilizada com o intuito de obter a melhor solução de acordo com a curva de carga do consumidor e da região onde se pretende inserir a GD.

7.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Ao longo deste trabalho foram publicados e apresentados 2 artigos científicos, em evento nacional, cuja relação segue:

- **SEPOC 2015 – 9º Seminário de Eletrônica de Potência e Controle .**

Título do trabalho: “Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Tarifa Branca e Gerenciamento pelo Lado da Demanda para os Consumidores de BT”.

Data/Local: 23 a 26 de agosto de 2015. Santa Maria, RS, Brasil.

- **SBSE 2016 – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos .**

Título do trabalho: “Técnicas de GLD aplicadas ao Consumidor de BT considerando a Tarifa Branca e a Geração Distribuída”.

Data/Local: 22 a 25 de maio de 2016. Natal, RN, Brasil.

REFERÊNCIAS

ALBUQUERQUE, F. L. et al. **Análise da Curva de Carga em Prédios Públicos com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Dotados de Compensação de Potência Reativa**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2012. Disponível em: <<http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/96699.PDF>> Acesso em: 09 set. 2013.

AGHAEI, J.; ALIZADEH, M.-I. Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 18, p. 64–72, 2013.

ALMEIDA, S. C. A.; FREIRE, R. L. **Geração de Energia Elétrica através de um Sistema Híbrido Diesel-Eólico para um Hospital**. Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural (AGRENER GD), 2008.

ANEEL, Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2. ed. – Brasília: ANEEL, 2005.

_____. **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=758>>. Acesso em: 21 out. 2015.

_____. **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: 23 de out. 2014.

_____. **Nota Técnica nº 197**. Tarifa Horária Branca - Baixa Tensão Parâmetro kz. ANEEL, 2012c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/029/resultado/nota_tecnica_-_tarifa_branca_-_resultado_ap_29.pdf>. Acesso em: 07 out. 2014.

_____. **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://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_362_2010_sre-srd-aneel.pdf>. Acesso em: 17 out. 2014.

_____. **Nota Técnica nº 0025/2011**. SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL -. ANEEL, 2011c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnica_0025_gd.pdf>. Acesso em: 02 mar. 2016.

_____. **Resolução Homologatória nº 1858**. Resultado revisão tarifária AES SUL. ANEEL, 2015b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ANEXO_%20AESSUL_reh20151858.pdf>. Acesso em: 02 ago. 2015.

_____. **Resolução Homologatória nº 1858**. Resultado revisão tarifária COELCE. ANEEL, 2015c. Disponível em: <

http://www.aneel.gov.br/cedoc/ANEXO_COELCE_reh20151858.pdf>. Acesso em: 02 ago. 2015.

_____. **Resolução Homologatória nº 1858**. Resultado revisão tarifária ENERSUL. ANEEL, 2015d. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ANEXO_ENERSUL_reh20151858.pdf>. Acesso em: 02 ago. 2015.

_____. **Resolução Normativa Nº414**, de 9 de setembro de 2010. ANEEL, 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 12 set. 2014.

_____. **Resolução Normativa nº464**, de 22 de novembro de 2011. ANEEL, 2011b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011464.pdf>>. Acesso em: 23 ago. 2014.

_____. **Resolução Normativa nº502**, Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B. ANEEL, 2012b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 24 ago. 2014.

_____. **Resolução Normativa nº482**, de 17 de abril de 2012. ANEEL, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 23 ago. 2014.

_____. **Resolução Normativa nº687**, de 24 de novembro de 2015. ANEEL, 2015e. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 8 jan. 2016.

_____. **Submódulo 7.1 e 7.2**. Procedimentos Gerais (PRORET). ANEEL, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702>>. Acesso em: 06 out. 2014.

_____. **Tarifa Branca**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781>>. Acesso em: 21 out. 2015a.

_____. **Tarifa Branca**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781&idPerfil=4>>. Acesso em: 13 out. 2014.

AYRES, H. M. **Desenvolvimento de Metodologias de Análise de Geradores Distribuídos em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2010. 176 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica – Departamento de Sistemas de Energia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação de Campinas da Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2010.

BEN 2015. **Balanco Energético Nacional 2015**. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf>. Acesso em: 23 abr. de 2016.

BRADLEY, P.; LEACH, M.; TORRITI, J. A review of the costs and benefits of demand response for electricity in the UK. **Energy Policy**, v. 52, p. 312–327, 2013.

CAMPOS, A. “Gerenciamento Pelo Lado da Demanda: Um Estudo de Caso”. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa Interunidades (IEE/POLI/FEA), São Paulo, 2004.

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais. **Alternativas Energéticas: uma visão Cemig**. Belo Horizonte: Cemig, 2012.

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

CUNHA. M. V, BERNARDON. D. P, SANTOS. L. L. C, FIGUEIRÓ. I. C, e JACONDINO. A. L, "Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Tarifa Branca e Gerenciamento pelo Lado da Demanda para os Consumidores de BT". SEPOC - 9º Seminário de Eletrônica de Potência e Controle. ago. 2015.

DONADON, A. R. **Proposta de Norma de Conexão de Fontes de Geração Distribuída à Rede de Baixa Tensão da Concessionária**. 2010. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica - Comissão de Pós-graduação em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica de Campinas da Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2010.

D. P. Bernardon...[et al.], **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes**, 1. ed. Santa Maria: AGEPOC, 2015. 163p.L

EARLE, R.; KAHN, E. P.; MACAN, E. Measuring the Capacity Impacts of Demand Response. **The Electricity Journal**, v. 22, n. 6, p. 47–58, 2009.

ENERGIA PURA, Painel Fotovoltaico Mitsubishi 255 W. Disponível em: <http://www.mitsubishielectricsolar.com/images/uploads/documents/specs/MLU_spec_sheet_250W_255W.pdf> Acesso em: 01 nov. 2014.

FARIA, P.; VALE, Z. Demand response in electrical energy supply: An optimal real time pricing approach. **Energy**, v. 36, n. 8, p. 5374–5384, 2011.

FIGUEIRÓ, I. C. **A tarifa horária para os consumidores residenciais sob o foco das Redes Elétricas Inteligentes – REI**. 2013. 127 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

GARCIA, O. Integração de técnicas de gerência de redes ao gerenciamento de cargas em redes de distribuição elétrica. Revista Eletrônica de Sistemas de Informação, v. 1, n. 1, p. 1-5, 2002.

GELLINGS, C. W. The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities. n. 10, p. 1468–1470, 1985.

GERALDI, D. **Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes**. 2013. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica - Comissão de Pós-graduação em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica de Campinas da Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2013.

Gottwalt, S. Ketter, W. Block, C. Collins, J. Weinhardt, C. **Demand sidemanagement - A simulation of household behavior under variable prices**. Energy Policy, Volume 39, Issue 1, 2011, Pag. 8163-8174.

GREENING, L. A. Demand response resources: Who is responsible for implementation in a deregulated market? **Energy**, v. 35, n. 4, p. 1518–1525, 2010.

GRZEIDAK, E., et al. **Qualidade de energia elétrica no contexto de smart grid**. O Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.osetoelettrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed68_fasc_smart_grid_s_cap4.pdf>. Acesso em: 21 out. 2014.

HIDRAUSHOP. Disponível em: <<http://hidraushop.com/produto/aquecedor-solar-compacto-soletrol-special-200-litros/8854>>. Acesso em: 13 de jun. 2016.

INFO, PROCEL. **SINPHA - Sistema de Informação de Posses e Hábitos de Uso de Aparelhos Elétricos**. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7BA6340DFB-8A42-41FC-A79D-B43A839B00E9%7D&Team=¶ms=itemID=%7BA797016A-8D13-4E7B-B5C3-0ECE28880269%7D;&UIPartUID=%7B05734935-6950-4E3F-A182-629352E9EB18%7D>>. Acesso em: 19 fev. de 2016.

ISTA BREEZE, Istabreeze I500 Windrad 12V generator marine. Disponível em: <https://www.istabreeze.com/online/index.php?route=product/product&product_id=50>. Acesso em: 02 nov. 2014.

Kallel, R. Boukettaya G. Krichen, L. **Demand side management of household appliances in stand-alone hybrid photovoltaic system**. Renewable Energy, Volume 81, Issue 1, 2015, Pag. 123 - 135.

LAFAY, J. S. **Análise Energética de Sistemas de Aquecimento de Água com Energia Solar e Gás**. 2005. 153 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica - Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

Lambert T, Gilman P, Lilienthal P., **“Micropower system modelling with HOMER”**. Integrado em: Farret F., Simões M. *“Integration of alternative sources of energy”*, Wiley; 2006.

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://repositorio.unb.br/bitstream/10482/4040/1/2009_HugoLamin.pdf>. Acesso em: 19 out. 2014.

LEITE, J. B. Desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de energia (EMS - energy management system) para a rede elétrica inteligente (Smart Grid). **Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação.**, p. 168, 2015.

MAHMOUDI, N.; SAHA, T. K.; EGHBAL, M. A new demand response scheme for electricity retailers. **Electric Power Systems Research**, v. 108, p. 144–152, 2014.

MAURER, L. Tarifas que Incentivam a Resposta da Demanda (DR) = Eficiência Energética (EE) e o Gerenciamento da Carga (DSM). **International Seminar on Electricity Tariff Structure**, p. 26, 2009.

G. M. Masters, **Renewable and Efficient Electric Power systems**, 2. Ed., Wiley, 2013.

Matallanas, E. Castillo-Cagigal, M. Gutiérrez, A. Monasterio-Huelin, F. Caamaño-Martín E. Masa, D. Jiménez-Leube, J. **Demand side management - A simulation of household behavior under variable prices**. Applied Energy, Volume 91, Issue 1, 2012, Pag. 90-97.

Mendes J. Gallante C. **Conversores CC-CA**. Faculdade da Fundação Instituto Tecnológico de Osasco. 2009. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAACrKAI/conversores-cc-ca>>. Acesso em: 24 fev. 2016.

MERKASOL Energias Renovables, Win Turbine Eolos 450 12 V. Disponível em: <<http://www.merkasol.com/Win-Turbine-Eolos-450-12V>> Acesso em: 2 nov. 2014.

MERKASOL Energias Renovables, turbinas eólicas Bee 800 de 12 V 5 lâminas com regulador. Disponível em: <http://www.merkasol.com/epages/62387086.sf/pt_PT/?ObjectPath=/Shops/62387086/Products/aerog031> Acesso em: 2 nov. 2014.

Mezaroba, M. **Sistemas de Armazenamento de Energia**. 2012. Disponível em: <http://www.joinville.udesc.br/portal/professores/mezaroba/materiais/CEN___Aula_12___Armazenadores_de_Energia.pdf>. Acesso em: 23 fev. 2016.

MOGAWER T. SOUZA T. M. **Sistema solar de aquecimento de água para residências populares**. Centro de Energias Renováveis - Unesp - Guaratinguetá - São Paulo, 2004.

MOGHADDAM, M. P.; ABDOLLAHI, A.; RASHIDINEJAD, M. Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets. **Applied Energy**, v. 88, n. 9, p. 3257–3269, 2011.

Moura, P. S. Almeida A. T. **Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 14, Issue 1, 2010, Pag. 1461-1468.

NEOSOLAR energia, Painel Solar Fotovoltaico Jetion JT235PCE (235WP). Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-jetion-jt235pce-235wp.html>>. Acesso em: 2 nov. 2014.

ONS. Benefícios do Horário de Verão 2013/2014. **ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico**, p. 2–3, 2014.

Pessôa, J.A.P. **Fundamentos Básicos Gerais das Tecnologias de Armazenamento de Eletricidade**. 2015.

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

RODRIGUES, A. F. **Análise da viabilidade de alternativas de suprimento descentralizado de energia elétrica a comunidades rurais de baixa renda com base em seu perfil de demanda**. 2006. 156 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

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.

SIANO, P. Demand response and smart grids—A survey. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, p. 461–478, 2014.

SILVA, H. B. DA. Resposta à Demanda via Precificação em Tempo Real para Controle da Demanda de Energia. **Dissertação (Mestrado) Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. Departamento de Engenharia de Produção**, p. 80, 2013.

SOARES, T. A. L. Sistemas de produção de electricidade descentralizada baseados em energia renovável. **Relatório de Projecto realizado no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Portugal**, p.114, 2009.

SOLETROL, Aquecedor Solar Compacto Soletrol. Disponível em: <<http://www.soletrol.com.br/produtos/compactos/aquecedor-solar-compacto-soletrol-special/>>. Acesso em: 13 jun. de 2016.

SOUZA, B. X.; NERYS, J. W. **Estudo de Caso de Geração Distribuída Fotovoltaica de Pequeno Porte Conectada à Rede de Distribuição**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2012. Disponível em: <<http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/97049.PDF>> Acesso em: 20 out. 2014.

STADLER, I. Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response. **Utilities Policy**, v. 16, n. 2, p. 90–98, 2008.

TOLEDO, F. **Desvendando as redes elétricas inteligentes**. Coordenador Geral Fabio Toledo - Vários colaboradores. Rio de Janeiro :Brasport, 2012.

TORRITI, J.; HASSAN, M. G.; LEACH, M. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. **Energy**, v. 35, n. 4, p. 1575–1583, 2010.

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

WALAWALKAR, R. et al. An economic welfare analysis of demand response in the PJM electricity market. **Energy Policy**, v. 36, n. 10, p. 3692–3702, 2008.

WALAWALKAR, R. et al. Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO. **Energy**, v. 35, n. 4, p. 1553–1560, 2010.

W SOLAR. 230 W Solar Module. Disponível em: <https://www.energiapura.com/download/wsolar230w_energiapura.pdf>. Acesso em: 2 nov. 2014.

WINDFINDER. Previsão de vento. Disponível em: <<http://www.windfinder.com/>>. Acesso em: 23 out. 2014.