

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIEGO BRANCHES VILAR

GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO  
RECOZIMENTO SIMULADO

DM: 24/2016

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém – Pará – Brasil

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIEGO BRANCHES VILAR

GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO  
RECOZIMENTO SIMULADO

Dissertação submetida à Banca  
Examinadora do Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica  
da UFPA para a obtenção do Grau  
de Mestre em Engenharia Elétrica  
na área de Sistemas de Potência.

UFPA / ITEC / PPGEE  
Campus Universitário do Guamá

Belém – Pará – Brasil

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

GERENCIAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA UTILIZANDO  
RECOZIMENTO SIMULADO

AUTOR: DIEGO BRANCHES VILAR

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA  
APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ E JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO  
DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA.

APROVADA EM \_\_\_\_ / \_\_\_\_ / \_\_\_\_

BANCA EXAMINADORA:

---

Prof. Dra. Carolina de Mattos Affonso  
(ORIENTADORA – UFPA)

---

Prof. Dr. Roberto Célio Limão de Oliveira  
(MEMBRO – UFPA)

---

Prof. Dr. Raidson Jenner Negreiros de Alencar  
(MEMBRO – UFPA)

Visto:

---

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes  
(COORDENADOR DO PPGEE / ITEC / UFPA)

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho ao meu pai e minha mãe por sempre me apoiarem e incentivarem a conquistar meus objetivos.

A Deus por sempre iluminar meu caminho me dando forças em todos os momentos da minha vida.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe, Solange Vilar e ao meu pai Luís Fernando Vilar por todo apoio e dedicação durante este árduo caminho.

Agradeço à minha orientadora, professora Carolina Mattos Affonso, pelo empenho, dedicação com que conduziu este trabalho e pelas orientações acadêmicas.

Aos amigos do GSEI, Zaire Souza e Jorge Henrique, por muitas vezes tirarem minhas dúvidas, mesmo às vezes elas sendo triviais.

A todos os meus novos e velhos amigos da universidade pelo grande apoio e amizade. Aprendi muito com vocês durante esse período.

Por fim, agradeço a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

## SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES .....	10
LISTA DE TABELAS .....	12
RESUMO .....	13
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....	15
1.1 MOTIVAÇÃO .....	15
1.2 OBJETIVO .....	18
1.3 REVISÃO DA LITERATURA .....	18
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO .....	21
CAPÍTULO 2 – GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA .....	22
2.1 INTRODUÇÃO .....	22
2.2 OBJETIVOS DOS PROGRAMAS DE GLD.....	23
2.3 RESPOSTA À DEMANDA .....	25
2.4 VANTAGENS DO GLD.....	28
2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	29
2.5.1 Biomassa .....	30
2.5.2 Energia eólica.....	31
2.5.3 Energia solar fotovoltaica .....	31
2.5.4 Energia hídrica .....	32
2.6 SMART GRID: A REDE ELÉTRICA INTELIGENTE.....	32
2.7 CENÁRIO BRASILEIRO .....	35
2.7.1 Estrutura Tarifária horo-sazonal no Brasil.....	39
2.7.2 Tarifa Branca.....	40
2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	42
CAPÍTULO 3 – RECOZIMENTO SIMULADO .....	43
3.1 INTRODUÇÃO .....	43
3.2 FUNDAMENTAÇÃO DO MÉTODO.....	43
3.3 ANALOGIA MATEMÁTICA .....	45
3.4 PARÂMETROS DO ALGORITMO .....	47
3.4.1 Modelos para determinação dos parâmetros iniciais .....	49
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	50

CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA PROPOSTA E RESULTADOS .....	52
4.1 INTRODUÇÃO .....	52
4.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA .....	52
4.3 ESPECIFICAÇÕES DO SISTEMA .....	56
4.4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	58
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES .....	67
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	69
ANEXOS.....	75

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Sistema elétrico convencional. Fonte: LOPES, FERNADES e SAADE (2015).....	15
Figura 1.2 – Projeção da geração solar FV por região. (FONTE: IEA, 2014).....	16
Figura 1.3 – Número de conexões por fonte de energia. (FONTE: ANEEL <sup>1</sup> , 2015).....	17
Figura 2.1 – Alternativas para o gerenciamento pelo lado da demanda. Fonte: Adaptado de SIEBERT (2013).....	23
Figura 2.2 – Técnicas de gerenciamento de carga. Fonte: Adaptado de GELLINGS (1985).....	24
Figura 2.3 – Classificação de resposta à demanda. Fonte: Adaptado de ALBADI e EL-SAADANY (2008).....	26
Figura 2.4 – Exemplo de tarifas variáveis: (a) TOU; (b) CPP; (c) RTP. Fonte: O Autor (2016).....	28
Figura 2.5 – Microrrede típica. Fonte: POMILIO (2013).....	33
Figura 2.6 – Smart Grid. Fonte: LOPES, FERNADES e SAADE (2015).....	34
Figura 2.7 – Ilustração da composição do PRODIST. Fonte: MATTAR (2010).....	36
Figura 2.8 – Medidor inteligente da Cemig. Fonte: Revista O Setor Elétrico. ....	38
Figura 2.9 – Comparativo entre a Tarifa Branca e a Convencional. Fonte: ANEEL <sup>4</sup> (2016).....	41
Figura 3.1 – Morfologia de um filme de CdTe depositado pela técnica CSS:.....	45
Figura 3.2 – Trajetória para se atingir um mínimo global. Fonte: Adaptado de BISCAIA (2002).....	47
Figura 3.3 – Pseudocódigo do Algoritmo do Recozimento Simulado. Fonte: O Autor (2016).....	48
Figura 4.1 – Sistema residencial utilizado. Fonte: Adaptado de Vilar e Affonso (2016). .....	52
Figura 4.2 – Exemplos de horários propostos. Fonte: O Autor (2016).....	53
Figura 4.3 – Balanço de energia. Fonte: O Autor (2016).....	53
Figura 4.4 – Energia fornecida pelo painel fotovoltaico em um dia típico. Fonte: O Autor (2016).....	55
Figura 4.5 – Perfil das modalidades tarifárias em um dia útil. Fonte: O autor (2016)..	57
Figura 4.6 – Perfil de consumo (Cenário 1). Fonte: O Autor (2016). ....	59
Figura 4.7 – Uso dos dispositivos controláveis durante o dia (Cenário 1). Fonte: O Autor (2016).....	60
Figura 4.8 – Consumo total de energia ao longo do dia (Cenário 1). Fonte: O Autor (2016).....	60
Figura 4.9 – Média dos Experimentos Realizados .....	62
Figura 4.10 – Uso dos dispositivos durante o dia (Cenário 2). Fonte: O Autor (2016)..	62
Figura 4.11 – Consumo total de energia ao longo do dia (Cenário 2). Fonte: O Autor (2016).....	63
Figura 4.12 – Uso dos dispositivos durante o dia (Cenário 3). Fonte: O Autor (2016)..	64

Figura 4.13 – Consumo total de energia ao longo do dia (Cenário 3). Fonte: O Autor (2016).....	64
Figura 4.14 – Energia fornecida pela concessionária para os cenários 1,2 e 3 em KWh. Fonte: O Autor (2016).....	65

## LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – Opções de contratação para consumidores MT e AT. ....	40
TABELA 4.1 – Informação dos Equipamentos Usados para Deslocamento de Carga.....	56
TABELA 4.2 – Valores da Tarifa de Energia Usada pela CELPA.....	57
TABELA 4.3 – Preferencias do usuário .....	59
TABELA 4.4 – Resultados para um típico dia de semana.....	66
TABELA 4.5 – Custo de energia mensal.....	66

## RESUMO

A evolução das redes tradicionais em redes inteligentes tem contribuído para o aumento da penetração da geração distribuída nos sistemas elétricos. Além disso, a maior integração da Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC) com os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) tem possibilitado o envolvimento do consumidor à gestão da demanda, que ganhou um interesse crescente nos últimos anos. Apesar de ser um tema discutido desde meados de 1980, somente com o advento das Redes Inteligentes o mesmo passou a ser mais difundido. Nesse sentido, o consumidor deve ter o conhecimento das estratégias de gerenciamento pelo lado da demanda (GLD) para poder tirar vantagem deste programa. Portanto, Esta dissertação de mestrado tem como objetivo desenvolver uma metodologia de gerenciamento de energia residencial (do inglês, *Home Energy Management System* - HEM), para auxiliar o cliente na tomada de decisões quanto ao deslocamento de carga fornecendo propostas de agendamento para o consumo de energia em residências, em resposta aos sinais tarifários, de modo a reduzir os gastos do consumidor com a compra de energia fornecida pela concessionária e otimizar o uso da geração fotovoltaica.

Palavras-chave: Gerenciamento pelo Lado da Demanda. Resposta à Demanda, Redes Elétricas Inteligentes. Geração Fotovoltaica.

## **ABSTRACT**

The evolution of turning traditional grid into smart grid has contributed the enhancement of penetration of distributed generation in electric systems. Furthermore, the greater integration of Information and Communication Technology (ICT) and Power Electric Systems (PES) has provided the commitment among costumers and demand side management (DSM), which has become increasingly more interested in the last years. Nevertheless, being such a debated topic since 1980, it only has been more defunded throughout the smart grid. Hence this point of view, the costumer must understand some strategies of demand side management in order to take some advantage of this program. Therefore, this master's dissertation aims developing a Home Energy Management System (HEM), in order to assist the costumer in making up his decision of the load shifting, providing scheduling proposals for home energy consumption, in Demand Response (DR) in order to reduce consumer spending on the purchase of energy provided by the concessionaire and optimize the use of photovoltaic generation.

Key words: Demand Side Management. Demand Response. Smart Grid. Photovoltaic Generation.

## CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

### 1.1 MOTIVAÇÃO

A utilização de fontes de energia renovável (ex: solar, eólica) vem crescendo consideravelmente no mundo todo devido ao custo cada vez mais elevado das fontes de energia convencional, como petróleo e carvão mineral. Aliado a isso, tem-se a preocupação cada vez maior com os impactos ambientais, como a emissão de gases poluentes na atmosfera e o aquecimento global (JENKINS, 2000).

Neste cenário, os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) tem sofrido diversas modificações. O tradicional modelo de geração centralizada, conforme ilustra a Figura 1.1, baseado em sistemas de grandes centrais geradoras, normalmente localizadas próximas às fontes de energia primária e longe dos centros urbanos, está dando espaço para o modelo de geração distribuída (GD).

Este novo padrão é caracterizado pelo uso da geração de energia próxima dos consumidores, tais como em locais residenciais, comerciais ou industriais, e usualmente utiliza fontes de energia renováveis. As gerações distribuídas são conectadas diretamente na rede de distribuição, dando origem as chamadas microrredes e garantindo assim uma desverticalização do SEP.

Em resposta a essas mudanças, surge o conceito da rede elétrica inteligente, (do inglês, *Smart Grid* - SG), onde principalmente as áreas de tecnologia da informação e telecomunicações são integradas a rede elétrica, a fim de proporcionar o monitoramento e tráfego de dados na mesma, resultando na diminuição de perdas e aumento do desempenho do sistema, contribuindo fundamentalmente para uma utilização mais eficiente da energia elétrica.



Figura 1.1 – Sistema elétrico convencional. Fonte: LOPES, FERNADES e SAADE (2015).

Uma das fontes de energia renováveis mais promissoras é a solar. Devido à expectativa de redução dos custos de fabricação e o aumento da eficiência de ambos os painéis fotovoltaicos e conversores, a geração solar fotovoltaica (FV) desponta no cenário mundial como a que mais cresce em termos de quantidade instalada. Dados da agência internacional de energia (do inglês, *International Energy Agency* - IEA) evidenciam o crescimento dessa tecnologia, como pode ser observado na Figura 1.2.

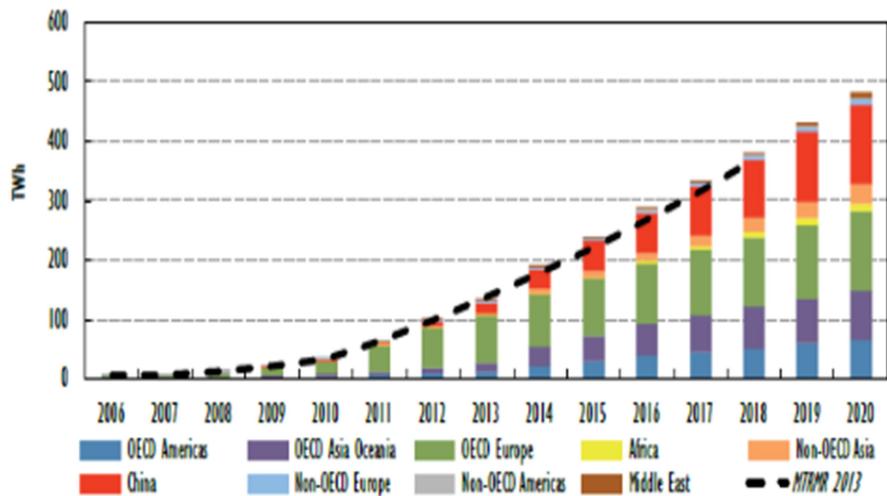


Figura 1.2 – Projeção da geração solar FV por região. (FONTE: IEA, 2014)

Os sistemas de geração fotovoltaicos são usualmente instalados perto dos consumidores (geralmente em telhados residenciais), e podem oferecer benefícios operacionais e econômicos, além de aumentarem a robustez do sistema elétrico como um todo. A produção de eletricidade a partir de energia de origem solar depende das condições meteorológicas.

Ao contrário de fontes convencionais de energia elétrica, esta fonte renovável não é "despachável", e a potência de saída não pode ser controlada. Portanto, a integração da geração fotovoltaica na rede elétrica requer estratégias eficientes de controle para uma operação confiável do sistema, uma vez que a rede deve sempre manter o equilíbrio entre geração e carga em tempo real.

Em 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apresentou dados que indicam o crescimento acelerado da geração distribuída no Brasil. Em outubro de 2014 eram 1.000 consumidores. Dois meses depois, o número de adesões a este sistema, chegou ao expressivo número de 1.731 conexões, com destaque para a geração fotovoltaica, como pode ser observado na Figura 1.3, a seguir.

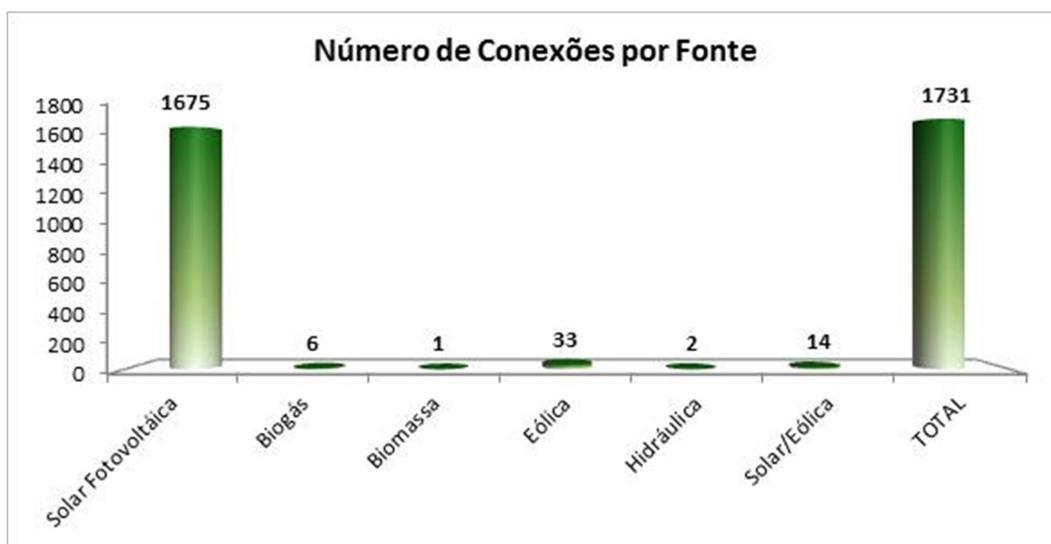


Figura 1.3 – Número de conexões por fonte de energia. (FONTE: ANEEL<sup>1</sup>, 2015)

Nesse sentido, o uso desta tecnologia pode ser uma solução viável para tentar recuperar o setor elétrico brasileiro, da grave crise que se instaurou; principalmente pela falta de investimentos no setor e um grande período de seca aliada a alta dependência das hidrelétricas para geração de energia. O que torna necessário o uso de ações paliativas como a ativação de usinas termoeletricas, com custos de operação e manutenção muito mais caros, do que seriam se a matriz energética fosse mais diversificada.

O novo conceito de Redes Inteligentes permite essa integração da energia renovável no sistema de energia elétrico, incorporando tecnologias de informação e comunicação em todos os aspectos da geração de eletricidade, distribuição e consumo, a fim de minimizar os impactos ambientais, aumentar mercados, melhorar a confiabilidade e serviço, e reduzir custos. Ela pode ser implementada em todos os níveis, desde as tecnologias de geração a eletrodomésticos, permitindo o envolvimento do consumidor à gestão da demanda, que ganhou um interesse crescente nos últimos anos.

Um dos programas de GLD mais comuns consiste nas Tarifas por Horário de Uso (do inglês, *Time-of-Use* - TOU), onde os consumidores são cobrados de forma diferente dependendo da hora do dia em que a energia é utilizada (PALENSKY; DIETRICH, 2011). Em resposta aos sinais de preços, os clientes costumam mudar do horário de pico, onde a energia é mais cara, a fim de minimizar a conta de energia. Apesar de ser um tema discutido desde meados de 1980, somente com o advento das Redes

Inteligentes o mesmo passou a ser mais difundido. (CHAN et al., 2012) (LEE; KWON; LEE, 2014).

## 1.2 OBJETIVO

Esta dissertação de mestrado tem como objetivo desenvolver uma metodologia de gerenciamento de energia residencial, para realizar o agendamento de eletrodomésticos controlados que possuem maior impacto no consumo de energia, de modo a reduzir os gastos do consumidor com a compra de energia fornecida pela concessionária.

O sistema considerado para o estudo consiste de uma residência com um sistema de geração fotovoltaica conectada à rede elétrica, utilizando uma nova tarifa por tempo de uso chamado de Tarifa Branca, que está sendo implementada no segmento de distribuição de energia brasileiro.

## 1.3 REVISÃO DA LITERATURA

Diversos trabalhos têm sido publicados recentemente com propostas de sistemas de gerenciamento energético residencial (do inglês, *Home Energy Management System* – HEMS). Em (HAN et al., 2014) é proposto um sistema capaz de analisar tanto o dado de consumo da residência quanto da geração em tempo real baseado em uma arquitetura com *Zigbee* e PLC (do inglês, *Power Line Communication*). A partir desses dados é feito um controle remoto para garantir que os níveis de consumo se mantenham até um determinado limite conforme a resposta à demanda.

Em (SAHA et al., 2014) é proposto um HEMS capaz de reconhecer um sinal externo com pedido de corte de carga e duração, e dessa forma manter o consumo da de uma casa inteligente, com geração fotovoltaica abaixo de certo valor. São controladas as cargas de maior impacto no consumo e carro elétrico, levando em consideração a prioridade das cargas e o conforto do usuário. Um estudo experimental foi realizado nessa casa baseado em simulações computacionais.

Em (OGWUMIKE et al., 2015) é apresentada uma abordagem heurística para agendamento de eletrodomésticos inteligentes, usando sistemas tarifários reais e variáveis no tempo, obtidos de países escandinavos e da América do Norte, com o intuito de reduzir o custo com a compra de energia, satisfazendo um critério de limitação de consumo. O algoritmo proposto é baseado na “estratégia gulosa” (do inglês, *greedy algorithm*), tipicamente utilizada para resolver problemas de otimização que funcionem através de sequência de passos.

Em (ZHO et al., 2014) é proposto um algoritmo de programação linear inteira chamado “branch and bound”, com o objetivo de minimizar a conta de energia elétrica ajustando o perfil de consumo do usuário com base nas restrições com os aparelhos, hábito de vida pessoal e limitações de potência.

Logenthiran e Srinivasan (2012) apresentam uma estratégia de gerenciamento pelo lado da demanda baseado em uma técnica de corte de carga utilizando uma heurística fundamentada em algoritmos evolucionários (do inglês, *Evolutionary Algorithm* – EA), onde diversos tipos de dispositivos são controlados para este fim.

Em (CHANDA; ABHINANDAN, 2016) é proposto o desenvolvimento de um HEMS de um consumidor com geração distribuída, banco de bateria e veículo elétrico, com objetivo de otimizar ações de resposta a demanda no âmbito das redes elétricas inteligentes. Os autores optaram por usar o algoritmo Enxame de Partículas (do inglês, *Particle Swarm Optimization* – PSO) devido à natureza não linear da superfície de otimização.

Em (GRADITI, 2015) é apresentado um problema de despacho ótimo de potência para um período de vinte quatro horas, aplicado a sistemas de distribuição com geração distribuída e cargas controláveis. Para resolução desse problema foi utilizado o Algoritmo do Vagalume, uma extensão do algoritmo Enxame de Partículas.

Kramer et al., (2016) utilizam um modelo de controle preditivo usado em redes inteligentes para controlar a infraestrutura existente de sistemas térmicos, de uma residência, composto por tipos de armazenamento de energia, que tem potencial para fornecer flexibilidade para o gerenciamento pelo lado da demandada. O programador tem em conta as condições climáticas, ganhos internos de ocupantes e, se desejado, os

preços da eletricidade. O projeto do controlador incorpora uma função objetivo que leva em consideração tanto os custos de energia elétrica quanto o conforto do usuário.

Em (BALDAUF, 2015) é desenvolvido um sistema de gerenciamento pelo lado da demanda inteligente, em uma residência com geração fotovoltaica, com intuito de reduzir custos do usuário com conta de energia e também as perdas da rede. A fim de evitar a redução do consumo de maneira a causar desconforto para o usuário, o autor utiliza um algoritmo de agendamento através do método de programação linear inteira, utilizando dados históricos de hábitos do consumidor e previsões para geração fotovoltaica de um dia a frente através de redes neurais.

Nota-se que diversos trabalhos têm sido propostos na literatura acerca do gerenciamento da demanda, e muitos utilizam sistemas de comunicação e infraestrutura complexa aplicada a casas inteligentes, para melhorar a eficiência do problema proposto, seja otimizando o uso da geração própria, ou o uso de estratégias de GLD. Apesar de trazerem resultados bastante satisfatórios, a utilização dessas tecnologias não convém com a realidade brasileira, onde a automação residencial só é utilizada por uma pequena parcela da população.

Portanto, esta dissertação de mestrado apresenta como proposta o uso de métodos computacionais para dar suporte ao usuário no que diz respeito ao planejamento e gerenciamento da demanda. Para a otimização do sistema implementado no presente trabalho utilizou-se o método de Recozimento Simulado (do inglês, Simulated Annealing – SA).

A escolha do método Recozimento Simulado foi feita por ser de fácil implementação e devido a sua versatilidade na resolução de problemas com restrições e funções objetivos difíceis de serem tratadas (YOUSSEF et al., 2001). Além disso, o método de Recozimento Simulado é um algoritmo de busca local, e sua aplicação nesse problema, onde o espaço de soluções não é grande, se torna mais rápida quando comparado com outros algoritmos como, por exemplo, os algoritmos genéticos e derivados, muito utilizados nesse tipo de problema. Isso deve-se ao fato do algoritmo genético trabalhar com população, gerando esforço computacional desnecessário para a resolução do problema, dificultando uma futura aplicação em tempo real.

## 1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho é constituído de cinco capítulos, com o intuito de proporcionar os detalhes acerca da proposta desenvolvida.

O capítulo 1 apresenta a problemática e justificativa deste trabalho, e o objetivo proposto, além de uma revisão bibliográfica acerca do tema abordado.

No capítulo 2 são apresentados os conceitos de GLD que serão utilizados no trabalho, com foco em programas de resposta à demanda e as vantagens de se utilizar esse programa. Além disso, são abordados os conceitos relativos à geração distribuída e à temática das Redes Inteligentes, sua infraestrutura avançada de medição, as tecnologias de informação e comunicação e regulação normativa vigente no Brasil para uso da geração distribuída. Por último, são apresentadas também, as características de tarifas diferenciadas.

No capítulo 3 é apresentado o método do Recozimento Simulado.

O capítulo 4 apresenta o método proposto, o sistema considerado, e os resultados obtidos por meio das simulações computacionais.

Por fim, no capítulo 5 são expostas as conclusões.

## CAPÍTULO 2 – GERENCIAMENTO PELO LADO DA DEMANDA

### 2.1 INTRODUÇÃO

Desde seu surgimento, as concessionárias de energia eram responsáveis por prever o crescimento da demanda por energia elétrica e então planejar o aumento da capacidade do sistema de acordo com tal crescimento. A partir da década de 70, entretanto, com a crescente dificuldade em se prever a demanda de energia futura e obter fontes de geração de energia de baixo custo, além das questões ambientais, foi necessária uma mudança de paradigma, de forma a entender a demanda não mais como fixa, e dessa forma poder explorar um conceito, com métodos capazes de influenciar a demanda de energia e modificá-la (GELLINGS, 1985).

Gellings (1985) conceituou o Gerenciamento pelo Lado da Demanda - GLD (do inglês, *Demand Side Management* - DSM) como o planejamento, implementação e monitoramento de atividades por parte das concessionárias, tendo como objetivo a mudança de comportamento do consumidor quanto ao seu uso de eletricidade, de maneira a produzir as mudanças desejadas na curva de carga do sistema elétrico. Dessa forma, não somente a concessionária passaria a ser beneficiada com esse programa, mas o consumidor também, uma vez que um melhor controle entre oferta e demanda por energia implicaria diretamente na redução de custos para ambas as partes.

Segundo Siebert (2013) os conceitos que o GLD aborda são: gerenciamento de carga, tarifas variáveis, uso racional de energia, substituição de combustíveis, aplicações energéticas emergentes, eficiência energética e resposta à demanda (vide Figura 2.1).

Vale ressaltar que apenas atividades propostas pela concessionária visando alterar a demanda de seus clientes, ou os dispositivos inseridos na residência dos mesmos, são consideradas ações de GLD. Ou seja, por esta definição, um consumidor que deliberadamente procure se adequar a uma política de eficiência energética, reduzindo seu consumo de energia, por exemplo, sem o conhecimento da concessionária, não estaria vinculado a um programa de GLD.

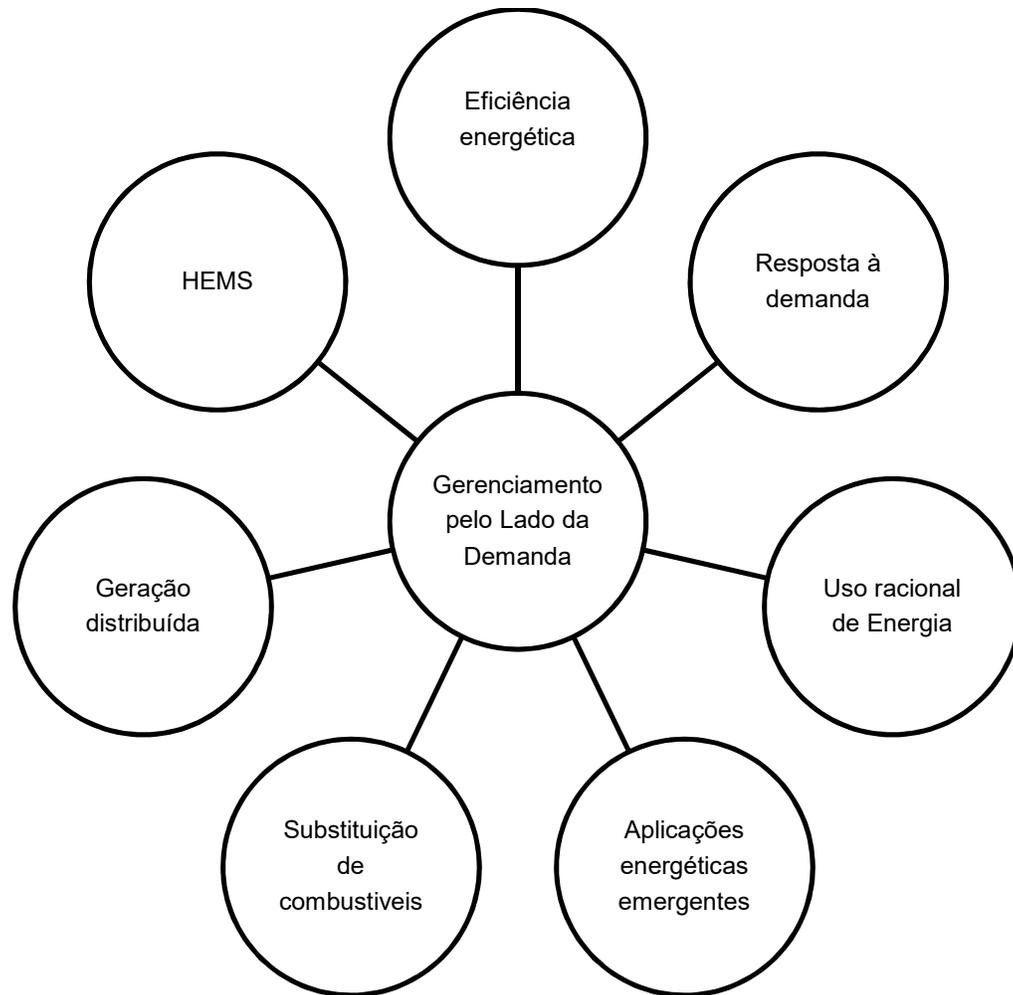


Figura 2.1 – Alternativas para o gerenciamento pelo lado da demanda. Fonte: Adaptado de SIEBERT (2013)

## 2.2 OBJETIVOS DOS PROGRAMAS DE GLD

Na prática, o objetivo principal do gerenciamento pelo lado da demanda é remodelar a curva de carga de um consumidor ou de vários consumidores. Para isso, podem-se utilizar seis técnicas distintas conforme ilustra a Figura 2.2, a seguir:

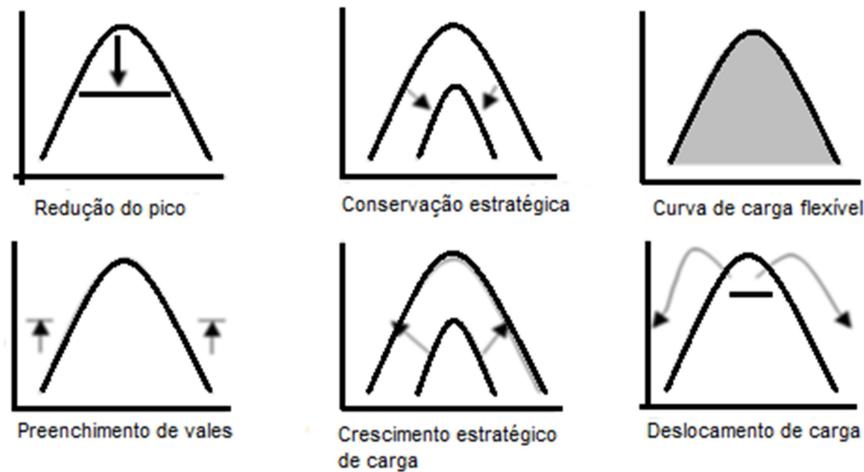


Figura 2.2 – Técnicas de gerenciamento de carga. Fonte: Adaptado de GELLINGS (1985)

- I. *Redução do pico* (do inglês, *Peak Clipping*): através desta estratégia, a concessionária de energia obtém o controle direto da carga do consumidor, efetuando cortes de carga em horários de pico quando julgar necessário. Por se tratar de uma ação muito invasiva, muitas empresas somente utilizam esse artifício em situações críticas, apesar de poder ser utilizada para reduzir custos de operação e dependência por combustíveis no que diz respeito à geração de energia.
  
- II. *Preenchimento de vales* (do inglês, *Valley Filling*): é utilizada para diminuir a diferença entre o período de pico e o fora deste, e assim, amortizar a curva de carga do consumidor, melhorando seu fator de carga e conseqüentemente reduzindo custos de energia. Seu efeito é especialmente observado em períodos do ano onde o custo marginal supera o custo médio.
  
- III. *Conservação estratégica* (do inglês, *Strategic Conservation*): trate-se da substituição de aparelhos de uso final por modelos mais eficientes, com objetivo de reduzir a curva de carga como todo. Porém, na implementação desta modalidade, a empresa deve considerar que essa conservação ocorreria naturalmente com o tempo, portanto um estudo deve ser realizado para julgar se o custo-benefício é válido para acelerá-las e estimulá-las.

- IV. *Crescimento estratégico da carga* (do inglês, *Strategic Load Growth*) : é a mudança na curva de carga por meio do crescimento das vendas de energia em geral. Estimulada pelas empresas de energia através do incentivo a substituição de equipamentos baseados em combustíveis fósseis por elétricos (ex: veículos elétricos) e redução da tarifa, além da estratégia de preenchimento de vales, descrito anteriormente.
- V. *Curva de carga flexível* (do inglês, *Flexible Load Shape*): é uma relação realizada entre concessionária e consumidor, onde este aceita o controle de sua carga, por meio de cortes, redução da qualidade da energia fornecida, ou a integração de sistemas de gerenciamento de energia com forte restrição no uso de dispositivos, em troca de benefícios financeiros.
- VI. *Deslocamento de carga* (do inglês, *Load Shifting*): como o próprio nome sugere, esta técnica estimula a mudança de carga do horário de pico para períodos fora de pico. Para usá-la com melhor eficiência, sugere-se o deslocamento de cargas de maior impacto no consumo, como o chuveiro elétrico por exemplo.

### 2.3 RESPOSTA À DEMANDA

Resposta à demanda (do inglês, *Demand Response - DR*), é uma promissora solução de caráter técnico e econômico, encontrada para tornar a demanda mais flexível, permitindo que consumidores adaptem seu consumo de acordo com a oferta de energia. Para isso, as concessionárias de energia podem oferecer incentivos aos seus clientes residenciais como uma forma de compensar essa flexibilidade no horário de consumo. Outra maneira empregada é o uso de sinais para os clientes; geralmente mudanças na tarifa de energia, com a intenção de influenciar o momento e/ou o nível da demanda, em resposta a condições de fornecimento, geração, questões ambientais, econômicas, entre outras. Esse programa se prova efetivo em deslocar o consumo do horário de pico e assim, aumentar a eficiência e a estabilidade do sistema, reduzindo a necessidade de investimentos na geração e trazendo diversos benefícios de caráter financeiro e ambiental (MURATORI; RIZZONI, 2016).

Segundo Albadi e El-Saadany (2008), Resposta à Demanda pode ser classificada em duas principais categorias; Resposta à Demanda com Base em Incentivos (RDBI) (do inglês, *incentive-based*) e Resposta a Demanda com base em Tarifas (RDBT) (do inglês, *price-based*). A Figura 2.3, a seguir, apresenta de forma mais detalhada as classificações do programa.



Figura 2.3 – Classificação de resposta à demanda. Fonte: Adaptado de ALBADI e EL-SAADANY (2008)

O presente trabalho tem como foco a Resposta a Demanda com base em Tarifas, que se refere à variação no preço da tarifa de energia ao longo do dia, seguindo o custo em tempo real da geração de energia. O objetivo dessa estratégia é adequar à curva de demanda a de oferta; oferecendo um alto preço nos períodos de pico e preços mais baixos nos outros horários. Se a diferença de preço entre os horários for significativa, os consumidores podem mudar consideravelmente seu perfil de consumo e reduzir suas contas de energia aproveitando-se do período em que o preço da energia for menor.

Os diferentes valores tarifários podem ser estabelecidos com um dia de antecedência, horas antes, ou até mesmo em tempo real; cabendo aos consumidores reagir mediante a essas flutuações do preço. Muitas concessionárias oferecem RDBT;

contudo, estas ainda correspondem a menor parcela do total de programas de resposta à demanda (SIANO, 2016). A seguir serão descritos os programas tarifários inclusos nessa categoria de acordo com Albadi e El-Saadany (2008):

- I. *Tarifa por horário de uso* (do inglês, *Time of Use – TOU*): é o modelo mais básico de RDBT. Composto por diferentes postos tarifário fixo; visando refletir, de forma simplificada, a relação entre fornecimento e demanda de energia, Figura 2.4(a);
- II. *Tarifação por preço de pico crítico* (do inglês, *Critical Peak Pricing – CPP*): similar à TOU, porém, com um valor muito mais elevado nos períodos de pico “crítico”. Utilizada geralmente, quando a contingências na rede ou o custo da geração está muito alto, durante um número de limitado de horas e dias por ano, Figura 2.4(b);
- III. *Tarifa para dias extremos* (do inglês, *Extreme Day Pricing – EDP*): é cobrado o valor da tarifa de pico crítico durante as 24 horas do dia. A ocorrência dessa tarifa é geralmente desconhecida até o dia anterior a sua aplicação;
- IV. *CPP para dia extremo* (do inglês, *Extreme Day CPP – ED-CPP*): utiliza-se o modelo de CPP para dias extremos e um modelo de tarifa fixa, para os dias comuns.
- V. *Tarifação em tempo real* (do inglês, *Real Time Pricing – RTP*): nesse programa as tarifas seguem as variações do mercado de energia. Diferente da TOU que possui bases fixas, nesse modelo os consumidores são avisados, dias ou horas antes, para as mudanças no perfil de cobrança. Figura 2.4(c).

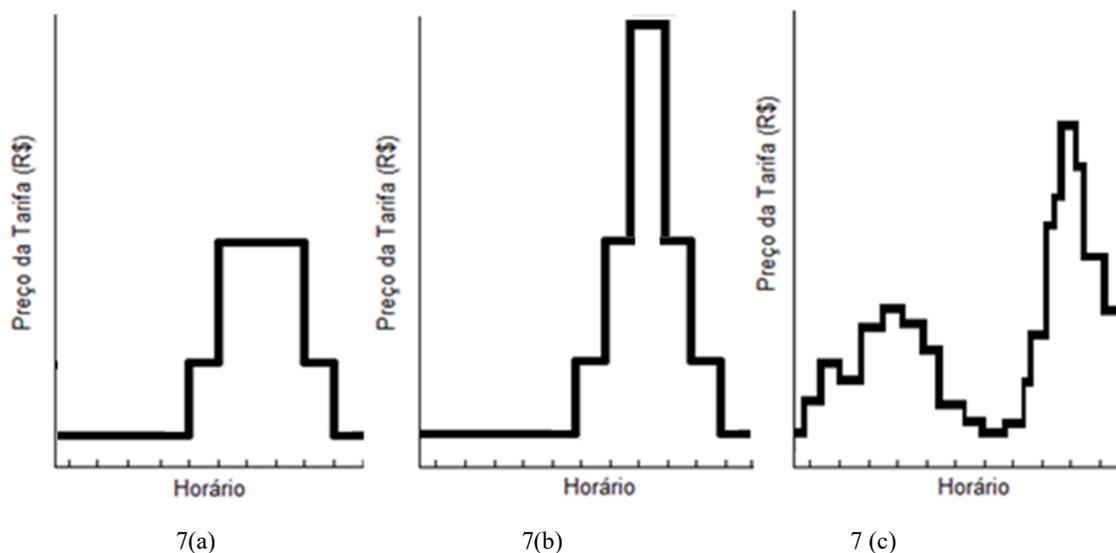


Figura 2.4 – Exemplo de tarifas variáveis: (a) TOU; (b) CPP; (c) RTP. Fonte: O Autor (2016).

Diferente da RDBI, a mudança na curva de carga é feita voluntariamente pelo cliente, não tendo ação direta do programa em dispositivos, por exemplo. Essa característica permite ao consumidor, controle do seu padrão de consumo garantindo o seu conforto, sem a obrigatoriedade de não poder usar um equipamento, como por exemplo, o ar condicionado, a hora que quiser.

Dessa forma, o sucesso do programa passa pelo consumidor entender e conhecer em qual programa de DR ele está submetido, para que possa realizar os possíveis deslocamentos de carga para os períodos fora de pico de forma efetiva. Nesse contexto, o processo de auxiliar o cliente na tomada de decisões quanto ao deslocamento de carga fornecendo propostas de agendamento para o consumo de energia em residências, como é o caso deste trabalho, se torna de suma importância.

## 2.4 VANTAGENS DO GLD

A prática do GLD possibilita um uso mais eficiente dos recursos existentes, proporcionando um aparente aumento na capacidade do sistema. Com isso é possível postergar a expansão do sistema elétrico com a construção de novas usinas geradoras e redes de transmissão e distribuição, permitindo assim, uma significativa economia que será passada ao consumidor em potencial redução da conta de energia.

Além desse benefício, o programa traz o alívio de sobrecargas da rede nos horários de maior demanda e uma melhora da eficiência e eficácia do gerenciamento de interrupções, melhorando a qualidade e confiabilidade do fornecimento aos consumidores.

Essa característica ainda promove uma potencial redução da emissão de poluentes e custos operacionais, uma vez que com o alívio da demanda, não se faz necessária a utilização de termoeletricas a base de combustíveis fósseis, muito utilizadas em momentos críticos.

Por fim, o programa ainda favorece a difusão e uso da geração distribuída conectada à infraestrutura atual de distribuição, que será discutida na próxima seção.

## 2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de geração distribuída (GD) surgiu no mesmo contexto dos programas de gerenciamento pelo lado da demanda, onde o sistema elétrico de potência, tradicionalmente centralizado, clamava por mudanças em sua estrutura em virtude de questões técnicas, ambientais, sociais e econômicas já apresentadas anteriormente. Estes pontos foram cruciais para despertar o interesse pela integração de unidades de geração de energia, utilizando fontes de energia de menor capacidade, conectadas a níveis de tensão mais baixos e próximos ao consumidor. Levando ao desenvolvimento do novo modelo de geração descentralizada.

Embora conceitualmente geração distribuída represente uma ideia simples, não se pode dizer o mesmo sobre sua definição. Isso por causa dos inúmeros critérios associados a ela tais como: local da instalação, se conectada na rede distribuição ou diretamente no sistema de transmissão, potência nominal, níveis de tensão, capacidade de realizar controle de tensão, entre outros (RESE, 2012).

Diante disso, para os fins desse trabalho será adotada a definição do Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), que define geração distribuída como um procedimento utilizado para indicar a geração elétrica concretizada, em sua maior parte, junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, fonte de energia e tecnologia instalada.

A geração distribuída propõe benefícios tanto ao consumidor final quanto para a concessionária de energia e o gerador, sendo que, alguns deles decorrem de sua adjacência aos pontos de consumo. Como vantagens, cita-se:

- Redução dos impactos ambientais;
- Presença de reservas de geração e possibilidade de redução das perdas na rede de transmissão/distribuição;
- Diminuição dos riscos de projeto, do capital utilizado e do tempo para criação e funcionamento de novas centrais, devido à pequena dimensão das mesmas;
- Melhoria da confiabilidade do fornecimento aos consumidores próximos à produção local, por acrescentar fontes que não estejam sujeitas a falhas na transmissão e distribuição, garantindo a ininterrupção do fornecimento de energia.

Apesar do conceito não definir o uso de energias renováveis para geração distribuída, estas fontes são muito mais utilizadas do que as tradicionais a base de combustíveis fósseis, por serem fontes limpas sem impacto ambiental. A seguir, será apresentado um breve levantamento de algumas das principais fontes de energia renováveis para geração de energia elétrica de forma distribuída.

### *2.5.1 Biomassa*

Utiliza fontes orgânicas de origem animal ou vegetal como combustível para operar usinas termoeletricas. Destaca-se o uso do etanol, produzido no Brasil a partir da cana-de-açúcar e, em outros países como os Estados Unidos, a partir do milho; e o uso do biodiesel, obtido a partir de óleos vegetais, residuais (como de frituras) e gorduras animais (FOGAÇA, 2015). Atualmente as usinas térmicas a biomassa representam 8,86% da matriz de energia elétrica do Brasil (ANEEL<sup>2</sup>, 2016).

### 2.5.2 Energia eólica

Um sistema eólico gera energia a partir da energia cinética dos ventos. Ao longo dos últimos anos, o centro do crescimento da eólica passou de Europa e América do Norte para a Ásia, que emergiu como o líder global. China tornou-se o líder mundial em termos de capacidade total instalada em um tempo muito curto, ultrapassando os Estados Unidos em 2010. Apesar de que em 2012, o Brasil foi considerado o país mais promissor do mundo em termos de produção de energia eólica, na avaliação do *Global Wind Energy Council*, organismo internacional que reúne entidades e empresas relacionadas à produção desse tipo de energia. Ao final deste ano, o país ocupava o 20º lugar no mundo em capacidade instalada de geração de energia a partir da força dos ventos. De 2005 a 2012, a capacidade instalada no Brasil aumentou 70 vezes e foi a que mais cresceu dentre todas as fontes de energia. Não obstante o forte crescimento, atualmente a capacidade instalada representa somente 5,51% da matriz energética Brasileira (ANEEL<sup>2</sup>, 2016).

### 2.5.3 Energia solar fotovoltaica

Um sistema de geração fotovoltaica é composto basicamente por módulos fotovoltaicos; controladores de carga; e inversores interativos. As células fotovoltaicas são as responsáveis por converter a energia luminosa do sol em energia elétrica pelo princípio do efeito fotoelétrico. O Brasil possui um grande potencial de irradiação solar, maior do que duas vezes o potencial da Alemanha, país líder de sistemas fotovoltaicos em capacidade instalada. Porém, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede brasileira são poucos, correspondendo apenas a 0,02% da matriz energética do país (ANEEL<sup>2</sup>, 2016). Um dos motivos que ainda não fizeram alavancar essa fonte no Brasil ainda são os altos custos de instalação desta tecnologia. Apesar disso, o ano de 2016 trás grande perspectiva de crescimento aja visto os novos programas de incentivos do governo para esta geração que começaram a entrar em vigor neste ano.

#### 2.5.4 Energia hídrica

A utilização dessa energia como geração distribuída é realizada pelas pequenas centrais hidrelétricas (PCH's). Para a implementação desse sistema é necessário a instalação de turbinas hidráulicas conectadas aos geradores de eletricidade, que são impulsionadas pelo fluxo d'água decorrente de um desnível provocado por barragem ou um curso d'água. Apesar de também causarem danos ao meio ambiente, sua dimensão é demasiadamente menor quando comparada as hidrelétricas convencionais. Além disso, não necessitam de grandes reservatórios e operam a fio d'água. Por serem menores, se tornam mais atrativas devido o menor volume de investimentos e aos incentivos legais. Apesar dos recursos hídricos serem abundantes no país, essa energia corresponde somente a 3,28% da matriz energética Brasileira (ANEEL<sup>2</sup>, 2016).

## 2.6 SMART GRID: A REDE ELÉTRICA INTELIGENTE

O aumento da penetração de GD no sistema fez com que surgissem pequenos sistemas elétricos compostos por geração própria, dispositivos de armazenamento de energia e cargas; dentro da rede de distribuição existente. A esse conjunto de elementos, suprimindo a demanda de um grupo de clientes, podendo estar ou não conectados a rede de distribuição, pois podem operar isoladamente caso ocorra alguma falta na rede principal, são denominados de microrredes.

A Figura 2.5, a seguir, mostra um exemplo de uma típica microrrede, em um contexto de um condomínio ou bairro. Vale ressaltar que o conceito de microrrede é aplicado somente, a limites geográficos relativamente pequenos, onde a distribuição de energia se dá em baixa tensão, podendo haver conexão com a rede de alta tensão somente para intercâmbio de energia.

Ao mesmo tempo em que as microrredes trouxeram vantagens e benefícios, acarretaram igualmente em desafios para os operadores do sistema; uma vez que estes sistemas por estarem em constante desenvolvimento e interligados, tornam a sua operação, planejamento e controle complexos; além da maior complexidade administrativa, contratual e comercial.

Dada à necessidade de abraçar estas transformações o qual o sistema vem sofrendo foram desenvolvidos os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (do inglês, *Intelligent Electronic Devices - IED*). Sua principal característica é que apresentam caráter multifuncional relacionado não apenas com as funções primárias, de proteção e automação, mas também são capazes de medir, controlar, adquirir dados e comunicar (PAULINO, 2011).

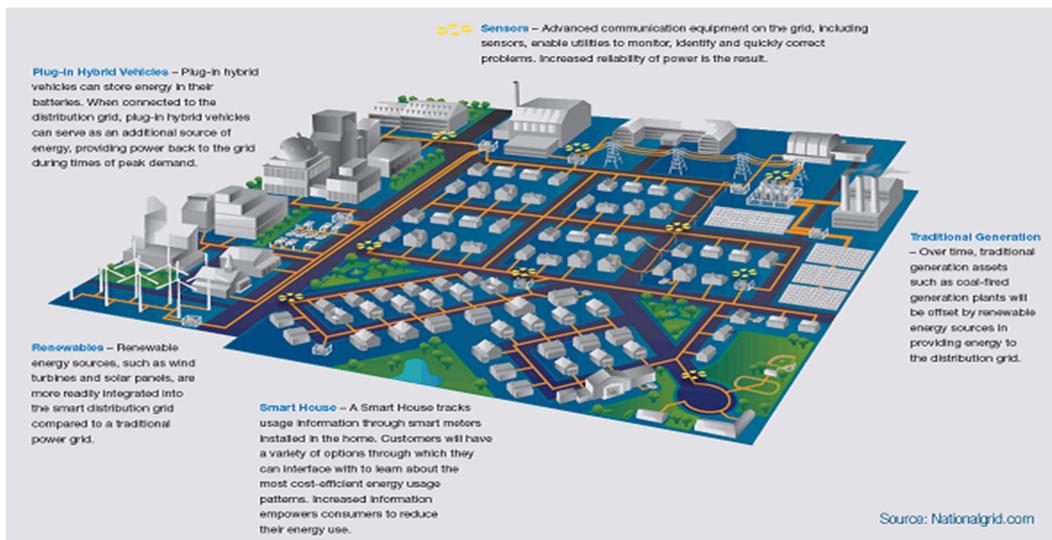


Figura 2.5 – Microrrede típica. Fonte: POMILIO (2013).

Estas mudanças têm se materializado através do conceito de redes elétricas inteligentes (do inglês, *Smart Grid - SG*), que constituem uma evolução das atuais redes elétricas, contemplando avanços principalmente para os sistemas de distribuição. Segundo Gellings (2009) as redes inteligentes podem ser conceituadas como uma rede que utiliza sensores, comunicações, habilidades computacionais e controle para integrar e interagir inteligentemente diversas tecnologias, como, por exemplo, carros elétricos e geração distribuída, a fim de melhorar a funcionalidade total do sistema de energia elétrica.

A Figura 2.6 ilustra um exemplo de rede inteligente, onde o centro de controle é o responsável por permitir o fluxo bidirecional de energia que integra essas diferentes tecnologias com a rede.



Figura 2.6 – Smart Grid. Fonte: LOPES, FERNADES e SAADE (2015).

Portanto, o funcionamento da rede inteligente passa pela adequada comunicação entre estes equipamentos e um sistema central capaz de analisar dados coletados da rede, como níveis de tensão e corrente. Através dessas informações, softwares são capazes de detectar uma eventual falta que possa estar acontecendo na rede, assim como, o local onde se encontra, e a partir disso isolar a área afetada e religar o sistema, restabelecendo o fornecimento de energia sem a intervenção humana. Está é umas das principais características das Redes Inteligentes, chamada de “Auto Cura” ou “Auto Reparo” (do inglês, *Self-Healing*). Outras características são (FALCÃO, 2009):

- Empoderamento dos consumidores: habilidade de incluir os equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planejamento e operação da rede;
- Tolerância a Ataques Externos: capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e cyber-ataques;
- Qualidade de Energia: prover energia com a qualidade exigida pela sociedade digital;
- Acomodar uma grande variedade de fontes e demandas: capacidade de integrar de forma transparente (*plug and play*) uma variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologia;
- Reduzir o impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade, reduzindo perdas e utilizando fontes de baixo impacto ambiental;
- Viabilizar e beneficiar-se de mercados competitivos de energia, favorecendo o mercado varejista e a micro-geração.

- Resposta da demanda mediante a atuação remota em dispositivos dos consumidores;

O advento da rede elétrica inteligente trouxe, simultaneamente, novas oportunidades e desafios para o GLD. Por exemplo, o fato de que uma crescente parte do fornecimento de energia virá de fontes renováveis intermitentes irá por em perigo a eficiência de métodos tradicionais de tarifação. Mecanismos de atribuição de tarifas, que deverão ser muito mais dinâmicos, necessitarão levar em conta a disponibilidade de um fornecimento parcialmente imprevisível.

Por outro lado, o avanço das tecnologias para configuração das redes inteligentes é uma clara oportunidade para aumentar o uso de ações de GLD, uma vez que se tornará possível acompanhar o balanço entre oferta e demanda quase que em tempo real. Além disso, abre a possibilidade para estratégias de “deslocamento de cargas” inteligentes, com as cargas operando automaticamente de acordo com as preferências do usuário e a disposição dos preços das tarifas. (SAFFRE; GEDGE, 2010).

## 2.7 CENÁRIO BRASILEIRO

Diferente de países da Europa e os Estados Unidos, por exemplo, onde a geração distribuída já é bem difundida, assim como, carros elétricos, dispositivos de armazenamento de energia e cargas inteligentes; o Brasil ainda começa a dar passos em direção a essa tendência.

Em 17 de Abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é a autarquia responsável, pela regulação do setor elétrico brasileiro, votou e publicou a Resolução Normativa 482, destinada a reduzir barreiras para instalação de geração distribuída de pequeno porte, que inclui a microgeração com até 100 kW de potência e a minigeração de 100 kW a 1 MW.

Essa resolução instituiu o “Sistema de Compensação de Energia”, também chamado de “*Net Metering*”, mecanismo legal que permite a um consumidor gerar a sua própria energia e injeta-la na rede. Dessa maneira, o cliente pagará ao final do mês a diferença entre o que consumiu e o que gerou.

Além disso, a RN-482/2012 alterou o “Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição” do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica) que

são uma série de documentos de caráter normativo, divididos em módulos e desenvolvido pela ANEEL. A alteração foi feita com a criação da “Seção 3.7 – Acesso de Micro e Mini geração Distribuída”, que descreve os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica ao sistema de distribuição. A Figura 2.7, a seguir, ilustra os módulos que compõe o PRODIST.

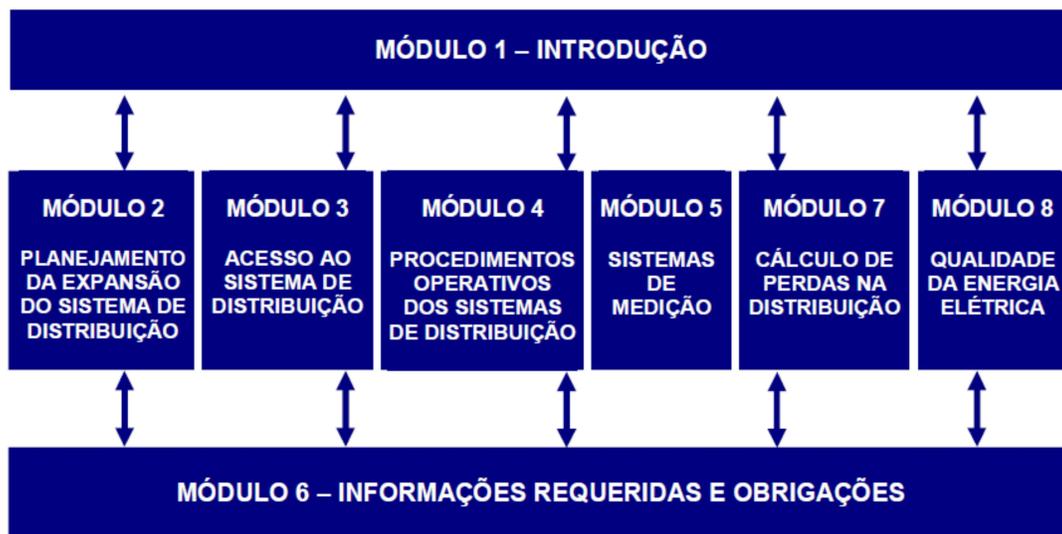


Figura 2.7 – Ilustração da composição do PRODIST. Fonte: MATTAR (2010)

Foi através do texto-base da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, que as concessionárias de energia elétrica adquiriram o conhecimento para desenvolverem as suas normas internas para a conexão de micro e minigeração, levando em consideração a realidade das suas redes de distribuição, podendo fazer exigências além das que estão lá listadas, o que é previsto no PRODIST. Apesar disso, não é permitido às distribuidoras exigir além da conta, como por exemplo, a exigência em sistemas fotovoltaicos residenciais de componentes de proteção exigidos em plantas de geração muito maiores, sem justificativas técnicas, visando dificultar o acesso à rede por parte de consumidores.

Mais recentemente, em 24 de novembro de 2015 a diretoria da ANEEL aprovou a resolução normativa n° 687. A nova resolução é uma revisão da RN-482/2012 e trouxe

grandes melhorias para o incentivo e desenvolvimento da geração de energia elétrica solar no país, os quais valem destacar; a redefinição dos limites de micro e minigeração para valores menores que 75KW e até 3MW, respectivamente; redução da burocracia, que proporcionou a redução do processo de registro do sistema solar pelas companhias de energia de 90 dias para 34; o aumento do período de utilização dos créditos de energia para compensação, passando de 36 para 60 meses; a possibilidade de geração compartilhada, onde donos de sistemas fotovoltaicos que outrora só poderiam compensar seus créditos em unidades consumidoras de mesmo CPF, ou CNPJ, agora podem compensar em outras unidades de diferentes CPF ou CNPJ, bastando comprovar o vínculo entre os integrantes, o qual pode ser caracterizado pela reunião de consumidores por meio de consórcio ou cooperativas de pessoas físicas ou jurídicas. Assim, passa a ser permitida a transferência de créditos de energia para terceiros, como vizinhos, parentes, instituições de caridade, cooperativas, empresas e outros; e o “Autoconsumo Remoto”, que possibilita a um dono de sistema fotovoltaico instalar o seu sistema em um local remoto e distante do ponto de consumo. (ANEEL<sup>3</sup>,2016)

Esta última novidade ampliou a oportunidade de uso da energia solar para diversos seguimentos como; prédios comerciais, escritórios, apartamentos, lojas em Shopping Centers, empresas de serviços e outros locais que possuem área limitada para a instalação desse sistema. Além disso, existe a possibilidade de ganhos técnicos uma vez que possibilita a instalação em local com maior potencial de irradiação solar, por exemplo. A RN 687/2015, entrou em vigor em março de 2016 e cria um marco para o avanço da geração distribuída no país.

Vale ressaltar, que com a adição de novos geradores distribuídos na rede, aumenta se também o número de medidores inteligentes necessários para a funcionalidade da GD, vide Figura 2.8. Com isso, as concessionárias de energia obtêm melhores informações sobre o consumo real dos clientes, favorecendo o cenário para criação de redes inteligentes e ações de GLD.



Figura 2.8 – Medidor inteligente da Cemig. Fonte: Revista O Setor Elétrico<sup>1</sup>.

Apesar disso, ainda existe o entrave do alto custo da implantação de uma rede elétrica inteligente completamente operacional, dificultando a difusão das mesmas no Brasil. Atualmente no país, existem quatro projetos pilotos de cidades inteligentes; que contam com a ação de diversos agentes para implementarem serviços de utilidade pública utilizando smart grids, como forma de reduzir os custos para a concessionária; o projeto Cidades do Futuro, realizado pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), no município de Sete Lagoas; o projeto Parintins, implantado pela Eletrobrás no município de Parintins (AM); o projeto InovCity, realizado pela Bandeirante, em Aparecida (SP) e em dois municípios do Espírito Santo: Domingos Martins e Marechal Floriano; e o projeto Cidade Inteligente Búzios, realizado pela Ampla, em Armação de Búzios (RJ).

No que diz respeito às ações de GLD, o Brasil teve suas primeiras experiências com esse programa no início dos anos 80, através do uso das tarifas horo-sazonais (THS) para consumidores de média e alta tensão.

<sup>1</sup> Disponível em: <<http://www.asetoreletrico.com.br/web/a-revista/1516-cidades-inteligentes-o-futuro-do-smart-grid-no-brasil.html>> Acesso em 24 de agosto 2016.

### 2.7.1 *Estrutura Tarifária horo-sazonal no Brasil*

A estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com o horário de utilização durante o dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura é alterar o perfil de consumo de energia elétrica ao longo do tempo, motivando o consumidor, através do valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos períodos em que ela for mais barata.

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominado postos tarifários. O posto tarifário “ponta” corresponde a um período de três horas consecutivas definidas pela distribuidora local e aprovado pela ANEEL e o posto tarifário “fora de ponta” compreendendo as demais horas dos dias úteis e às 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de ponta são mais elevadas do que no horário fora de ponta.

Já para o ano, são estabelecidos dois períodos; período seco, quando a incidência de chuvas é menor, e o período úmido quando é maior o volume pluviométrico. No período seco, as tarifas são mais elevadas por causa do aumento do custo de geração dadas a necessidade de se usar geração térmica, mais cara, para complementar a geração hidrelétrica, uma vez que com a redução das chuvas, o nível de água nos reservatórios tende a diminuir. A partir de 2015, esses sinais tarifários, caracterizados pelo período seco (outono e inverso) e úmido (primavera e verão), foram substituídos pelo sistema de Bandeiras Tarifárias, aplicados também aos consumidores de baixa tensão, que funcionam da seguinte forma; Bandeira Verde, energia disponível em condições adequadas; Bandeira Amarela, onde pode haver risco de escassez no médio prazo e a Vermelha, nos meses onde não há disponibilidade de águas nos reservatórios, e as usinas termelétricas, que correspondem a uma geração de maior custo, devem ser acionadas.

De acordo com a ANEEL, é importante entender as diferenças entre as bandeiras tarifárias e as tarifas propriamente ditas. As tarifas representam a maior parte da conta de energia dos consumidores e dão cobertura para os custos envolvidos na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, além dos encargos setoriais. As bandeiras tarifárias, por sua vez, refletem os custos variáveis da geração de energia elétrica.

Essas tarifas são divididas em duas categorias; a tarifa horo-sazonal azul e a tarifa horo-sazonal verde. A primeira possui tarifas diferenciadas tanto para consumo de

energia quanto para demanda contratada, com relação às horas de utilização do dia e dos períodos do ano, e é obrigatória para consumidores com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 KV. A segunda tem a mesma estrutura, com a diferença que possui tarifa única de demanda e não é obrigatória, vide Tabela 2.1, tendo o consumidor a possibilidade de optar por ela ou a azul, para valores de fornecimento de tensão inferiores a 69 KV (CARÇÃO, 2011).

TABELA 2.1 – Opções de contratação para consumidores MT e AT.

Fonte: Adaptado de Fugimoto (2010)

<b>Tensão (KV)</b>	<b>Demanda Contratada (KW)</b>	<b>Opções tarifárias</b>
< 69	< 300	Azul; Verde; Convencional
< 69	>= 300	Azul; Verde
>= 69		Azul

Com a implantação das THS, as cargas sujeitas a este sinal econômico passaram a modular de acordo com sua sensibilidade à tarifa. Como a tarifa de consumo e demanda de energia fica mais cara no horário de ponta, o cliente, após uma análise de custo-benefício, avalia quais cargas podem ser desligadas, de forma a otimizar o custo de sua produção.

A experiência conduzida conseguiu uma redução de cerca de 12,5% no carregamento dos sistemas elétricos no Brasil, aumentando a sua confiabilidade, melhorando a conformidade dos níveis de tensão e postergando os investimentos de expansão inicialmente identificados como necessários (CEMIG, 2016).

### 2.7.2 Tarifa Branca

Mais recentemente, com o intuito de motivar o gerenciamento pelo lado da demanda a ANEEL aprovou no dia 22 de novembro de 2011 a alteração da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica, criando a Tarifa Branca. Esta nova opção de tarifa sinaliza aos consumidores, de instalações em baixa tensão (até

440V), a variação do custo da energia conforme o dia e o horário do consumo. Dando a possibilidade de o cliente pagar valores diferentes em função da hora e do dia.

Sua proposta é incentivar os usuários a deslocarem o consumo dos períodos de ponta, onde a demanda por energia é maior, para os horários fora de ponta, nos quais a tarifa é mais barata, reduzindo o valor da fatura no fim do mês, além de reduzir a necessidade de investimentos na expansão da rede de distribuição para atender o horário de pico. A tarifa branca será facultativa, e caso o cliente não pretenda modificar seus hábitos de consumo, a tarifa convencional continuará disponível (ANEEL<sup>4</sup>, 2016).

A tarifa branca é composta por três diferentes postos tarifários que variam de acordo com o horário de consumo, durante os dias úteis da semana da seguinte forma:

- Ponta: período de 3 horas consecutivas diárias, onde a "Ponta" é diferente para cada concessionária e varia com o mercado e a região atendida;
- Intermediária: período formado pela hora imediatamente anterior e pela hora imediatamente posterior ao período de ponta, consistindo em 2 horas por dia;
- Fora de ponta - período composto pelas 19 horas complementares aos períodos de ponta e intermediário, assim como os sábados, domingos e feriados.

A Figura 2.9 a seguir, mostra a estrutura da tarifa branca em comparação com a convencional.

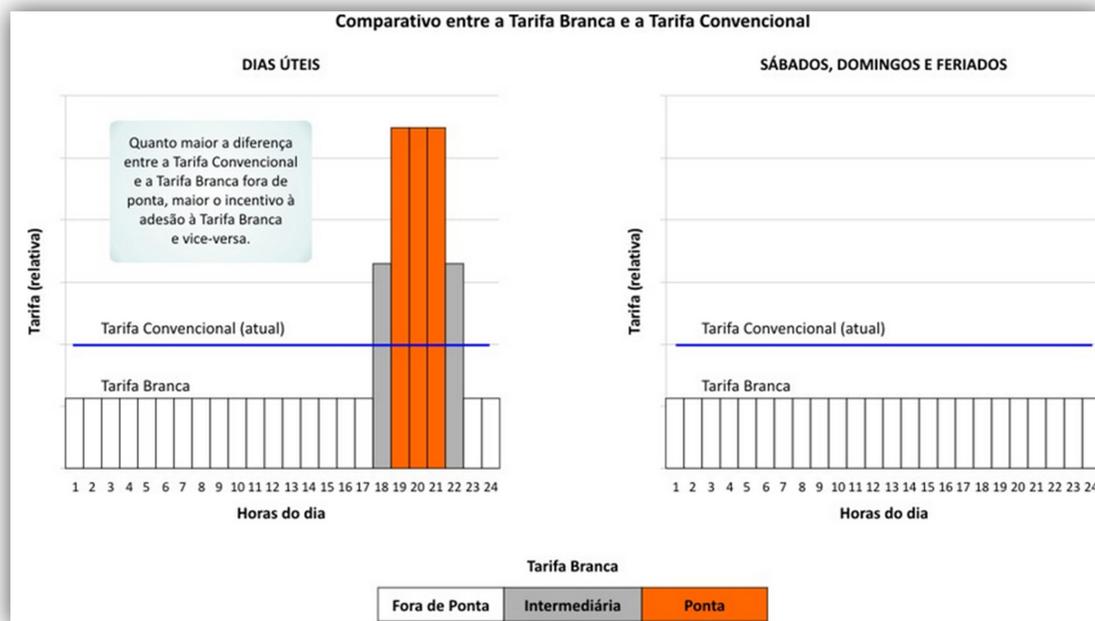


Figura 2.9 – Comparativo entre a Tarifa Branca e a Convencional. Fonte: ANEEL<sup>4</sup> (2016)

Apesar da Tarifa Branca se apresentar como uma boa ferramenta para o pequeno consumidor gerir e reduzir sua conta de energia, contribuindo para a redução da carga no horário de ponta, ainda não existe um período definido para a sua efetiva implementação. Segundo a ANEEL a confirmação desta data depende dos desdobramentos da Audiência Pública nº 43/2013 (que tem por finalidade colher contribuições para as regras comerciais aplicáveis à nova modalidade tarifária) e da homologação dos medidores eletrônicos conforme os padrões técnicos definidos em regulamento do Inmetro.

Dentre as propostas discutidas na audiência vale ressaltar que; a adesão será uma opção do consumidor, e a solicitação deverá ser atendida pela distribuidora em até 30 dias; o consumidor poderá retornar à Tarifa Convencional quando quiser, devendo ser atendido pela distribuidora em até 30 dias. Na hipótese desse retorno à Convencional, uma nova adesão à Tarifa Branca só será possível após o decurso de 180 dias; os custos relativos ao medidor e à sua instalação são de responsabilidade da distribuidora; a fatura deverá discriminar os valores de consumo em cada período (ponta, fora de ponta e intermediário); (ANEEL<sup>4</sup>,2016).

Terminado o levantamento de alguns conceitos relacionados à temática desse trabalho, no próximo capítulo será apresentado o método de otimização proposto.

## 2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentado um panorama geral dos conceitos relacionados com os temas gerenciamento pelo lado da demanda e redes inteligentes, além das diversas fontes de geração distribuída existentes. Também foi apresentado o método de tarifação de energia aplicada no Brasil para consumidores residenciais. No capítulo a seguir será apresentado o método de otimização Recozimento Simulado, o qual foi utilizado neste trabalho.

## CAPÍTULO 3 – RECOZIMENTO SIMULADO

### 3.1 INTRODUÇÃO

A dificuldade em se resolver eficientemente problemas de otimização combinatória e/ou complexos por métodos numéricos tradicionais, fez com que surgissem diferentes algoritmos e técnicas de otimização capazes de encontrarem soluções possivelmente ótimas, ou se não, satisfatórias, em tempo hábil, sem um elevado custo computacional e de relativa facilidade de implementação. Essas técnicas foram denominadas de heurísticas.

A grande desvantagem das heurísticas reside na dificuldade de escapar de ótimos locais, o que deu origem à outra metodologia, chamada de metaheurística. Estas possuem mecanismos que possibilitam sair destes ótimos locais, permitindo a busca em regiões mais promissoras. Dentre as metaheurísticas que vêm sendo aplicadas com relativo sucesso nesse tipo de problema pode-se citar: Algoritmos Genéticos (Holland, 1975; Goldberg, 1989), Busca Tabu (Glover, 1977) e o Recozimento Simulado (Kirkpatrick et al., 1983; Cerny 1985), o qual será foco do presente capítulo.

### 3.2 FUNDAMENTAÇÃO DO MÉTODO

Em 1953, Metropolis et al. (1953), propuseram um algoritmo para simular o resfriamento de um sólido até atingir o estado térmico de equilíbrio. Trinta anos depois, Kirkpatrick et al. (1983) adaptaram o algoritmo de Metropolis para ser utilizado em problemas de otimização combinatorial, o qual foi chamado de Recozimento Simulado (do inglês, *Simulated Annealing* – SA), e posteriormente aperfeiçoado por Cerny (1985) (KOULAMAS et al., 1994).

A fundamentação original do método teve como base o processo físico de “recozimento de metais”. Esta técnica, também chamada de “recristalização”, é um tratamento térmico que induz a alteração das propriedades de um material metálico por aquecimento e posteriormente resfriamento lento, muito utilizado na metalurgia para recuperar e/ou alterar materiais metálicos.

Quando um material é submetido a um processo de resfriamento, sua estrutura cristalina é deformada e surgem vários pontos de tensão. Os cristais deformados possuem mais energia que os não deformados, devido a desorganização da estrutura cristalina nas interfaces entre os grãos. Estas estruturas são estáveis nesta temperatura, já que os átomos não têm mobilidade suficiente para alterar a sua organização cristalina. Havendo oportunidade, os átomos irão se deslocar visando um arranjo mais perfeito e regular, de menor energia.

O objetivo da técnica de recozimento, então, é obter cristais perfeitos, onde os átomos encontram-se arranjados uniformemente em um estado de baixa energia. Para isso, a temperatura do sistema deve ser elevada próxima ao ponto de fusão do material, dessa maneira, os átomos se movimentarão até encontrarem a configuração mais estável que pode ser alcançada nesta temperatura. Em seguida, a temperatura deve ser reduzida e é dado um tempo para que os átomos encontrem um novo arranjo a fim de minimizar a energia. A sequência de alterações de temperatura e o tempo gasto em cada etapa configura uma programação de recozimento (do inglês, *annealing schedule*).

Quanto mais organizada a estrutura cristalina de um material, menor a sua energia. Para qualquer material, existe pelo menos uma estrutura atômica que minimiza sua energia na temperatura de zero absoluto. Esta energia “mínima global” corresponde ao arranjo perfeitamente regular do material, sem qualquer interface entre grãos de organização cristalina diferente. Há estruturas que são estáveis a certas temperaturas, já que os átomos não têm mobilidade suficiente na rede cristalina para buscar novas estruturas. Estes estados correspondem a mínimos locais de energia.

A Figura 3.1 mostra a estrutura cristalina do material antes e depois do processo de recozimento. Através dessa figura, observa-se que o material antes de sofrer o tratamento térmico possui maiores deformidades em sua estrutura, enquanto que após o tratamento o mesmo material adquiriu uma estrutura mais uniforme.

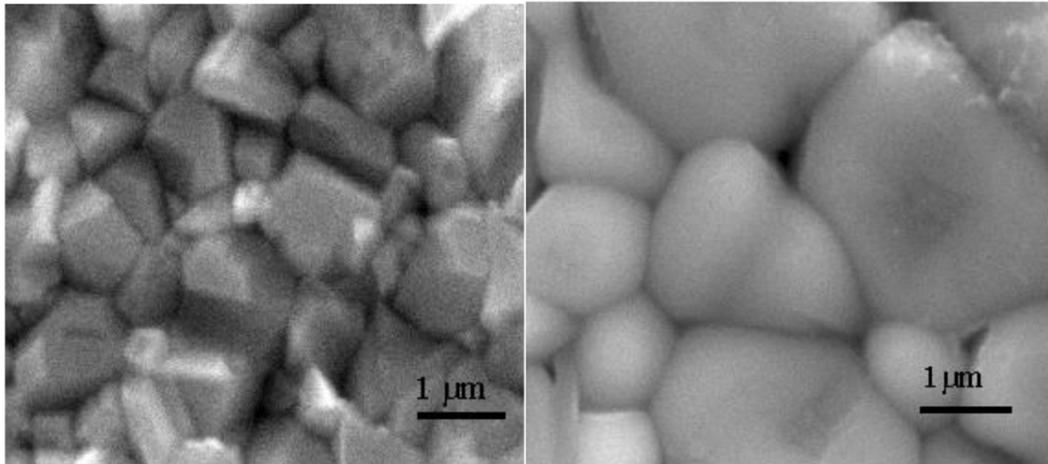


Figura 3.1 – Morfologia de um filme de Cdte depositado pela técnica CSS:

- a) Sem tratamento térmico;      b) tratado a 430°C por 30 min

Fonte: BISCAIA (2002).

### 3.3 ANALOGIA MATEMÁTICA

Fazendo uma analogia entre o processo de recozimento de metais e a otimização de uma função objetivo, o estado do sistema termodinâmico corresponde à solução atual dentro do espaço de busca, a equação de energia para o sistema termodinâmico é a função objetivo, portanto a energia mínima ou máxima (dependendo do problema, se for de minimização, ou maximização) encontrada corresponde à solução ótima local, possivelmente global.

A maior dificuldade na implementação do algoritmo está no fato de não haver parâmetro análogo no problema combinatorio à temperatura. Além disto, o que evita o algoritmo de ficar preso em um mínimo local (conhecido como “*quenching*” ou têmpera, na metalurgia) é a seleção adequada da programação do recozimento. Escolher uma programação significa definir os seguintes fatores: a temperatura inicial, o número de iterações do algoritmo com a mesma temperatura e a estratégia de redução de temperatura ao longo da execução do algoritmo.

A movimentação dos átomos de um cristal, passando de uma estrutura para outra, é representada no algoritmo básico da seguinte forma:

- ✓ A partir de um ponto no espaço de soluções ( $X$ ), calcula-se sua energia  $E(X)$  e um novo ponto vizinho do atual ( $X_n$ ).

✓ Se a energia (o valor da função objetivo) é menor, ou igual, neste novo ponto, este passa a ser o nosso ponto atual. Um novo ponto vizinho é calculado e o algoritmo prossegue até que os critérios de parada sejam atingidos;

✓ Se a energia é maior neste novo ponto, ele não é automaticamente descartado. Há certa probabilidade de ele ser aceito como o novo ponto atual. Esta é tão maior quanto maior for o parâmetro temperatura, ou quanto menor for a diferença de energia entre os dois pontos, de acordo com a equação 3.1, a seguir.

$$P_A = e^{-\frac{\Delta E}{KT}} \quad (\text{Eq. 3.1})$$

Onde:

$P_A$ : é a probabilidade de aceitação (Critério de Metropolis);

$\Delta E$ : é a diferença de energia entre o ponto atual e o novo ponto;

K: é a Constante de Boltzmann<sup>2</sup>;

T: é a temperatura;

Essa característica peculiar permite ao algoritmo escapar de pontos ótimos locais. A Figura 3.2 ilustra a necessidade de que, pelo menos em alguns pontos ao longo desta trajetória, a energia do sistema aumente para se atingir a energia mínima. Ou seja, a única maneira de ir de um mínimo local (X=-2) para o mínimo global (X=9) é aumentando a energia do sistema e passando por locais de máximo (X=4).

Quando a temperatura está alta, a probabilidade de aceitação para esses valores de maior energia é maior, portanto o algoritmo é capaz de fazer uma exploração global do espaço de busca. Conforme a temperatura vai diminuindo, seguindo um esquema de resfriamento pré-definido, baseado no número de iterações realizadas ( $N_{itmax}$ ) em cada valor de temperatura e no critério de parada, referente ao número de ciclos de resfriamento ( $N_{Tmax}$ ), se torna mais difícil aceitar esse aumento de energia, transformando o algoritmo em um método de busca local.

---

<sup>2</sup> Constante física que relaciona temperatura e energia de moléculas. Normalmente adota-se K=1; valor utilizado nesse trabalho.

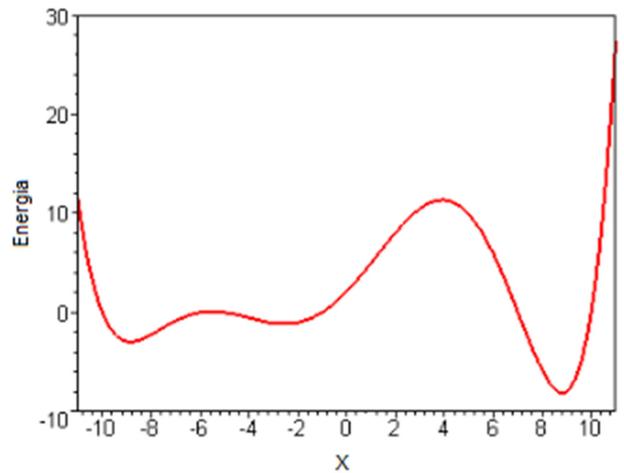


Figura 3.2 – Trajetória para se atingir um mínimo global. Fonte: Adaptado de BISCAIA (2002)

### 3.4 PARÂMETROS DO ALGORITMO

Assim como outros métodos, o método do Recozimento Simulado também requer o uso de parâmetros que determinarão o comportamento e a eficiência do algoritmo na maneira como ele irá solucionar o problema. Porém, diferentemente de outras técnicas, não são necessários muitos dados de entrada e é de fácil implementação.

São quatro os parâmetros de entrada que deverão ser definidos pelo usuário no início da aplicação:

- I. *Valor inicial da temperatura ( $T_0$ ):* A temperatura é o principal parâmetro do Recozimento Simulado, pois é a mesma que guia o algoritmo. A utilização de um valor alto é importante para manter a diversidade do espaço de soluções, mas pode dificultar o algoritmo a convergir para uma solução boa. Por outro lado, o uso de valores baixos de temperatura força a convergência rápida do algoritmo, mas pode levá-lo a estacionar em ótimos locais. Portanto, o equilíbrio desses fatores pode ser decisivo para o sucesso do algoritmo;
- II. *Parâmetro de resfriamento ( $P_r$ ):* É necessário para determinar o quão rápido ocorrerá o decaimento da temperatura, onde  $0 < P_r < 1$ ;
- III. *O número máximo de iterações em cada temperatura ( $N_{itmax}$ );*
- IV. *Número máximo de ciclos de resfriamento ( $N_{Tmax}$ ):* Correspondente a quantidade de vezes que ocorrerá a redução da temperatura de acordo com uma estratégia de resfriamento em função de  $P_r$ .

Esses parâmetros precisam ser escolhidos corretamente para cada tipo de problema, pois podem ser determinantes para se encontrar o ótimo da função. Segundo Rodrigues et al. (2004) várias estratégias de redução da temperatura podem ser adotadas, porém nenhum trabalho até o momento apresentou sugestões referentes a melhor. De acordo com Gaspar-Cunha et al. (2013), versões mais recentes do algoritmo proporcionam formas de escolher bons valores para esses parâmetros, porém a melhor maneira de se obter esses valores ainda é de forma experimental. Os valores ideais são aqueles que garantem um equilíbrio entre a diversificação e a intensificação da busca (RODRIGUES et al., 2004). O algoritmo básico do Recozimento Simulado pode ser observado na Figura 3.3 a seguir.

- ✓ *Passo 1. Atribuir a X uma solução inicial;*
- ✓ *Passo 2. Determinar Energia inicial  $E(X)$  ;*
- ✓ *Passo 3. Definir uma temperatura inicial  $T_0$ ;*
- ✓ *Passo 4. Verificar se a condição de parada foi encontrada; ( $N_{Tmax}$  foi atingido)*
- ✓ *Passo 5. Se Passo 4 verdadeiro: encerra o algoritmo;*
- ✓ *Passo 6. Se Passo 4 não for verdadeiro: prosseguir para o passo 7;*
- ✓ *Passo 7. Verificar se a condição de parada foi encontrada; ( $N_{ITmax}$  foi atingido)*
- ✓ *Passo 8. Se passo 7 for verdadeiro: seguir para o Passo 15;*
- ✓ *Passo 9. Se passo 7 não for verdadeiro: gerar aleatoriamente um ponto  $X_n$  vizinho de X;*
- ✓ *Passo 10. Calcular  $\Delta E = E(X_n) - E(X)$ ;*
- ✓ *Passo 11. Verificar se  $\Delta E < 0$ ;*
- ✓ *Passo 12. Se Passo 11 for verdadeiro: fazer  $X = X_n$ ;*
- ✓ *Passo 13. Se Passo 11 não for verdadeiro: gerar um número aleatório r. Se  $r < \exp(-\Delta E/KbT)$  fazer  $X = X_n$ ;*
- ✓ *Passo 14. Retornar ao Passo 7;*
- ✓ *Passo 15. Atualizar T.  $T = P_r * T$ ;*
- ✓ *Passo 14. Retornar ao passo 4*

Figura 3.3 – Pseudocódigo do Algoritmo do Recozimento Simulado. Fonte: O Autor (2016)

### 3.4.1 Modelos para determinação dos parâmetros iniciais

Apesar de existir um consenso na literatura especializada de que a determinação destes parâmetros depende da natureza do problema, devendo ser definido por experimentação, existem diversos trabalhos que demonstram algumas maneiras de se encontrar bons parâmetros iniciais. Em Youssef et al. (2001), por exemplo, é utilizado um método matemático, descrito em Wong e Liu (1986), para se determinar um valor para temperatura inicial. Basicamente, antes de o algoritmo de fato começar, um número de movimentos,  $M$ , na vizinhança de uma solução atual, são realizadas, e os respectivos valores de energia destes movimentos são determinados. A diferença de energia para cada movimento,  $i$ , é dada por:

$$\Delta E_i = \Delta E_i - \Delta E_{i-1} \quad (\text{Eq. 3.2})$$

Dividindo  $M$  em,  $M_u$  e  $M_d$ , números de movimento de subida e descida, respectivamente, onde o  $M_d$  refere-se a valores com energia menor. A média da diferença de energia, somente para os valores inferiores é dada por:

$$\overline{\Delta E_d} = \frac{1}{M_d} \sum_{i=1}^{M_d} \Delta E_i \quad (\text{Eq. 3.3})$$

Uma vez que se deseja manter a probabilidade de aceitação para movimentos de subida elevados ( $P_A \cong 1$ ) na fase inicial do RS, estima-se então o valor do parâmetro de temperatura, substituindo o valor de  $P_A$  na seguinte expressão, derivada da equação 3.1:

$$T_0 = \frac{\overline{\Delta E_d}}{\ln(P_A)} \quad (\text{Eq. 3.4})$$

Já, Bertsimas e Tsitsiklis (1993), citando Hajek (1988), explicam um esquema de redução da temperatura, através da equação 3.2, o qual a probabilidade de se atingir o mínimo global quando  $T=0$  tende a 1, de acordo com a Eq. 3.5, a seguir:

$$T(t) = \frac{d}{\log t'} \quad (\text{Eq. 3.5})$$

Onde:

$T(t)$ : é a temperatura;

d: é uma constante positiva;

t: é o tempo;

Apesar da certeza dessa estratégia proporcionar o ótimo global, sua utilização se torna inviável devido o tempo de espera do processo de minimização, tornando o interesse nessa prova, mais científico do que prático. Um modelo bastante utilizado, segundo Biscaia (2002) é a redução linear da temperatura, vide equação 3.6 a seguir, onde o parâmetro  $P_r$  varia tipicamente entre 0,7 e 0,95.

$$T_i = P_r \times T_{i-1} \quad \forall i > 1 \quad (\text{Eq. 3.6})$$

Onde,  $T_i$  representa a temperatura na iteração  $i$  do método, ou seja, na  $i$ -ésima vez em que há alteração no valor da temperatura. Outras prescrições para o resfriamento são (SOUZA, 2002):

$$T_i = \frac{T_{i-1}}{1 + Pr\sqrt{T_{i-1}}} \quad \forall i > 1 \quad (\text{Eq. 3.7})$$

$$T_i = \begin{cases} \beta T_{i-1} & \text{se } i = 1 \\ \frac{T_{i-1}}{1 + \gamma T_{i-1}} & \text{se } i \geq 2 \end{cases} \quad (\text{Eq. 3.8})$$

Onde,  $\gamma = \frac{T_0 - T_{i-1}}{(i-1)T_0 T_{i-1}}$ , sendo  $T_0$  a temperatura inicial,  $T_i$  a temperatura na  $i$ -ésima iteração e  $\beta$  um parâmetro para corrigir a imperfeição do resfriamento ( $0 < \beta < 1$ ).

No que diz respeito aos valores de número máximo de iterações em cada temperatura ( $N_{itmax}$ ), e o número máximo de ciclos de resfriamento ( $N_{Tmax}$ ), não foram encontrados trabalhos relacionados a especificação desses valores, devendo serem determinados experimentalmente com base na dimensão do problema.

### 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou detalhes do método de otimização utilizado neste trabalho, que foi o Recozimento Simulado. A seguir será descrita a metodologia proposta para

gerenciamento do consumo residencial, em resposta aos sinais tarifários, de modo a reduzir os gastos do consumidor com a compra de energia fornecida pela concessionária. Serão também apresentados os resultados obtidos com a aplicação do método proposto, assim como discussões acerca dos mesmos.

## CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA PROPOSTA E RESULTADOS

### 4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, serão apresentados o método de otimização proposto, para o gerenciamento de energia residencial (do inglês *Home Energy Management - HEM*) para melhor aplicação das ações de resposta à demanda, bem como, o sistema considerado, com detalhes sobre a tarifação, os dispositivos residenciais e a geração fotovoltaica utilizada para o estudo, além das simulações e resultados.

### 4.2 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Este trabalho apresenta uma estratégia para agendamento de alguns dispositivos residenciais tendo como objetivo; maximizar o uso da fonte de energia renovável, maximizando o benefício econômico ao minimizar a energia importada da rede de distribuição principal e reduzir o custo da energia elétrica fornecida pela concessionária distribuidora, considerando a Tarifa Branca. O sistema considerado pode ser observado, a seguir, na Figura 4.1.

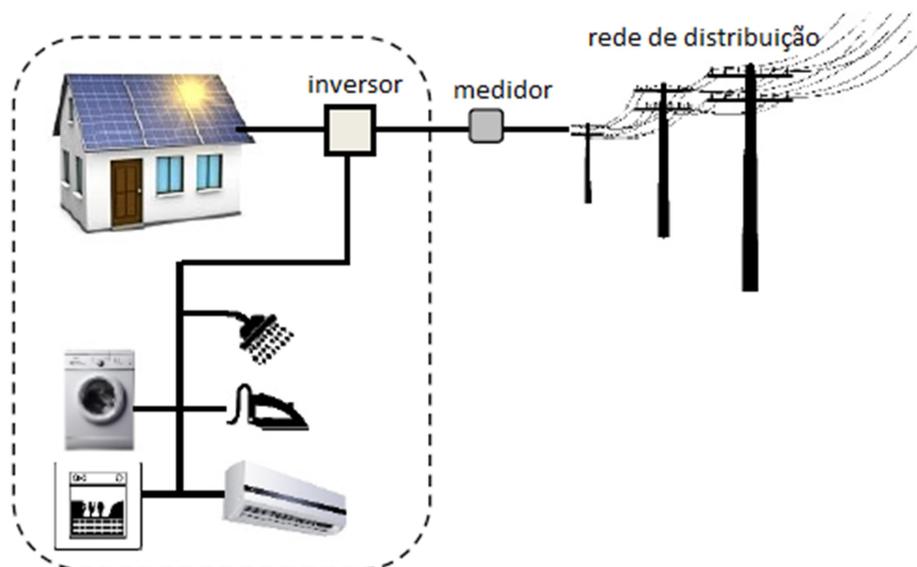


Figura 4.1 – Sistema residencial utilizado. Fonte: Adaptado de Vilar e Affonso (2016).

Dado o objetivo do trabalho, a variável de decisão adotada é o horário proposto para a utilização de cada eletrodoméstico utilizado, obtido através do método de otimização apresentado no capítulo anterior, Recozimento Simulado, implementado em ambiente computacional, no software MATLAB do fabricante *MathWorks*. O espaço de busca considerado para a estratégia proposta foi de um dia (24hs), dividido em intervalos de 30 minutos, como pode ser observado na Figura 4.2, totalizando um espaço de busca de 47 pontos.

**0:00 0:30 1:00 1:30 2:00 2:30 ... 21:30 22:00 22:30 23:00 23:30**

Figura 4.2 – Exemplos de horários propostos. Fonte: O Autor (2016)

A função objetivo a ser minimizada representa o custo da energia elétrica (R\$/KWh) fornecida pela concessionária, considerando uma tarifa por tempo de uso. A função objetivo pode ser representada pela equação 4.1 a seguir:

$$\text{Min. Cos} \quad \sum_{t=1}^T E_{REDE}(t) * Tarifa(t) \quad \text{Eq. (4.1)}$$

Onde,  $T$  é o período de 24 horas no dia e  $Tarifa(t)$ : é o preço da tarifa, no tempo  $t$ , cobrado pela concessionária (R\$/KWh).

A energia fornecida pela rede ( $E_{REDE}$ ), a cada instante  $t$ , é da pela diferença entre a energia consumida pelos equipamentos residenciais ( $E_C$ ) e a energia entregue pela geração fotovoltaica ( $E_G$ ), como mostra a equação 4.2 a seguir.

$$E_{REDE}(t) = E_C(t) - E_G(t) \quad \text{Eq. (4.2)}$$

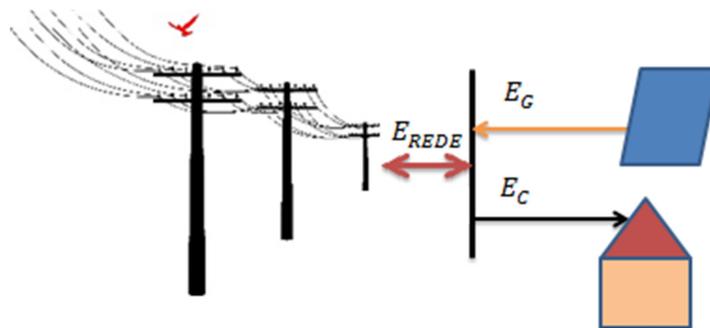


Figura 4.3 – Balanço de energia. Fonte: O Autor (2016).

A energia consumida pelos equipamentos residenciais no tempo  $t$  pode ser descrita como mostra a equação 4.3 a seguir.

$$E_C(t) = \sum_{n=1}^N \text{Pot}(n) * \text{Ciclo}(n) * K(t) \quad t \in 1, \dots, T \quad \text{Eq. (4.3)}$$

Onde:

$N$ : número total de dispositivos controlados;

$Pot$ : potência dos dispositivos que serão agendados (KWatt);

$Ciclo$ : tempo de funcionamento dos dispositivos (horas);

$K$  é uma variável binária (quando  $K=1$  o equipamento é agendado no instante  $t$ , quando  $K=0$  o equipamento não é agendado no instante  $t$ ).

Para simular a energia entregue pelo painel fotovoltaico ( $E_G$ ) foi utilizada a equação 4.4, a seguir (SAHA et. al, 2014):

$$E_G = E_{FV} * \eta_{inv} * \eta_{abs} \quad \text{Eq. (4.4)}$$

Onde:

$E_G$ : energia entregue para a rede (Wh);

$E_{FV}$ : energia produzida pelo painel fotovoltaico (Wh);

$\eta_{inv}$ : eficiência do inversor (%);

$\eta_{abs}$ : taxa de absorção da energia fotovoltaica (%);

A energia produzida pelo painel fotovoltaico ( $E_{FV}$ ) é calculada pela equação 4.5 mostrada a seguir (SAHA et. al, 2014):

$$E_{FV} = S * \eta_p * I_m * t * loss \quad \text{Eq.(4.5)}$$

Onde:

$S$ : área do arranjo fotovoltaico (m<sup>2</sup>);

$\eta_p$ : eficiência média do arranjo (%);

$I_m$ : irradiância média global;

$t$ : período de tempo (s);

$loss$ : perdas;

A partir das equações 4.4 e 4.5 observa-se que a energia entregue para a rede é menor que a produzida efetivamente pelo painel fotovoltaico, isso se deve pelas diversas perdas que ocorrem nesse processo, daí a importância de utilizar um modelo o qual simule essas condições, para se obter resultados mais próximos da realidade. Por esse motivo, adotou-se o uso de dados reais para comporem essas equações.

Foram utilizados 6 módulos fotovoltaicos do modelo CSI CS6P-255P de 255Wp do fabricante Canadian Solar e o inversor XANTREX XPOWER 3000 (3000W / 120Vac / 60hz / 12 Vdc). As características do módulo são listadas a seguir:

- ✓ Potência de Pico: 255W;
- ✓ Tensão de Pico: 30,2V;
- ✓ Corrente de Pico: 8,43A;
- ✓ Corrente de curto circuito: 9 A;
- ✓ Tensão de circuito aberto: 37,4V;

Além disso, foi considerado um cenário de irradiância média global ao longo do dia, fornecido pelo Laboratório de Energia Solar (LABSOL) Porto Alegre – RS via software Radiasol2. Com isso foi possível determinar a curva de geração diária do painel fotovoltaico, como pode ser observado na Figura 4.4, a seguir.

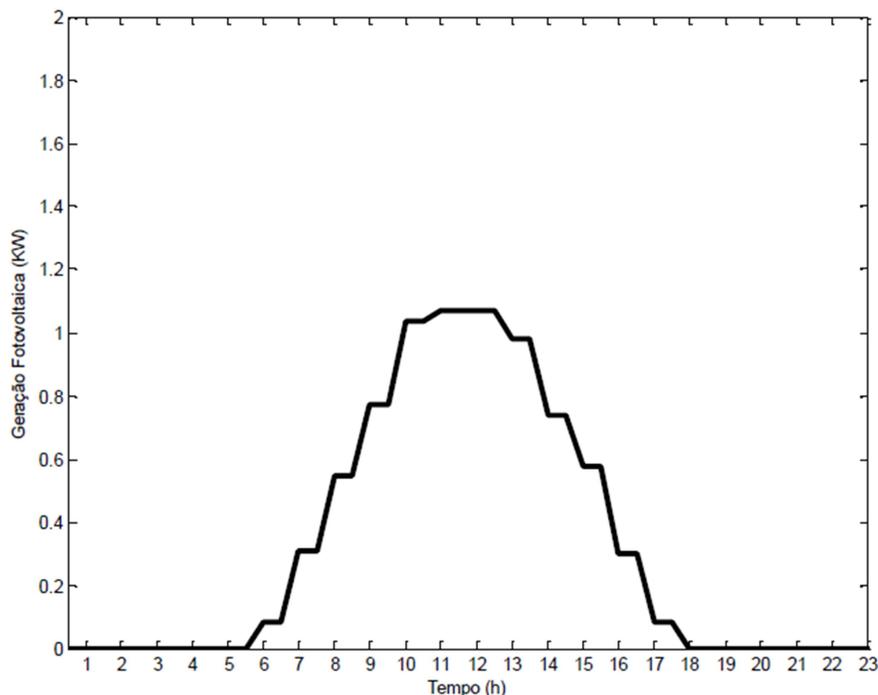


Figura 4.4 – Energia fornecida pelo painel fotovoltaico em um dia típico. Fonte: O Autor (2016).

### 4.3 ESPECIFICAÇÕES DO SISTEMA

Este estudo considerada uma hipotética residência típica da classe média brasileira, portanto foram utilizados eletrodomésticos comumente encontrados nessas moradas para simular a curva de carga deste hipotético consumidor.

Os dispositivos da residência foram divididos em dois grupos; cargas controláveis e cargas não controláveis. O primeiro grupo é constituído dos aparelhos que causam maior impacto no consumo da residência e conseqüentemente na conta de energia.

São estes dispositivos que terão seu horário de funcionamento alterado em função dos sinais tarifários, para evitar o período de pico, porém levando em consideração a rotina do usuário para não causar um significativo desconforto. Os equipamentos que constituem esse grupo são; máquina de lavar roupa, máquina de lavar louça, chuveiro elétrico, ferro de passar roupa e ar condicionado.

Por outro lado, o segundo grupo é formado pelos dispositivos que não possuem flexibilidade no horário de utilização e causariam desconforto para o consumidor em caso de mudanças. Este grupo é formado por eletrônicos de entretenimento, como televisão, luzes e eletrodomésticos diversos que precisam ser utilizados na hora que forem requeridos. A lista com os equipamentos, desse grupo, utilizados para este trabalho podem ser encontradas no Anexo 1.

O processo de otimização adotado, leva em consideração a preferência do usuário para agendar determinado aparelho, assim como outras informações apresentadas na Tabela 4.1, a seguir. Por exemplo, a máquina de lavar louça é usada duas vezes no dia, com um tempo de funcionamento de 40 minutos a cada vez que é ligada. Além disso, o usuário deve estipular os períodos os quais ela poderá ser ligada, nesse caso entre 12:30 e 13:00hrs e 18:00 e 22:00hrs.

TABELA 4.1 – Informação dos Equipamentos Usados para Deslocamento de Carga

<b>Dispositivos Analisados</b>	<b>Potência (W)</b>	<b>Uso Diário</b>	<b>Ciclo (min)</b>	<b>Preferência de horário do consumidor</b>
Máquina de Lavar roupa	1000	1	60	6:00 – 7:30 17:00 – 22:00
Máquina de lavar louça	1500	2	40	12:30 – 13:00 18:00 – 22:00
Chuveiro Elétrico	3500	2	10	6:00 – 7:00 17:00 – 22:00

Ferro de Passar Roupa	1000	1	90	17:00 – 21:00
Ar Condicionado	2000	1	480	18:00 – 22:00

Por se tratar de um programa de auxílio a ações de resposta à demanda, é necessário inserir os dados tarifários referentes à tarifa branca, que pode variar entre as diferentes concessionárias do Brasil. Para os fins deste trabalho foram utilizados os seguintes valores observados na Tabela 4.2 com base na tarifação da CELPA (distribuidora de energia do estado do Pará) de acordo com a resolução homologatória 1930/2015 (CELPA, 2015). A Figura 4.5, a seguir, mostra um gráfico comparativo entre a tarifa branca, composta pelo período de ponta, intermediário e fora de ponta e a convencional para um dia de semana.

TABELA 4.2 – Valores da Tarifa de Energia Usada pela CELPA

MODELO	PERIODO	R\$/KWh
TARIFA BRANCA	Ponta	R\$1,06989
	Intermediário	R\$0,69178
	Fora de ponta	R\$0,43264
CONVENCIONAL	--	R\$0,52539

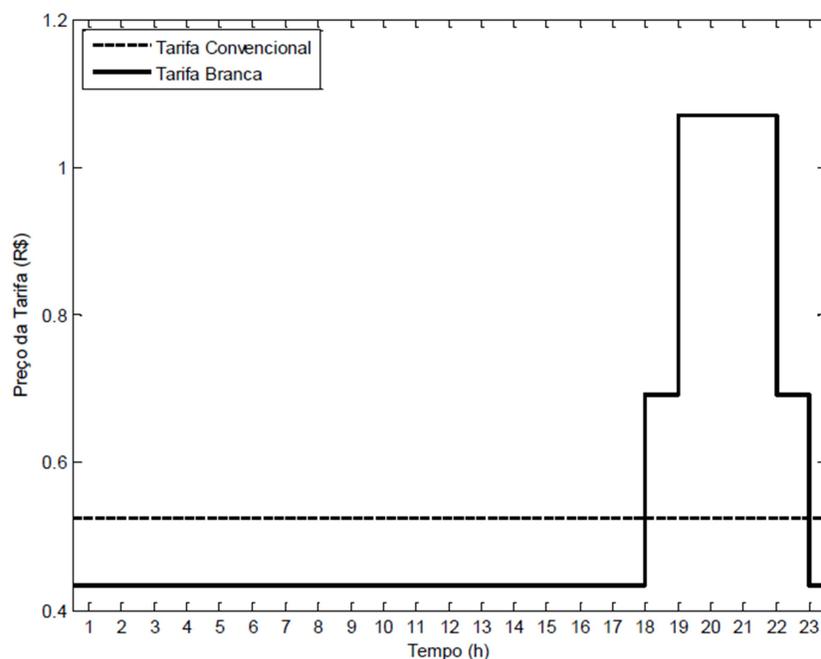


Figura 4.5 – Perfil das modalidades tarifárias em um dia útil. Fonte: O autor (2016).

A escolha dos parâmetros do método Recozimento Simulado foi realizada por tentativa e erro. Inicialmente foram escolhidos valores aleatórios, seguindo algumas regras gerais descritas em Biscaia (2002). Em seguida, para uma mesma condição inicial, foram executadas diversas simulações, alterando o valor dos parâmetros até encontrar aqueles que apresentavam melhor resposta. Assim, foram adotados os seguintes parâmetros iniciais para a utilização do método do Recozimento Simulado:

- Temperatura inicial  $T_0=30$ ;
- Parâmetro de resfriamento  $P_r=0,85$ ;
- Número de iterações em cada temperatura  $N_{itmax} = 15$ ;
- Número de ciclos de resfriamento  $N_{tmax} = 90$ ;

#### 4.4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

As simulações foram conduzidas para avaliar o desempenho da metodologia proposta, através de um estudo de caso de uma residência que possui geração fotovoltaica conectada a rede elétrica de energia, e a possibilidade de ajuste no horário de aplicação dos eletrodomésticos indicados na Tabela 4.1 para economia da conta de energia. Três cenários foram considerados e o uso da tarifa branca foi adotado em todos os casos:

- Cenário 1: Referência;
- Cenário 2: HEM;
- Cenário 3: HEM com geração fotovoltaica;

##### A. *Cenário 1: Referência*

Este cenário representa o caso de referência, onde somente é adotada a tarifa branca, sem a presença da geração fotovoltaica. O consumo desta residência foi calculado conforme a preferência do usuário, assumindo que o consumidor não é flexível em relação ao horário de uso dos dispositivos residenciais em análise, os quais podem ser observados na Tabela 4.3. Através da tabela nota-se que a máquina de lavar roupa inicia sua operação às 18:00hs. A máquina de lavar louça primeiramente é usada

às 12:30hs e novamente às 20:00hrs. Já o chuveiro elétrico é primeiramente utilizado às 6:30hs e depois às 19:00hs. O ferro de passar roupa é usado às 20:00hs e o ar condicionado é ligado às 20:00hs. Estes horários têm como base a rotina de uma família que trabalha durante o dia, ficando ausente de casa.

TABELA 4.3 – Preferencias do usuário

Dispositivos	Período de utilização proposto
<b>Máquina de lavar roupa</b>	18hs
<b>Máquina de lavar louça</b>	12:30hs 20:00hs
<b>Chuveiro elétrico</b>	6:30hs 19:00hs
<b>Ferro de passar roupa</b>	20:00hs
<b>Ar condicionado</b>	20:00hs

A Figura 4.6 a seguir mostra o perfil de consumo para este caso.

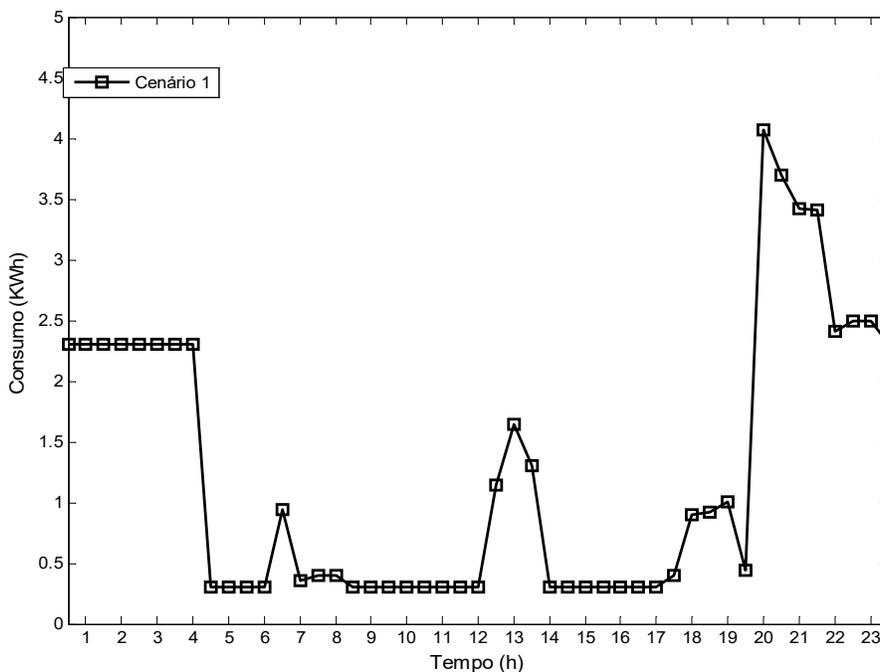


Figura 4.6 – Perfil de consumo (Cenário 1). Fonte: O Autor (2016).

A Figura 4.7 mostra a disposição de uso e o consumo individual dos dispositivos residenciais ao longo do dia, apenas seguindo a rotina do usuário de acordo com a Tabela 4.3. Por outro lado, a Figura 4.8 mostra o consumo total da residência ao longo do dia, agrupando os consumos de todos os dispositivos não controláveis e representando os no gráfico como cargas não controláveis. O pico da demanda ocorre as

20:00hs, coincidentemente com o período em que a tarifa é mais cara (período de pico).

Para este cenário, o custo diário com a energia elétrica é de R\$18,56.

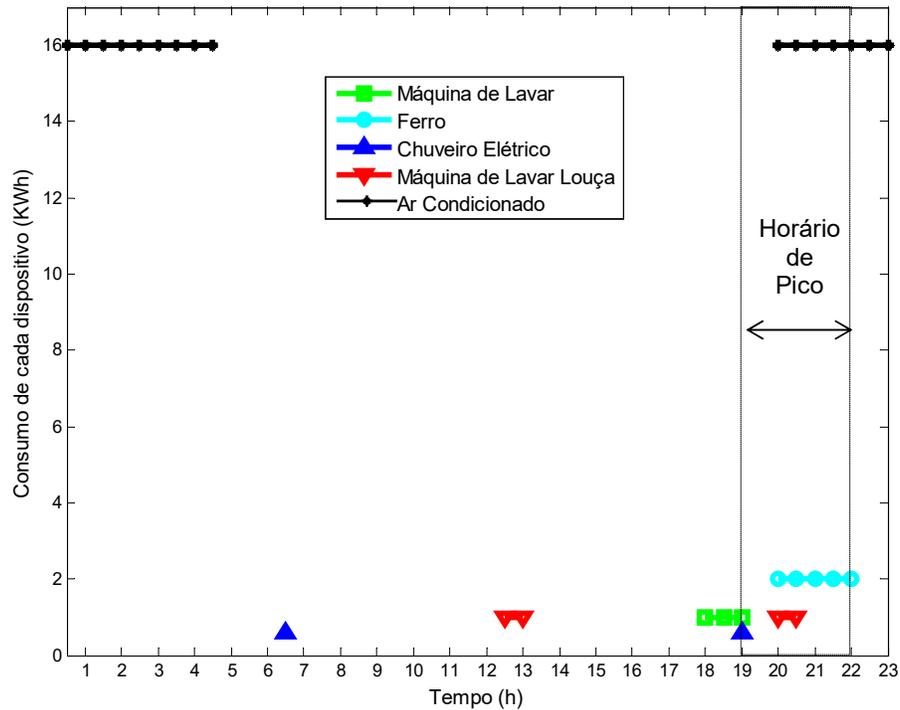


Figura 4.7 – Uso dos dispositivos controláveis durante o dia (Cenário 1). Fonte: O Autor (2016).

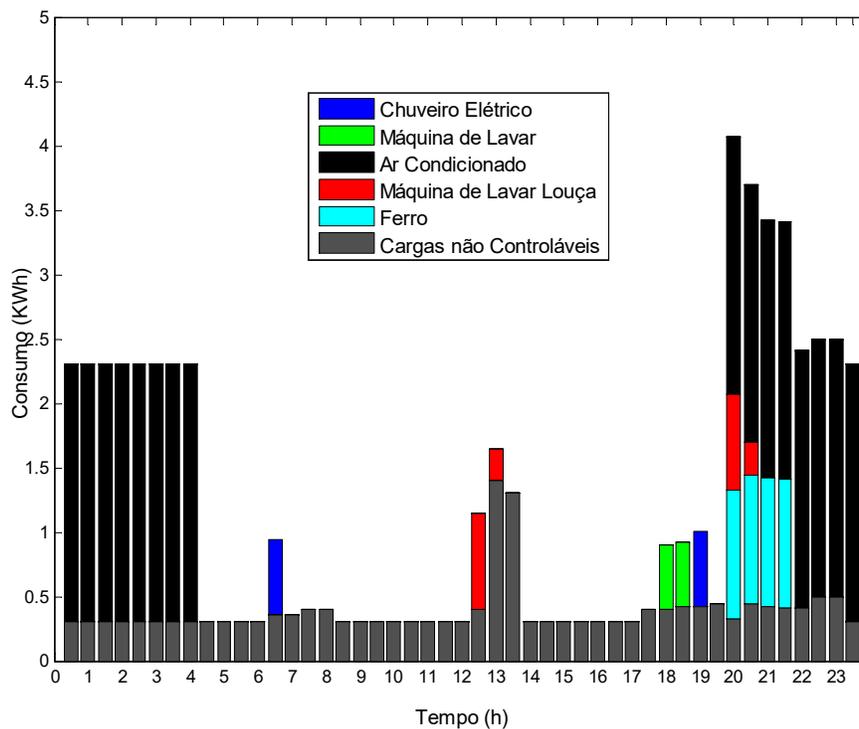


Figura 4.8 – Consumo total de energia ao longo do dia (Cenário 1). Fonte: O Autor (2016).

## B. *Cenário 2: HEM*

Neste cenário, o método de otimização é usado para agendar os dispositivos residenciais, considerando o uso da tarifa branca sem a presença da geração fotovoltaica.

Os resultados mostraram que foi possível reduzir o pico de consumo através do deslocamento das cargas situadas no período de ponta, com tarifas mais caras, para períodos com tarifas mais baratas, fora da ponta. O custo diário com eletricidade para este cenário foi de R\$ 14,60 resultando em um benefício econômico de 21,33% para o consumidor quando comparado com o Cenário 1. A metodologia utilizada para validar a eficiência dos resultados do algoritmo é descrita a seguir e foi utilizada para os cenários 2 e 3.

A metodologia utilizada para validar a eficiência dos resultados do algoritmo é descrita a seguir e foi utilizada para os cenários 2 e 3. Primeiramente, foi adotada uma condição inicial e em seguida executou-se o algoritmo por 5 vezes para essa mesma condição inicial. De posse destes resultados, foi feita a média dessas soluções e armazenados esses valores. Este experimento foi realizado 10 vezes, para diferentes condições iniciais, totalizando 50 simulações. Ao término dos 10 experimentos, foi retirada a média das soluções obtidas ao final de cada experimento e obtido a solução final.

Essa análise estatística é muito importante para identificar se o algoritmo de fato sempre converge para uma boa solução ou se a solução encontrada foi um acaso. A Figura 4.9 mostra a curva final encontrada e os respectivos desvios padrões para mais e para menos. Observa-se, que a diferença entre o maior valor encontrado e o menor é de aproximadamente R\$0,40 comprovando que o algoritmo sempre encontra resultados próximos. A Figura 4.10 apresenta a nova disposição da utilização dos aparelhos durante o dia, e a Figura 4.11 apresenta o consumo total de energia ao longo do dia.

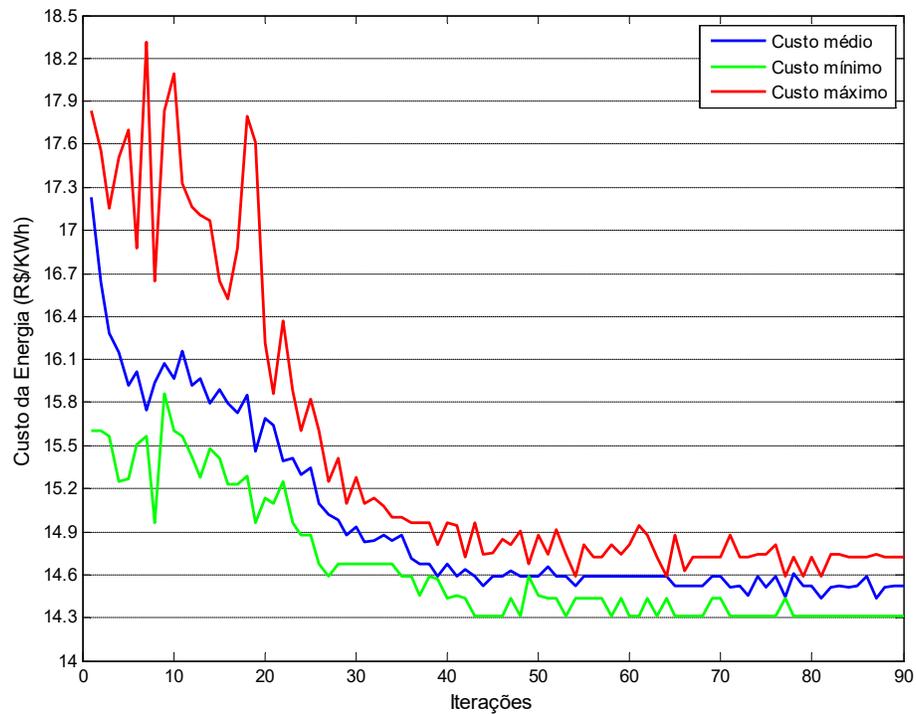


Figura 4.9 – Média dos Experimentos Realizados

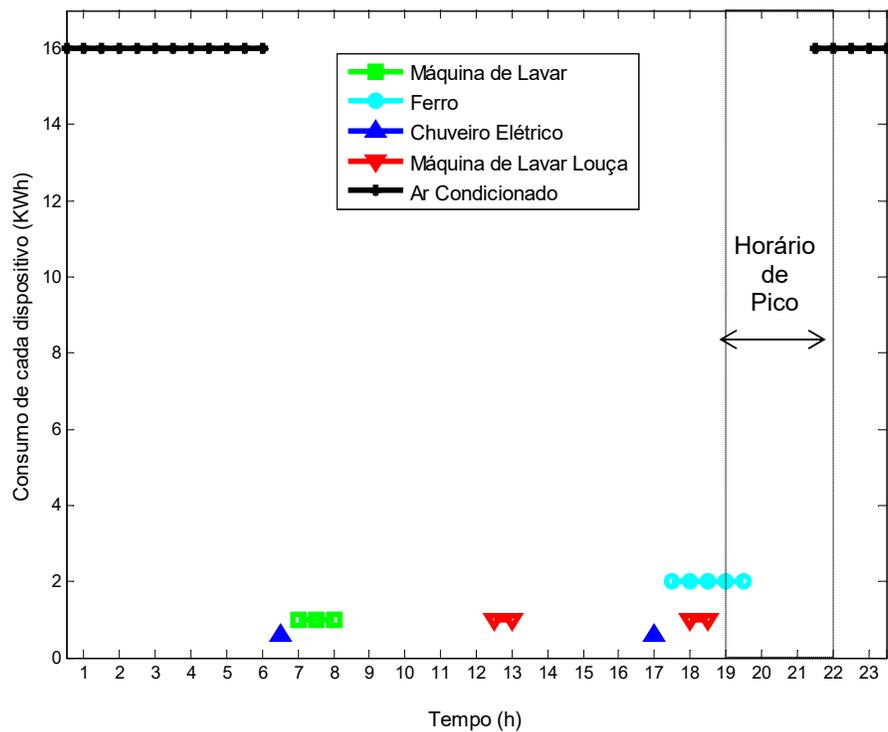


Figura 4.10 – Uso dos dispositivos durante o dia (Cenário 2). Fonte: O Autor (2016).

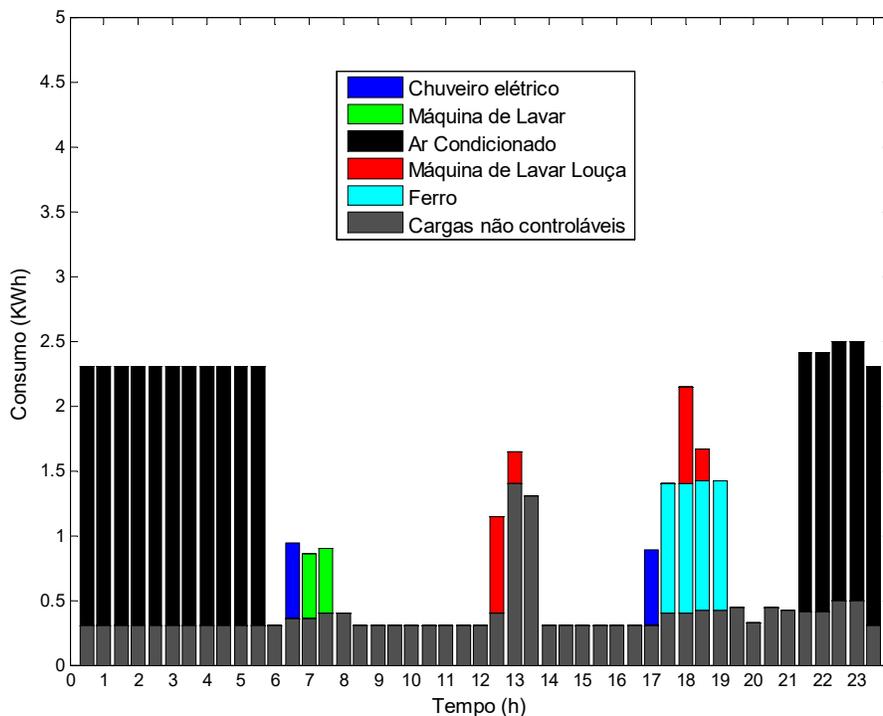


Figura 4.11 – Consumo total de energia ao longo do dia (Cenário 2). Fonte: O Autor (2016).

### C. Cenário 3: HEM com geração fotovoltaica

Neste cenário, o método de otimização proposto é utilizado para o agendamento dos equipamentos residenciais, considerando o uso da tarifa branca e a presença da geração fotovoltaica. As Figuras 4.12 e 4.13 mostram o agendamento realizado para esse caso e o consumo total ao longo do dia para o cenário 3, respectivamente.

Neste caso, o processo de otimização tenta fazer melhor uso da geração fotovoltaica, disponível apenas durante o período de insolação e sem custo para o usuário. Por esse motivo, observa-se um maior deslocamento dos equipamentos para o centro do gráfico, referente ao meio dia; horário onde a geração fotovoltaica é máxima.

Dessa maneira, a energia que antes era proveniente, exclusivamente da rede, agora será dividida com a geração fotovoltaica, resultando em uma redução da energia importada da rede, reduzindo consequentemente o valor da conta de energia.

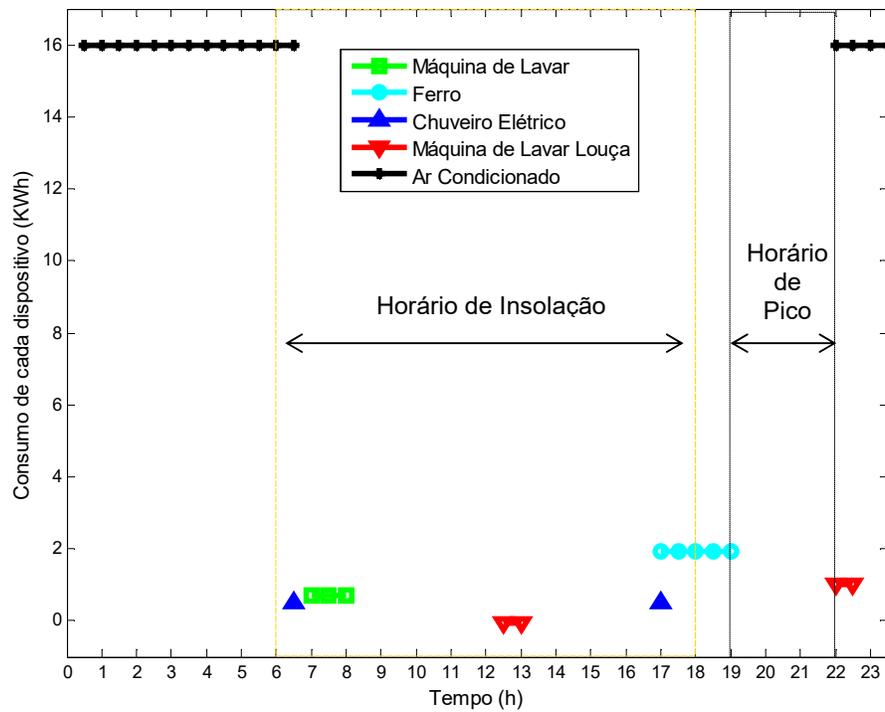


Figura 4.12 – Uso dos dispositivos durante o dia (Cenário 3). Fonte: O Autor (2016).

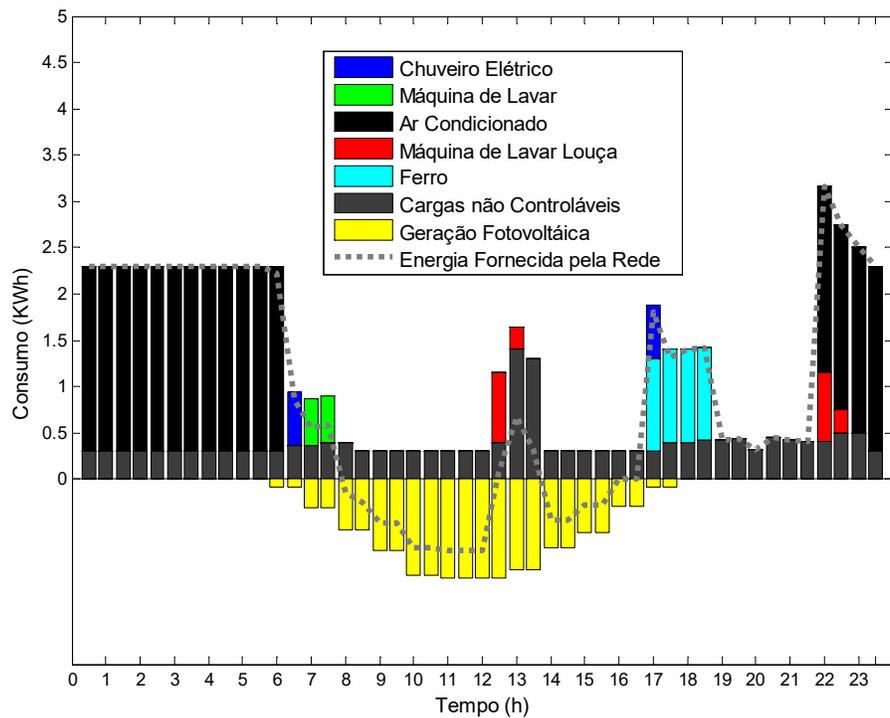


Figura 4.13 – Consumo total de energia ao longo do dia (Cenário 3). Fonte: O Autor (2016).

A energia importada da rede é representada pela linha pontilhada na Figura 4.13. Observa-se que na maior parte do tempo, em que a geração fotovoltaica esta disponível, a energia elétrica é enviada de volta para a rede (a energia fornecida pela rede é negativa). Ou seja, a geração fotovoltaica consegue exceder quase toda a carga durante o tempo em que está ativa.

Para este caso, o custo diário de energia foi de R\$10,90. Resultando em um benefício econômico de 41,27% para o consumidor comparado ao cenário 1.

A Figura 4.14, apresenta um gráfico comparativo entre a energia fornecida pela concessionária para a residência, para os cenários 1,2 e 3 evidenciando a redução do consumo e o deslocamento de carga entre os casos.

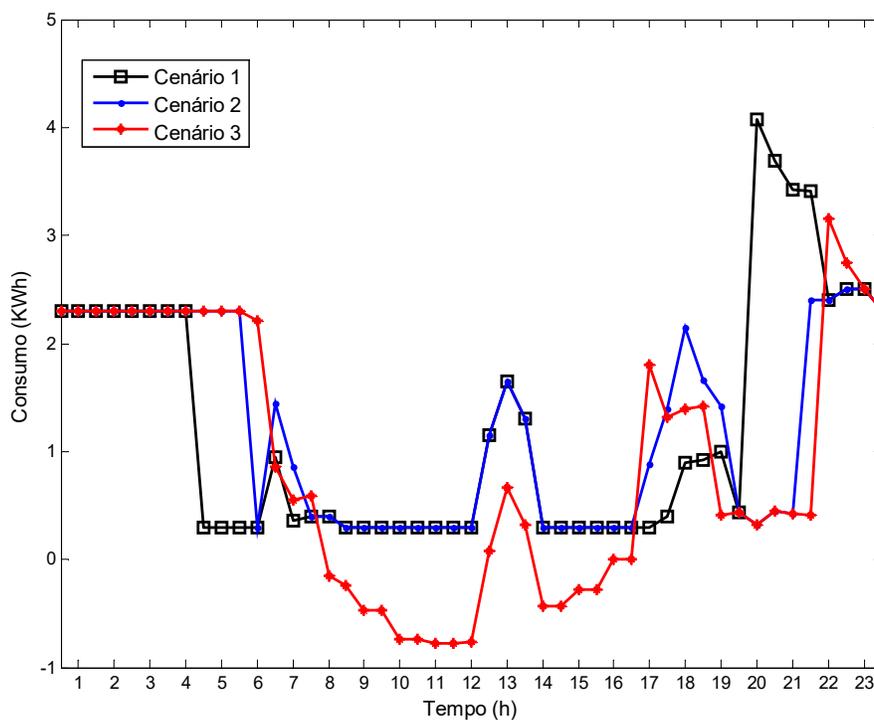


Figura 4.14 – Energia fornecida pela concessionária para os cenários 1,2 e 3 em KWh. Fonte: O Autor (2016).

A Tabela 4.4 apresenta para cada cenário analisado, o horário de pico, a demanda de pico e custo de energia diário. Em ambos os cenários 2 e 3 nota-se a redução do custo de energia elétrica, obtido pelo deslocamento das cargas em resposta aos sinais tarifários. Porém, como esperado, o cenário 3, teve um melhor desempenho no que se refere a redução do custo da conta de energia do consumidor, devido a presença da geração fotovoltaica que pode suprir com folga, por quase todo o período que em que

estava disponível, a carga a qual estava conectada. Apesar disso, foi constatado que o cenário 2 se mostrou mais competente em modular a curva de carga desse consumidor, reduzindo consideravelmente o pico de energia.

TABELA 4.4 – Resultados para um típico dia de semana

CENÁRIO	HORÁRIO DE PICO	DEMANDA DE PICO	CUSTO DE ENERGIA (diário)
1	20:00	4kWh	R\$18,56
2	22:00	<b>2.5KWh</b>	R\$14,60
3	22:00	3KWh	<b>R\$10,90</b>

A fim de tornar os resultados mais expressivos, este trabalho estimou o custo mensal de energia elétrica para todos os cenários apresentados. Para isso algumas condições são consideradas para os finais de semana:

- a tarifa mais barata de energia (tarifa fora de ponta) é usada para todas as horas do dia durante os finais de semana;
- o perfil de uso de energia do consumidor permanece o mesmo, exceto pelo fato de que o consumidor não utiliza a máquina de lavar e o ferro de passar durante os finais de semana;

A Tabela 4.5 apresenta o custo mensal de energia. Observa-se que ambos os cenários 2 e 3 apresentam benefícios econômicos, quando comparados ao cenário 1, porém a economia é mais significativa para o último cenário, onde a geração fotovoltaica está disponível.

TABELA 4.5 – Custo de energia mensal

CENÁRIO	CONSIDERAÇÕES	CUSTO MENSAL (R\$/DIA)	REDUÇÃO (%)
1 (Referência)	Sem agendamento	462.77	---
2	HEMS	383.57	17.11
3	HEMS e Ger. Fotovoltaica	309.57	<b>33.11</b>

## CAPÍTULO 5 – CONCLUSÕES

Após tantos anos sem sofrer mudanças significativas em sua estrutura, os sistemas de energia se encontram diante de sua maior transformação. A evolução das antigas redes em redes inteligentes possibilitou a quebra de alguns paradigmas na área, como por exemplo; a maneira de como se tratar a demanda de energia de clientes residenciais, se tornando algo que pode ser influenciada e modificada por meio da implementação de programas de GLD; e de uma maior integração da geração distribuída, com destaque para a geração fotovoltaica.

Dentro desse contexto, esta dissertação de mestrado focou no desenvolvimento de uma metodologia de gerenciamento de energia residencial com intuito de auxiliar o usuário a otimizar suas ações de resposta à demanda e o uso da geração fotovoltaica. Para isso, inicialmente foi feito um levantamento das principais técnicas de gerenciamento pelo lado da demanda e as vantagens que esse programa pode trazer. Em seguida, foram apresentadas as principais tecnologias utilizadas para geração distribuída, e como o aumento deste modelo de geração contribuiu para alterar a conjuntura das antigas redes em redes inteligentes, detalhando suas novas características. Por fim, foi analisado o cenário brasileiro, destacando as principais iniciativas, normas e projetos no que diz respeito as redes inteligentes e a geração distribuída no país. Além disso, foi dada uma atenção especial na aplicação de tarifas diferenciadas em clientes residenciais, através da aplicação da tarifa branca.

Após o entendimento do problema, foi necessário verificar qual método seria utilizado para o desenvolvimento do trabalho. Diversos métodos clássicos e de inteligência computacional foram encontrados na literatura para esse tipo de problema. Dentre os observados, optou-se pela utilização do método do Recozimento Simulado, por se tratar de uma metaheurística de fácil implementação, mais rápida e quase tão eficiente quanto os algoritmos evolucionários, muito utilizados nesse tipo de problema.

Foram propostos três cenários para validarem a utilização da metodologia sugerida. Estes consistem na análise de um estudo de caso baseado em um perfil de consumo típico de uma família brasileira em um dia ensolarado. Além disso, as

simulações foram feitas utilizando a tarifa branca, uma tarifa de energia do tipo TOU que está sendo implementada no setor de distribuição de energia brasileiro.

No primeiro cenário (referência), o consumidor não é flexível sobre o uso de seus equipamentos, portanto o consumo é baseado somente em suas preferências e hábitos de consumo. No segundo, o método proposto é utilizado para agendar os equipamentos do usuário de forma a otimizar os benefícios do programa de GLD. Por último, no terceiro cenário, o método proposto é utilizado novamente combinado com o uso da geração fotovoltaica conectada a residência.

Os resultados mostraram que o método de otimização proposto, se mostrou eficiente em deslocar as cargas dos períodos de ponta, com tarifas mais caras, para os períodos fora de ponta, com tarifas mais baratas, reduzindo o pico da demanda e os custos com energia, mesmo com forte restrição horária. Quando a geração fotovoltaica está conectada, a energia importada da rede é reduzida, reduzindo ainda mais a conta de energia como esperado. Além disso, vale ressaltar que não foram computados os ganhos em créditos com a geração excedente do sistema fotovoltaico a ser trocado com a concessionária, através do sistema de compensação de energia, o que torna os resultados ainda mais expressivos.

O proposto algoritmo pode ser útil para gerenciamento de energia residencial em resposta a diferentes sinais tarifários, e pode encorajar consumidores a participar de programas de resposta a demanda como a Tarifa Branca.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; ŠODER, L. Distributed Generation: A Definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195 – 204, 2001.

ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. A. Summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 78, n. 11, p. 1989–1996, 2008.

ANEEL<sup>1</sup>. *Geração distribuída amplia número de conexões em 2015*. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output\\_Noticias.cfm?Identidade=9044&id\\_area=90](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_area=90)>. Acesso em 23 de agosto de 2016.

ANEEL<sup>2</sup>. *Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/FontesEnergia.asp>>. Acesso em 06 de maio 2016.

ANEEL<sup>3</sup>. *Resolução Normativa N°687*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 26 de agosto 2016.

ANEEL<sup>4</sup>. *Tarifa Branca*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781>>. Acesso em Jul 2016.

BALDAUF, A. A smart home demand-side management system considering solar photovoltaic generation. *5th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, 2015.

BERTSIMAS, D.; TSITSIKLIS, J. Simulated Annealing. *Statistical Science*, vol. 8, n. 1, p. 10-15, 1993

BISCAIA Jr, E. Otimização Heurística. *Notas de aula*. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <<http://www2.peq.coppe.ufrj.br/Pessoal/Professores/Evaristo/OTIMIZACAO%20HEURISTICA/>>, acesso em 27 de junho de 2016.

CARÇÃO J. Tarifas De Energia Elétrica No Brasil. Dissertação (Mestrado em Engenharia). – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo 2011.

CELPA. *Modalidade Tarifária Branca*. Disponível em: <<http://www.celpe.com.br/display/4584d15d-f6ed-43f5-a548-b4e730e36798>>. Acesso em 29 de Agosto 2016.

CEMIG. *Tarifas horo-sazonais no Brasil*. Disponível em: < [https://www.cemig.com.br/pt-br/a\\_cemig/nossos\\_negocios/Paginas/tarifas\\_horo\\_sazonais\\_brasil.aspx](https://www.cemig.com.br/pt-br/a_cemig/nossos_negocios/Paginas/tarifas_horo_sazonais_brasil.aspx)>. Acesso em 26 de agosto 2016.

CERNY, V. Thermodynamical approach to the traveling salesman problem: an efficient simulation algorithm. *Journal of Optimization Theory and Applications*, v. 45, n. 1, p. 41-51, 1985.

CHAN, S; TSUI, K; WU, H; HOU, Y; WU, Y; WU, F. Load/Time Forecasting and Management Demand Response for Smart Grids. *IEEE Signal Processing Magazine*, v. 29, p. 68-85, 2012.

CHANDA, S; ABDHINANDAN, DE. An intelligent energy management system to optimize demand response in Smart Micro Grids. *2<sup>nd</sup> International Conference on Control, Instrumentation, Energy & Communication (CIEC)*, 2016.

CHEUNG, K; WANG, X; CHIU, B; XIAO, Y; RIOS-ZALAPA, R. Generation Dispatch in a Smart Grid Environment. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, p. 1 – 6, 2010.

DOWSLAND, K. “Simulated Annealing”, In Reeves, C.R. (ed), *Modern Heuristic Techniques for Combinatorial Problems*, Blackwell Scientific Publications, p 20-69, 1993.

EGLESE, R.W. Simulated annealing: a tool for operational research. *European journal of operational research*, v. 46, p.271-281, 1990.

FALCÃO, D. Smart Grids e Microrredes: O futuro já é presente. *Anais do VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*, Rio de Janeiro, 2009.

FOGAÇA, J. Energia Limpa. *Net*, Disponível em: <<http://brasilecola.uol.com.br/quimica/energia-limpa.htm>>. Acesso em 06 de maio de 2016.

FORTE, V. Smart grid at national grid. In: *Proceedings of the IEEE PES conference on innovative smart grid technologies*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Gaithersburg, 2010.

FUGIMOTO, S. Estrutura De Tarifas De Energia Elétrica Análise Crítica E Proposições Metodológicas. Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo 2010.

GASPAR-CUNHA, A; TAKAHASHI, R; ANTUNES, C. *Manual de Computação Evolutiva e Metaheurísticas*. 1. ed. Belo Horizonte: Editora UFMG e Imprensa da Universidade de Coimbra, 2013. p. 453.

GRADITI, G; Di SILVESTRE, M; GALLEA, R; SANSEVERINO, E. Heuristic-Based Shiftable Loads Optimal Management in Smart Micro-Grids. *IEEE Trans. Industrial Informatics*, Vol. 11, N. 1, pp. 271-280, 2015.

GIL, N. Identificação de Condições de Operação em Modo Isolado e Procedimentos de Controlo de Emergência para Multi – Microrredes. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, Dezembro 2009.

GELLINGS, C. W. The concept of demand-side management for electric utilities. *Proceedings of the IEEE*, v. 73, n. 10, p. 1468 – 1470, 1985.

GWEC. Global Wind Energy Outlook. 2012. Disponível em: < <http://www.gwec.net/> > Acesso em 28 de junho 2015.

GOLDBERG, D. Genetic algorithms in search, optimization and machine learning. Massachusetts: Addison-Wesley, 1989. 432 p

GLOVER, F. Heuristics for integer programming using surrogate constraints. *Decision Science*, v. 8, p. 156-166, 1977

HAJEK, B. A tutorial survey of theory and applications of simulated annealing. In *Proceedings of the 24th IEEE Conference on Decision and Control*, p 755-760, New York, 1985.

HAJEK, B. Cooling schedules for optimal annealing. *Mathematics of operations research*, v. 13, p.311-329, 1988.

HAN, J; Choi, C; Park, W; Lee, I; Kim, S. Smart Home Energy Management System Including Renewable Energy Based on ZigBee and PLC. *IEEE Transactions on Consumer Electronics*, v. 60, n. 2, 2014.

HOLLAND, J. Adaptation in natural and artificial systems. Ann Harbor: University of Michigan Press, 1975. 334 p

JENKINS, N; ALLAN, R; CROSSLEY, P; KIRSCHEN, D; STRBAC, G. *Embedded Generation*. vol. I. London: Institution of Engineering and Technology, 2000.

KAGAN, N; GOUVEA, M. Redes Elétrica Inteligentes no Brasil - Análise de custo e benefícios de um plano nacional de implantação. SYNERGIA, Brasil, 2013.

KIRKPATRICK Jr., S.; GELATT, C.; VECCHI, M. Optimization by simulated annealing. *Science*, v. 220, n. 4598, p. 498-516, 1983

KOULAMAS, C; ANTONY, S; JAEN, R. A Survey of Simulated Annealing. *Omega International Journal of Management Science*, v. 22, n. 1, p. 41 56, 1994.

KRAMER, M; JAMBAGI, A; CHENG, V. A model predictive control approach for demand side management of residential power to heat technologies. *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2016.

LEE, S; KWON, B; LEE, S. Joint Energy Management System of Electric Supply and Demand in Houses and Buildings. *IEEE Trans. Power Systems*, v. 29, n. 6, p. 2804-2812, 2014.

LOGENTHIRAN, T; SRINIVASAN, D; SHUN, T. Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization. *IEEE Trans. Smart Grid*, v. 3, n. 3, p. 1244-1252, 2012.

LOPES, J; HATZIARGYRIOU, N; MUTALE, J; DJA-PIC, P; JENKINS, N. Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A Review of Drivers, Challenges and Opportunities. *Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 9, p.1189 – 1203, 2007.

LOPES, Y; FERNANDES, N; SAADE, D. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. *Anais do XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos*, Vitória, 2015.

MATTAR, C. Da gênese à implantação dos procedimentos de distribuição – PRODIST: desafios e oportunidades. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

METROPOLIS, N; ROSENBLUTH, A; ROSENBLUTH, M; TELLER, A; TELLER, E. Equation of state calculations by fast computing machines. *J. Chem. Phys.* vol. 21, pp. 1087-1092, 1953.

MURATORI, M; RIZZONI, G. Residential Demand Response: Dynamic Energy Management and Time-Varying Electricity Pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 2, 2016.

OGWUMIKE, C; SHORT, M. DENAI. M. Near-Optimal Scheduling of Residential Smart Home Appliances Using Heuristic Approach. *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, p. 3128 – 3133, 2015

PAULINO, Marcelo. Redes Inteligentes. *Net*, São Paulo, Junho, 2011. O Setor Elétrico. Disponível em: <[http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed65\\_fasc\\_smartgrid\\_cap1.pdf](http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed65_fasc_smartgrid_cap1.pdf)> Acesso em: 23 ago. 2016.

PALENSKY, P; DIETRICH, D. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. *IEEE Trans. Industrial Informatics*, Vol. 7, N. 3, pp.381-388, 2011.

PEPERMANS, G; DRIESEN, J; HAESELDONCKX, D; BELMANS, R; D’HAESELEER, W. Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues. *Energy Policy*, v. 33, n. 6, p. 787– 798, 2005.

PIPATTANASOMPORN, M; KUZLU, M; RAHMAN, S. An Algorithm for Intelligent Home Energy Management and Demand Response Analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 4, 2012.

POTTER, C; ARCHAMBAULT, A; WESTRICK, K. Building a smarter smart grid through better renewable energy information. In: *Proceedings of the IEEE power systems conference and exposition: PSCE'09*, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Seattle, 2009.

POMILIO, J.A. Apostila de Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Princípios e conceitos de redes elétricas inteligentes, Campinas, 2013.

RESE, L. Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

RODRIGUES, F; LEITE, H; SANTOS, H; SOUZA, A; RIBEIRO, C. Metaheurística simulated annealing para solução de problemas de planejamento florestal com restrições de integridade. *Sociedade de Investigações Florestais*, v.28, n.2, p.247-256, 2004.

SAFFRE, F.; GEDGE, R. Demand-side management for the smart grid. In: *IEEE Network Operations and Management Symposium*, p. 300–303, 2010.

SAHA, A; KUZLU, M; KHAMPHANCHAI, W; PIPATTANASOMPORN, M; RAHMAN, S; ELMA, O; SELAMOGULLARI, U. S; UZUNOGLU, M; YAGCITEKIN, B. A Home Energy Management Algorithm in a Smart House Integrated with Renewable Energy. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conf.*, p. 1 – 6, 2014.

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

SIEBERT, L; AOKI, A; YAMAKAWA, E; TOLEDO, F. Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Redes Inteligentes Utilizando Algoritmos Genéticos. *Anais do IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, Goiânia, 2012.

SIEBERT, L; Sistema de otimização de resposta à demanda para redes elétricas inteligentes. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

SOUZA, M. Inteligência Computacional para Otimização. *Net*, Universidade Federal de Ouro Preto, 2002. Disponível em: < <http://www.decom.ufop.br/marcone/Disciplinas/InteligenciaComputacional/SA.PPT>>. Acesso em 23 de agosto de 2016.

STRBAC, G. Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy, Elsevier*, v. 36, n. 12, p. 4419–4426, 2008.

LEE, S; KWON, B; Lee, S. Joint Energy Management System of Electric Supply and Demand in Houses and Buildings. *IEEE Trans. Power Systems*, v.29, n.6, p. 2804-2812, 2014.

TEXEIRA, C; FERREIRA, V. Gerenciamento da Demanda Residencial Utilizando Métodos de Otimização Natural e Considerando Geração Distribuída. *Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, Foz do Iguaçu, 2014.

USA. US Department of Energy. *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them*. Report to the United States Congress, 2006.

VILAR, D; AFFONSO, C. Residential Energy Management System with Photovoltaic Generation using Simulated Annealing. *13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2016.

WANG, W; JIANG, X; SU, S; KONG, J; GENG, J; CUI, W. Energy management strategy for microgrids considering photovoltaic-energy storage system and electric vehicles. *IEEE Transportation Electrification Conference and Expo*, p.1-6, 2014.

WONG, D.F; LIU, C.L. A new algorithm for floorplan design. *Proceedings of the 23rd DAC*, p. 101–107, 1986.

YOUSSEF, H; SAIT, S; ADICHE, H. Evolutionary algorithms, simulated annealing end tabu search: a comparative study. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, v. 14, p. 167-181, 2001.

YU, X; CECATI, C; DILLON, T; SIMÕES, M. The New Frontier of Smart Grids. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, v. 3, n. 3, p. 49-62, 2011.

ZHAO, Z; LEE, W; SHIN, Y; SONG K. An Optimal Power Scheduling Method for Demand Response in Home Energy Management System. *IEEE Transactions On Smart Grid*, v. 4, n. 3, 2013.

ZHOU, Y; CHEN, Y; XU, G; ZHENG, C. Home Energy Management from Demand Side in Smart Grid. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies. Asia* 2014.

## ANEXOS

## ANEXO I

## INFORMAÇÕES DOS DISPOSITIVOS RESIDENCIAS UTILIZADOS

<b>DISPOSITIVO</b>	<b>CONSUMO KWh</b>
<b>COZINHA</b>	
<b>Iluminação</b>	0,12
<b>Cafeteira</b>	0,06
<b>Liquidificador</b>	0,04
<b>Geladeira</b>	0,3
<b>Freezer</b>	0,3
<b>Micro ondas</b>	0,33
<b>SALA</b>	
<b>Iluminação</b>	0,04
<b>Televisão 50"</b>	0,194
<b>ESCRITÓRIO</b>	
<b>Iluminação</b>	0,04
<b>Computador</b>	0,4
<b>QUARTO</b>	
<b>Iluminação</b>	0,08
<b>Televisão 40"</b>	0,130
<b>Vídeo Game</b>	0,06
<b>Iluminação</b>	0,01
<b>Secador de Cabelo</b>	0,232