



INFLUENCIA DE PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Beatriz Nogueira Levy

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro
Março de 2013

INFLUENCIA DE PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA NA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO

Beatriz Nogueira Levy

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph. D.

Profª. Carmen Tancredo Borges, D. Sc.

Prof. João Alberto Passos Filho, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2013

Levy, Beatriz Nogueira

Influencia de Programas de Resposta da Demanda na Rede de Distribuição / Beatriz Nogueira Levy – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XIII, 90 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (Mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2013.

Referencias Bibliográficas: p. 75 - 77

1. Programas de Resposta da Demanda. 2. Curvas de Carga. 3. Tarifa Branca. 4. Lógica Fuzzy. 5. Tarifa Horosazonal. I. Mosqueira Falcão, Djalma. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*A todos aqueles que me ajudaram a encontrar
a Phoenix adormecida que havia em mim.*

Agradecimentos

Ao orientador desta dissertação, Prof. Djalma Mosqueira Falcão, ajudando-me quando das dúvidas, resolvendo imprevistos e animado com a perspectiva do que havia de vir.

Aos meus pais, Alain François Sanson Levy e Marise Helena Nogueira Levy, por estarem sempre presentes, sempre me incentivando a continuar.

Às minhas irmãs Liana Nogueira Levy e Gisele Nogueira Levy. Irmãs brigam e não fugimos a essa regra, mas sei que sempre poderei contar com vocês independentemente do caminho que eu seguir na vida.

À minha mais recente amiga e colega de trabalho, Helena Portugal Gonçalves da Motta, com sua perseverança em manter minha mente concentrada e preparada para novos tempos. Não apenas amiga, não apenas colega, quase irmã.

Ao amigo Agílio Coutinho. Sua ajuda ao quase bater do sino foi muito bem recebida. Sempre levantando meu ânimo a continuar as simulações e a escrita.

Ao amigo Immer Gomes Ross Junior por me fazer perceber que contornos não são reais, apenas projeções de nossos pensamentos e ideais. Sem saber, ajudou-me apenas estando presente em minha vida. Obrigada por acreditar em meu sucesso. Obrigada por existir e estar ali por mim.

Aos amigos da EPE pela atenção quanto às dúvidas e sucessos que apareceram no caminho. Receberam-me com carinho quando da minha entrada na empresa e sei que posso contar com todos vocês para uma boa risada quando os tempos se mostrarem nebulosos.

Finalmente, a todos os amigos que apareceram com palavras animadas. O mundo ao nosso redor muda na mesma velocidade que um simples pensamento, e simples palavras ditas com apenas um humilde brilho nos olhos podem transformar o mundo. Transformaram o meu.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

INFLUÊNCIA DE PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Beatriz Nogueira Levy

Março/2013

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta a ideia de programas de Resposta da Demanda, que têm por objetivo a economia de energia e o aumento da confiabilidade do sistema elétrico a partir da alteração do comportamento dos consumidores frente aos preços da energia.

É analisado o conceito da tarifa Horo-Sazonal por ser esta a aplicada no ambiente brasileiro, considerando as recentes modificações propostas pela ANEEL. Com a utilização do MATLAB é construída uma lógica para a análise de curvas de carga típicas dos diversos tipos de consumidores, ajustando-as de modo a atender aos critérios do estudo em questão.

Essa lógica é aplicada em um sistema de distribuição de trinta e três barras de modo a analisar como essas novas propostas podem vir a influenciar um sistema de distribuição.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

DEMAND RESPONSE PROGRAMS INFLUENCE ON AN DISTRIBUTION
ELECTRIC SYSTEM

Beatriz Nogueira Levy

March/2013

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

This work presents the idea of demand response programs, which are aimed at saving energy and increasing the reliability of the electrical system due to the change in customer behavior in the face of energy prices.

It's analyzed the concept of Hour-Seasonal tariff for this being the one applied in Brazil, considering the recent changes proposed by ANEEL. With the use of MATLAB it is developed a logic for the analysis of typical load curves of the several kinds of customers, adjusting them so that they can meet the criteria of the study.

This logic is applied to a thirty-three bus distribution system in order to analyze how these new proposals are likely to affect a distribution system.

Sumário

Capítulo I - Introdução.....	1
I.1 Considerações Iniciais.....	1
I.2 Motivações e Objetivos.....	2
I.3 Estrutura do Trabalho.....	4
Capítulo II - Programas de Resposta da Demanda	5
II.1 Especificação dos Programas de Resposta de Demanda	5
II.1.1 Programas de RD Baseados em Preços e Tarifas	7
II.1.2 Programas de Resposta de Demanda Baseados em Incentivos Financeiros ..	10
II.2 Comentários Adicionais.....	12
II.3 Carros Elétricos	15
II.4 Cenário Brasileiro.....	16
II.4.1 Estrutura Tarifária Vigente.....	16
II.4.2 Estrutura Tarifária em Estudo.....	18
II.4.3 Principais Diferenças entre a Estrutura Atual e a Proposta.....	21
II.4.4 Estudos de Simulação	22
II.4.5 Atualidades.....	22
Capítulo III – Metodologia de Simulação	23
III.1 Metodologia Proposta.....	23
III.2 Variáveis da Lógica Fuzzy	25
III.2.3 Regras Linguísticas.....	29
III.2.4 Faturamento da Distribuidora.....	30
III.2.5 Geração Distribuída	32
Capítulo IV – Estudo de Caso	36
IV.1 Sistema Teste	36
IV.2 Tratamento das Cargas	36
IV.3 Aplicação do Programa de Resposta da Demanda.....	38
IV.3.1 Cenário Inicial.....	39
IV.3.2 Cenário com Diferenciação das Cargas	46
IV.3.3 Cenário com Geração Solar	55
Capítulo V – Conclusão	59

V.1 Observações e Conclusões.....	59
V.2 Trabalhos Futuros.....	60
Apêndice A – Programa de Resposta de Demanda no MATLAB	61
A.1 Programa de Resposta da Demanda	61
A.2 Função Carga Original, Fuzzy e Final.....	68
Anexo A – Relações de Carga do Sistema de 33 Barras.....	71
Anexo B – Lógica Fuzzy.....	72
B.2 Lógica Fuzzy	72
B.2.1 Introdução Teórica	72
B.2.2 Funções de Pertinência.....	74
Referências Bibliográficas	75

Lista de Figuras

Figura 1: Fluxo de potencia e informação sob a ótica atual [13].....	13
Figura 2: Fluxo de potência e informação sob programas de RD [13]......	13
Figura 3: Efeito de programas de RD nos preços de energia.	14
Figura 4: Fluxograma geral da metodologia de simulação.	24
Figura 5: Fluxograma para simulação dos efeitos das novas tarifas nas curvas de carga dos consumidores.....	25
Figura 6: Função linguística do tipo de consumidor.....	26
Figura 7: Relação entre os horários de fora de ponta, intermediário e de ponta.	27
Figura 8: Função linguística do horário ao longo do dia.	27
Figura 9: Participação (em %) no uso no horário de ponta [20].....	28
Figura 10: Função linguística do chuveiro elétrico (variável crisp).	28
Figura 11: Função de pertinência da redução da demanda.	29
Figura 12: Aproximação por retângulos para o cálculo da área da curva de carga.	31
Figura 13: Fluxograma considerando o faturamento da distribuidora frente às novas mudanças.....	32
Figura 14: Gráfico representativo do comportamento de uma geração solar típica.	33
Figura 15: Carga (em azul), geração solar (em vermelho) e diferença entre ambas as curvas (em verde).....	33
Figura 16: Fluxograma considerando a geração distribuída.	34
Figura 17: Sistema teste de 33 barras.....	37
Figura 18: Sistema com representação dividida das cargas.	40
Figura 19: Curva de carga de consumidor residencial de baixa renda.	41
Figura 20: Curva de carga de consumidor residencial de média renda.	41
Figura 21: Curva de carga de consumidor residencial de alta renda.	42
Figura 22: Detalhe no horário de ponta – consumidor residencial de baixa renda.....	42
Figura 23: Detalhe no horário de ponta – consumidor residencial de média renda.	43
Figura 24: Detalhe no horário de ponta – consumidor residencial de alta renda.	43
Figura 25: Curva de carga de consumidor comercial de pequeno porte.	44
Figura 26: Curva de carga de consumidor comercial de médio porte.	44
Figura 27: Curva de carga de consumidor comercial de alto porte.	44
Figura 28: Demanda ativa na subestação.	45

Figura 29: Perdas ativas do sistema.	46
Figura 30: Tensão na barra 18.	46
Figura 31: Curva de carga de consumidor residencial de baixa renda.	47
Figura 32: Curva de carga de consumidor residencial de média renda.	47
Figura 33: Curva de carga de consumidor residencial de alta renda.	47
Figura 34: Curva de carga de consumidor comercial de pequeno porte.	48
Figura 35: Curva de carga de consumidor comercial de médio porte.	48
Figura 36: Curva de carga de consumidor comercial de alto porte.	48
Figura 37: Demanda ativa na subestação.	49
Figura 38: Perdas ativas do sistema.	49
Figura 39: Tensão na barra 18.	49
Figura 40: Função de pertinência da redução da demanda.	50
Figura 41: Função de pertinência da redução da demanda (cenário otimista).	50
Figura 42: Curva de carga comparativa de consumidor residencial de média renda.	51
Figura 43: Curva de carga comparativa de consumidor comercial de médio porte.	51
Figura 44: Detalhe para comparação dos cenários base e otimista - consumidor residencial.	52
Figura 45: Detalhe para comparação dos cenários base e otimista - consumidor comercial.	52
Figura 46: Função de pertinência da redução da demanda (cenário pessimista).	52
Figura 47: Curva de carga de consumidor residencial de média renda.	53
Figura 48: Curva de carga de consumidor comercial de médio porte.	53
Figura 49: Detalhe para comparação dos cenários origem e pessimista - consumidor residencial.	54
Figura 50 Detalhe para comparação dos cenários origem e pessimista - consumidor comercial.	54
Figura 51: Demanda ativa na subestação para as condições base, otimista e pessimista.	55
Figura 52: Perdas ativas do sistema para as condições base, otimista e pessimista.	55
Figura 53: Carga (em vermelho), geração (em azul) e diferença entre ambas (preta).	56
Figura 54: Demanda ativa na subestação.	57
Figura 55: Sistema sem (azul) e com (vermelho) geração fotovoltaica.	57
Figura 56: Perdas ativas do sistema sem (azul) e com (vermelho) geração fotovoltaica.	58

Figura 57: Tensão na barra 25.	58
Figura 58: Curvas comparativas dos patamares de carga residencial em dia útil.	71
Figura 59: Curvas comparativas dos patamares de carga comercial em dia útil.	71
Figura 60: Algumas funções de pertinência	72
Figura 61: Esquema de funcionamento da lógica Fuzzy.	73

Lista de Tabelas

Tabela 1: Tipos de consumidores.	17
Tabela 2: Diferença entre as tarifas azul e verde em relação a seus cálculos.	18
Tabela 3: Nova divisão dos consumidores.	19
Tabela 4: Subdivisão de classes do Grupo B.....	19
Tabela 5: Diferenças entre as tarifas azul, verde e convencional para o Grupo A.	21
Tabela 6: Diferenças entre as tarifas branca e convencional para o Grupo B.	21
Tabela 7: Valores numéricos percentuais referentes à função de pertinência de redução da demanda.	29
Tabela 8: Resumo dos possíveis valores a serem assumidos pelas variáveis de entrada e saída do SIF.	29
Tabela 9: Regras linguísticas da programação em Fuzzy.	30
Tabela 10: Valores de carga das barras de carga.	38
Tabela 11: Diferenciação das cargas, em que C = Comercial, R = Residencial e R / C = Residencial e Comercial.	39
Tabela 12: Definição das estruturas indicadas na Figura 61.	73
Tabela 13: Principais operadores da lógica Fuzzy.....	74

Capítulo I - Introdução

I.1 Considerações Iniciais

O principal objetivo do sistema elétrico é conseguir prover energia a todos os consumidores conectados à rede, o que tem se tornado um grande desafio devido ao evidente e permanente crescimento da demanda, escassos investimentos e implantação de um ambiente de mercado que estimula a busca por maior eficiência de operação. Essas condições acarretam em um sistema cada vez mais sobrecarregado, trabalhando próximo de seus limites operacionais. Dessa forma, é um grande desafio, tanto atual quanto futuro, o estudo e desenvolvimento de novas metodologias e ferramentas que proporcionem uma operação cada vez mais segura e confiável da rede de energia elétrica.

Nesse âmbito, existem projetos de construção de novas usinas e, objetivando ainda uma geração de energia mais limpa para evitar grandes emissões de gás carbônico para a atmosfera, a procura por novas fontes de energia renováveis tem sido considerada de grande importância. Este caminho também leva a um melhor aproveitamento dos recursos. Entretanto, algumas fontes de energia, como a solar ou a eólica, não são inteiramente previsíveis, tornando um pouco mais desafiador seus estudos sobre como influenciarão o sistema.

Outro fator importante a se considerar é a inserção de novas tecnologias no sistema, como as redes elétricas inteligentes (*Smart Grid*) e os veículos elétricos (participação direta do consumidor na rede elétrica), geração distribuída, micro-geração, etc. Esses avanços tecnológicos ainda não são aplicados, estando em fase de estudos e desenvolvimento, mas é prevista futuramente uma grande participação dessas novas considerações. Ainda não se sabe exatamente como esses avanços influenciarão o sistema, mas existem pesquisas sendo feitas ao redor desse assunto.

Considerando-se os veículos elétricos, apesar de não ser uma realidade atual, ainda o poderá ser em poucos anos, e surgirão como um grande aumento no consumo de energia elétrica quando precisarem ser recarregados.

I.2 Motivações e Objetivos

A energia elétrica tornou-se indispensável para a sobrevivência do ser humano, sendo utilizada para fins desde industriais até domésticos. A demanda segue o crescimento econômico e populacional, existindo a necessidade que o sistema seja cada vez mais confiável e consiga atender a todos os consumidores em níveis aceitáveis de qualidade de suprimento.

Dentro desse contexto, um fator importante a se considerar é a existência de programas de Resposta da Demanda (RD). Esses programas surgiram com a necessidade de garantir um contínuo suprimento de energia elétrica a todos os consumidores conectados à rede, evitando blecautes e racionamentos de energia. A Resposta da Demanda consiste em mudanças no consumo por parte dos consumidores devido a altos valores no preço da energia ou a incentivos monetários para que estejam sujeitos a cortes de carga em casos de altos custos ou quando a segurança e confiabilidade do sistema estiverem prejudicadas.

Os programas de Resposta da Demanda trazem como benefício uma melhor utilização de toda a capacidade promovida pela geração de energia elétrica, preços mais baixos, maior eficiência. Eles são capazes de modificar a quantidade de energia consumida e em que período de tempo para conseguir uma maior eficiência de consumo [1].

A implantação de programas de Resposta da Demanda, assim como outras tecnologias associadas às Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grid*), exige uma etapa de avaliação do seu impacto no desempenho das redes elétricas, para avaliar suas vantagens em termos do custo ocorrido e do benefício para os clientes da rede. Uma forma de avaliar esse impacto é através de projetos piloto, nos quais uma rede elétrica real de pequeno porte é utilizada como laboratório para testar diferentes tecnologias e aferir resultados. Aquelas tecnologias que apresentarem um desempenho satisfatório na experiência piloto são, então, aplicadas a partes cada vez maiores da rede elétrica e, caso o sucesso continue a ser observado, são estendidas até alcançar extensão total da rede da concessionária.

O sucesso de algumas das novas tecnologias previstas nas Redes Elétricas Inteligentes depende muito do nível de adesão dos consumidores às mesmas. Este é o caso de vários dos programas de Resposta da Demanda propostos na literatura. Prever essa adesão é tarefa bastante difícil visto que envolve a modelagem do comportamento

humano. Existem basicamente três formas de estimar esse comportamento, antes do teste definitivo da implantação da tecnologia:

- Levantamento de informações sobre o possível comportamento do consumidor através de entrevistas, questionários, *surveys*, etc., mediante os quais se tenta obter a informação direta da maneira como o consumidor pretende se comportar diante de uma determinada situação;
- Projetos pilotos, como mencionado anteriormente, no qual o comportamento de um pequeno grupo de consumidores é avaliado e, depois, extrapolado para o universo de todos os consumidores;
- Métodos de análise de cenários nos quais o comportamento dos consumidores é postulado em diferentes níveis (otimista, pessimista, médio, etc.), baseado em informações disponíveis através da experiência acumulada no tema em estudo ou temas similares.

As três abordagens acima são não excludentes; pelo contrário, podem se beneficiar uma das outras. Por exemplo, as informações obtidas por questionários e entrevistas podem servir de base para dimensionar um projeto piloto o qual, por sua vez, poderá gerar dados para uma análise de cenários em âmbito mais amplo. As abordagens podem, também, ser utilizadas de forma independente, quando as demais não estão disponíveis.

Neste trabalho, uma abordagem do método de análise de cenários conhecido como *What-If-Analysis* é utilizado para estudar o efeito de um programa de Resposta da Demanda no desempenho de redes de distribuição de energia elétrica. A *What-If-Analysis* pode ser descrita como um método baseado intensamente em simulação para avaliar o comportamento de sistemas complexos sob diferentes hipóteses [2].

O objetivo deste trabalho é elaborar uma revisão geral dos programas de Resposta da Demanda existentes e escolher um deles para ser aplicado no sistema elétrico brasileiro para posteriores estudos sobre as consequências e benefícios que tais programas podem trazer ao país. Esse programa de Resposta da Demanda selecionado é aplicado, levando ao ajuste de curvas padrão de carga de um sistema teste e posterior análise dos resultados encontrados.

I.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em cinco capítulos, que serão sucintamente descritos a seguir.

No Capítulo II são descritos os programas de resposta de demanda existentes e seus benefícios para a rede elétrica, além de descrever o atual sistema vigente de tarifas pelo uso da energia elétrica e o proposto pela ANEEL.

O Capítulo III apresenta o funcionamento do programa de resposta de demanda que é utilizado neste trabalho e as considerações aplicadas para a construção do algoritmo descrito, assim como a construção das variáveis envolvidas.

O Capítulo IV é composto pelo estudo de um sistema fictício de distribuição de 33 barras. Nele são aplicadas determinadas alterações para que atendam às exigências propostas de modo a estudar a influência de tais alterações em determinadas variáveis da rede de distribuição. São considerados três cenários diferentes: o primeiro considera iguais todas as cargas; o segundo diferencia as cargas em termos de consumidores residenciais e comerciais; e o terceiro considera a existência de uma geração solar em uma barra específica do sistema.

O Capítulo V apresenta as conclusões decorrentes do trabalho.

Capítulo II - Programas de Resposta da Demanda

Neste capítulo são analisados os principais tipos de programas de Resposta da Demanda que existem, cada um deles acompanhado de suas devidas descrições. É analisado o conceito das estruturas tarifárias em vigor hoje no cenário brasileiro e aquele que está em estudo pela ANEEL, destacando-se as principais diferenças entre eles.

II.1 Especificação dos Programas de Resposta de Demanda

Nos sistemas elétricos deve haver um balanço entre energia gerada e consumida. Sem esse balanço, a frequência da rede aumentará ou reduzirá em relação à frequência de referência (para o caso brasileiro, 60 Hz). Caso a geração aumente (geração maior que a carga) ou diminua (carga maior que a geração), a frequência aumenta ou diminui, respectivamente [3]. Considerando esses eventos, forma-se a ideia dos programas de resposta de demanda. Resposta de demanda pode ser explicada como a contribuição do consumidor em reduzir carga quando de variações de preço ao longo do tempo e de necessidade de redução de carga no sistema elétrico. Os programas de RD têm o objetivo de aumentar as condições de segurança e confiabilidade da rede, evitando blecautes ou racionamentos.

A curiosidade a respeito desses programas tem aumentado devido à esperada utilização de redes inteligentes e devido a mudanças climáticas, juntamente com a eminente necessidade de redução de gases de efeito estufa ao meio ambiente.

Em períodos de pico de carga, a possibilidade de redução de carga na rede é essencial para não sobrecarregar os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica, evitando grandes investimentos no planejamento e execução de maiores capacidades de geração e transmissão, cenário este que ocorre como primeira opção para manter a confiabilidade do sistema. A redução do gasto de energia em períodos de alto custo acarreta em uma redução no custo da produção de energia.

Uma alteração no comportamento de demanda dos consumidores equivale a alterações na capacidade de geração que garantam a confiabilidade da rede elétrica. Entretanto, um obstáculo aos programas de RD é a falta de participação dos consumidores no mercado, já que não tem incentivo ou informação suficiente para participar das dinâmicas de mercado, não sendo possível responderem a variações de preço.

Atualmente o planejamento da rede elétrica deve ser feito com vários anos de antecedência para garantir uma correta operação do sistema, prevendo investimentos no sistema que suportem futuras demandas. Esses estudos, entretanto, envolvem muitas dúvidas quanto à previsão de demanda, fontes de energia, interligação das redes, o que torna os programas de RD bastante significativos já que oferecem uma rede mais flexível quanto à disponibilidade de energia elétrica.

Além disso, esses programas tornam-se importantes à medida que fontes de energia renováveis são incluídas na rede, já que não se consegue prever com muita certeza essas novas fontes.

Para a implementação da resposta de demanda são necessários aparelhos elétricos instalados na rede que funcionem em dois sentidos, permitindo o controle pelos operadores e um envio de informação dos consumidores aos mesmos. Além disso, com sua utilização ocorrerá a alteração do sentido do fluxo de potência em parte da rede, trazendo consequências à proteção da mesma [4].

Existem diversos programas de RD, dentre os quais podemos destacar os seguintes, dividindo-os em duas categorias:

Respostas da demanda baseada em preços e tarifas:

1. Tarifação em tempo real (*Real Time Pricing – RTP*)
2. Período de uso (*Time of Use – TOU*)
3. Tarifação de ponta (*Critical Peak Pricing - CPP*)

Respostas da demanda baseada em incentivo financeiro:

1. Controle direto da demanda (*Direct Load Control – DLC*)
2. Interrupção consentida da demanda (*Interruptible / Curtailable Service – I/C*)
3. Redução da demanda em emergência (*Emergency Demand Response Programs*)
4. Oferta de redução da demanda (*Demand-Side Bidding*)

Os programas de resposta de demanda baseada em preços e tarifas referem-se à ideia dos consumidores poderem modificar seus padrões de consumo em função dos preços do mercado, reduzindo seus gastos em condições de altos preços, podendo tanto transferir o consumo para um horário de menor preço (*load shifting*) ou apenas desligar ou reduzir carga (*load shedding* ou *load reduction*). Essa redução de carga também pode ocorrer de acordo com a hora do dia (horário de ponta e fora de ponta) ou em termos de período seco *versus* período úmido. Essa atuação por parte dos consumidores é voluntária, e torna a curva de demanda mais elástica, ou seja, a quantidade demandada de energia diminui com o aumento do preço.

Os programas de resposta de demanda baseada em incentivo financeiro envolvem um desconto na conta ou um pagamento antecipado aos consumidores participantes dessa política para situações em que a segurança do sistema esteja comprometida ou caso os preços de curto prazo estejam muito altos. Para saber quanto cada consumidor deverá reduzir sua demanda, é estudado qual seu consumo médio ao longo do tempo, a redução de carga feita com base neste valor. A participação, neste caso, também é voluntária, e caso o consumidor não atenda ao compromisso de desligar carga quando requisitado, sofrerá multas.

II.1.1 Programas de RD Baseados em Preços e Tarifas

1) *Tarifação em Tempo Real (RTP)*

RTP é uma taxa segundo a qual o preço da energia varia refletindo mudanças no preço da eletricidade no mercado atacadista. Os consumidores são informados sobre os preços de RTP com um dia ou uma hora de antecedência, e tais preços são calculados com um dia de avanço em relação às 24 horas do dia seguinte [5] [6]. Este tipo de tarifa é mais comumente utilizado entre consumidores residenciais.

Esta classe de tarifa pode ser subdividida em duas outras [6]:

- i. *Day-Ahead Real Time Pricing*: os consumidores são informados dos preços com um dia de antecedência, podendo alterar seu consumo de acordo com as informações recebidas.
- ii. *Two-Part Real Time Pricing*: a demanda padrão de cada consumidor é estudada e sobre ela não é cobrada taxa. Entretanto, caso o consumo se altere

para cima ou para baixo, é cobrada uma taxa ou creditada uma parcela, respectivamente.

Uma importante observação a se fazer é em relação aos consumidores não serem adeptos a correr riscos (não se acharem recompensados pela sua atuação na rede, reduzindo ou transferindo carga). Desta forma, os programas devem ser elaborados com bastante cuidado de tal modo que tanto os consumidores quanto os produtores não se sintam prejudicados.

Existe um incentivo para a aplicação da RTP, já que contribui com o equilíbrio de mercado, aumento da segurança do sistema e diminuição dos picos de preços [7].

2) *Período de uso (TOU)*

TOU é uma taxa com diferentes preços unitários para o uso durante diferentes períodos de tempo (horas do dia – horário de ponta e fora de ponta -, dias da semana – dia útil e fim de semana -, estações do ano), atuando menos dinamicamente que a RTP. A TOU é usualmente determinada com meses ou anos de antecedência. Essa taxa reflete o custo médio de geração e distribuição de energia durante esses períodos de tempo, e é geralmente voltada para grandes consumidores comerciais e industriais. Fica óbvio que são necessários medidores que registrem o uso de energia pelos consumidores em diferentes patamares de preço.

Experiências já foram realizadas nos EUA, no Reino Unido e na Espanha [5] [6]. Em relação ao Brasil, esta taxa é utilizada, denominada Tarifa Horo-Sazonal, sendo reajustada anualmente (geralmente é realizado segundo um ajuste linear para todos os horários e períodos do ano, para uma determinada classe de consumo) [7]. Usualmente, os preços serão baixos em períodos de baixa demanda, em períodos fora de pico serão moderados, e quando de elevadas cargas, serão altos [8].

Essa taxa pode beneficiar diversos consumidores e os centros distribuidores de energia, mas não pode prejudicar nenhum deles, ou seja, consumidores não podem ter seus custos aumentados e empresas não podem apresentar redução em seus faturamentos.

Apesar dos benefícios que a TOU apresenta, ela pode gerar alguns problemas, como o fato dos consumidores não responderem de forma imediata à tarifa; o pico de carga poder se tornar um período de menor consumo e vice-versa devido a grandes respostas dos consumidores (tarifa TOU com um preço não razoável); as empresas

fornecedoras de energia poderem ter seu faturamento reduzido, já que compram energia a determinado preço e a vendem a um preço menor determinado pela tarifa TOU [9].

Fica claro, portanto, que é necessário um estudo sobre o comportamento da curva de demanda em cada região de aplicabilidade da TOU para que nenhum dos integrantes se sinta prejudicado, considerando-se que tal curva varia de acordo com o tempo e com o preço.

3) *Tarifação de ponta (CPP)*

CPP é uma taxa definida segundo uma mistura das taxas RTP e TOU, sendo que a estrutura base é a TOU [5]. Entretanto, é adicionada ainda uma tarifa referente a condições críticas de pico do sistema (definem-se altos preços para esta condição), que são notificadas com pouca antecedência pela empresa de distribuição [7]. A redução de carga é aplicada apenas durante um número limite de horas e/ou dias, sendo os consumidores avisados com pouco tempo de antecedência sobre a necessidade de diminuição de sua demanda, apesar de existir um mínimo intervalo de tempo para essa notificação. Usualmente, esses períodos críticos ocorrem devido a estreitas margens de reserva. Existe um pagamento ao longo dos meses a esses consumidores durante os períodos em que não é necessário corte de carga para que haja um incentivo na participação deste programa. Esta tarifa, contudo, ainda não é comum, mas estudos têm sido realizados a respeito tanto nos EUA, quanto no Canadá, Austrália e Espanha [5].

Como exemplo, o programa de CPP oferecido pela SCE (*Southern California Edison*) não permite mais do que quinze interrupções por verão, sendo os participantes notificados por volta das três horas da tarde do dia anterior à necessidade de redução de carga no sistema [10].

Outro exemplo se refere ao “*Dominion Power of Virginia*, que aplica o programa de CPP segundo os seguintes critérios: máximo de 5 horas por evento de interrupção de carga, 2 eventos por dia, 25 eventos por ano e um máximo de 125 horas por ano” [10].

Existem ainda estudos que permitem determinar quando é necessária a entrada de tarifas tipo CPP baseados em algum critério que maximize os benefícios do uso do programa, como exemplificado em [10].

Existem ainda algumas variações em relação a esta tarifa [6]:

- i. *Fixed Period Critical Peak-Pricing (CPP-F)*: o tempo e a duração do intervalo crítico são pré-definidos, e o número de dias envolvido nesse intervalo é pré-estabelecido.
- ii. *Variable Period Critical Peak-Pricing (CPP-V)*: não é especificado tempo, duração ou quantidade de dias em que os preços subirão. A notificação ocorre com apenas um dia de antecedência, necessitando de aparelhos automáticos de medição que regulem o consumo quando esta tarifa é colocada em funcionamento.
- iii. *Variable Peak Pricing (VPP)*: durante período crítico de pico, considera o preço marginal local (do inglês, *Locational Marginal Prices, LMPs*) para uma determinada zona de carga, e os preços mantêm um limite superior e inferior para cada período de tempo considerado (mês, estação). Esse preço é formado pelas perdas e custos normalmente incluídos nas tarifas de energia. Esta variação de CPP foi proposta em *New England*.
- iv. *Critical Peak Rebates (CPR)*: existe uma taxa fixa cobrada aos consumidores e descontos caso ele reduza sua demanda em condições críticas. Como não existe maneira de medir a quantidade de consumo reduzida, calcula-se com base em uma demanda esperada para aquele período.

II.1.2 Programas de Resposta de Demanda Baseados em Incentivos Financeiros

1) *Controle direto da demanda (DLC)*

Segundo este programa, o consumidor recebe pagamentos para, quando da necessidade de reduzir ou desligar carga no sistema, o operador do sistema poder desligar ou modificar sua demanda, sendo o afetado avisado com pouco tempo de antecedência. Geralmente este tipo de programa é voltado para consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte.

A maioria das cargas pode ser interrompida normalmente, apesar de não poderem permanecer inativas sem previsão de retornar ao sistema (por exemplo, sistemas de aquecimento de água residencial, bomba d'água). Essas cargas são possíveis de serem desligadas imediatamente em caso de desvio de frequência e rapidamente

quando o operador optar por reduzi-la ou retirá-la do sistema, o que é conseguido através de avanços tecnológicos em equipamentos de comunicação e de controle [11].

Segundo [11], existem razões para se acreditar que o desligamento de pequenas cargas da rede é mais confiável ao funcionamento do sistema em relação a uma correspondente resposta de geração para o suprimento de toda a energia necessária em determinado período. O comportamento desses conjuntos de pequenas cargas é mais previsível.

O programa de DLC é um dos mais utilizados [1].

2) *Interrupção consentida da demanda (I/C)*

A interrupção consentida da demanda envolve uma taxa de descontos ou créditos nas faturas de energia dos consumidores para que estes promovam uma redução de consumo quando requisitado (durante contingências do sistema). Este acordo envolve uma penalidade caso o consumidor não reduza sua carga e é geralmente oferecido a grandes consumidores industriais ou comerciais.

3) *Redução da demanda em emergência*

Este programa envolve o pagamento aos consumidores, mensal ou apenas quando houver necessidade de corte de carga, para os clientes reduzirem seu consumo quando acontecer uma redução na reserva de energia do sistema. Essa redução, obviamente, é limitada para cada consumidor e a participação é voluntária. Geralmente, grandes consumidores vão optar por participar do programa. Nos Estados Unidos o uso desse tipo de programa teve bons resultados participativos devido ao incentivo financeiro e devido aos consumidores não pagarem penalidades por não reduzirem ou cortarem sua carga.

4) *Oferta de redução da demanda*

O programa de oferta de redução de demanda (*Demand-Side Bidding*) é utilizado usualmente por grandes consumidores que, dependendo do preço no mercado atacadista, oferecem redução de sua carga. Desta forma, as curvas de demanda passam a participar do processo de formação de preço no mercado, tornando a demanda cada vez mais

elástica, ou seja, quantidade demandada de energia diminuindo com o aumento dos preços.

II.2 Comentários Adicionais

Um problema importante em programas de resposta da demanda é o cálculo da quantidade de redução de carga promovida pelos consumidores, o que tem influência nos programas envolvendo o pagamento em relação à redução de carga. Essa redução deve ser medida em relação a um específico patamar de carga do consumidor, que seria demonstrado caso não houvesse a necessidade de reduzir carga. Entretanto, não se consegue medir reduções de carga, e sim consumo de energia. Para contornar este problema, pode-se estudar o comportamento do consumidor frente a mudanças na rede e analisar, por meio de algoritmos desenvolvidos com este objetivo, qual seria o patamar de carga apresentado em uma situação normal [12].

Um fator importante a se considerar nesse aspecto é evitar que os consumidores alterem intencionalmente o nível de carga consumida quando da retirada dessas amostras para análise de seu comportamento, aumentando sua demanda em vias de poder manter seu consumo padrão quando da necessidade de corte de carga [12].

É preciso ter em mente que cada país ou região tem suas especificações de mercado e demanda, ou seja, cada um deles escolherá o melhor programa de RD que atenda às suas necessidades. Além disso, há uma dificuldade em regiões que são muito grandes devido a não haver uma grande diferenciação onde a redução de carga se faz mais necessária.

Apesar das vantagens apresentadas por esses programas de RD mencionados (aumento da capacidade da rede elétrica, serviços auxiliares – reserva de energia -, preços mais baixos, maiores eficiências), eles só trazem benefício se uma boa parte dos consumidores participarem. Em relação aos programas baseados em preços e tarifas, consumidores que demandam uma quantidade de energia menor que a média tem dificuldade em transferir seus gastos para diferentes períodos de tempo, sendo prejudicados por tarifas de utilização dinâmica de energia. Além disso, para a implementação de qualquer um desses programas, são necessários grandes investimentos em aparelhos de medição à disposição de todos os consumidores assim como em tecnologias de comunicação. Apesar disso, a maioria dos consumidores não tem grande entendimento sobre a informação promovida pelos sistemas de medição,

necessitando de uma assistência para participar ativamente desses programas [1]. Por outro lado, muitos dos consumidores preferem se manter isolados desses avanços.

A respeito dos programas baseados em incentivos financeiros, muitos consumidores não estão dispostos a sacrificarem seu conforto para atenderem às especificações do programa. Para encorajar a participação dos consumidores, devem ser considerados os incentivos a serem pagos, as condições de corte de carga (antecipação da informação de redução de carga, duração do corte, frequência dos eventos) [1].

As duas figuras abaixo retratam o fluxo de potência e de informação atual e o esperado futuramente. O fluxo de potência na Figura 1 se dá em sentido unidirecional, partindo dos centros geradores de energia e terminando nos centros de consumo, enquanto que o fluxo de informação se dá desde as menores tensões até os grandes centros de operação [13]. Já a Figura 2 representa ambos os fluxos em sentido bidirecional.



Figura 1: Fluxo de potencia e informação sob a ótica atual [13].



Figura 2: Fluxo de potência e informação sob programas de RD [13].

Resumidamente, os benefícios dos programas de resposta de demanda são os seguintes [14].

- i. Participantes: incentivos financeiros / descontos na conta de energia
- ii. Mercado: reduções nos preços / aumento da capacidade / custos em infraestrutura evitados ou reduzidos
- iii. Confiabilidade: interrupções no suprimento de energia reduzidas / participação dos consumidores / recursos diversificados

Em relação à redução dos preços no mercado, o motivo é uma maior eficiência da utilização das infra-estruturas disponíveis. Um exemplo seria redução da demanda de centros caros de geração.

A Figura 3 apresenta a diferença do comportamento da demanda considerando e não considerando programas de resposta de demanda. Os custos de geração aumentam exponencialmente à medida que a capacidade do sistema chega perto de seu limite visto que a rede utiliza energia primeiramente dos centros de geração de menores custos de produção. Porém, quando do aumento da necessidade de energia elétrica, aqueles centros mais custosos são requisitados para garantir o suprimento a todos os consumidores. Sendo assim, pequenas reduções na demanda causam uma grande redução nos custos de geração e, em consequência, no preço da energia.

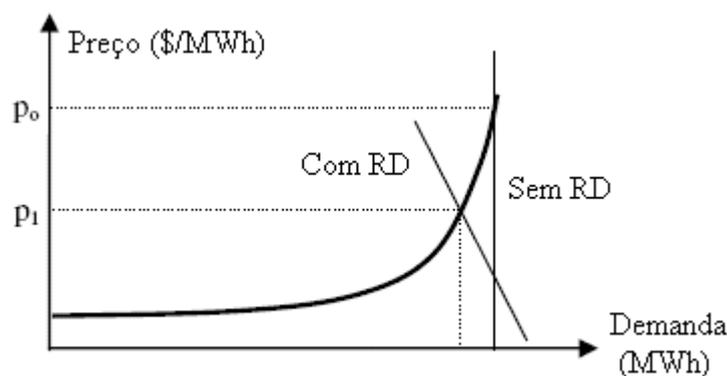


Figura 3: Efeito de programas de RD nos preços de energia.

Pode-se verificar que, desconsiderando a resposta da demanda, a demanda aproxima-se de inelástica, ou seja, não sofre alterações com aumento ou diminuição dos preços. Já com programas de resposta da demanda atuantes, a demanda torna-se mais elástica, variando de acordo com variações no preço.

II.3 Carros Elétricos

Um fator muito importante a considerar nesses estudos de resposta da demanda são os veículos elétricos do tipo – PEVs (do inglês, *Plug-In Electric Vehicles*) que, apesar de não terem uma representação atual, já que estão apenas surgindo no mercado, serão de extrema importância em poucos anos devido a sua grande contribuição no cada vez maior consumo de energia elétrica.

A introdução dos PEVs no sistema vem como uma forma de preocupação com o meio ambiente (sem liberação de gás carbônico para a atmosfera, danificando a camada de ozônio) e como um caminho para uma menor utilização de combustíveis fósseis, sem focar nos efeitos que causará na rede elétrica [15]. Um empecilho inicial à entrada desses veículos no cotidiano são seus altos preços.

Nos Estados Unidos existem incentivos financeiros para a produção e a compra desses veículos, de forma que a meta é vender um milhão de PEVs até 2017, tendo em mente que um milhão de veículos é menos do que 0.5% dos 240 milhões de carros existentes no país. Os primeiros estudos consideram a introdução de um a dois milhões de PEVs atuando na rede elétrica [15]. Futuramente é esperado que os custos reduzam e, conseqüentemente, que os incentivos financeiros também reduzam.

É óbvio que a quantidade de carga a mais no sistema devido aos PEVs depende da tensão em que estão carregando e se estão carregando ou não. Além disso, dependendo do carro, pode ser carregado mais rapidamente ou demorar mais algumas horas.

Em relação ao período de recarga, pressupõe-se que a maioria delas seria realizada de madrugada, o que seria o maior benefício à rede visto que nesses horários o consumo é o menor. Entretanto, seria disponibilizada também a opção do consumidor carregar seu veículo quando fosse trabalhar, por exemplo, deixando-o carregar para quando saísse do trabalho. O consumidor poderia especificar em quanto tempo gostaria que o carro fosse recarregado, o que daria uma maior flexibilidade à rede elétrica.

Os carros elétricos podem surgir, então, como uma carga de resposta rápida, podendo ser conectadas ou desconectadas do sistema a qualquer hora, atendendo, portanto, às necessidades tanto do responsável pelo veículo (carregar o veículo) quanto da rede (balanço entre carga e geração, fornecendo regulação na frequência e impedindo uma sobrecarga na rede devido a vários carros estarem sendo carregados ao mesmo tempo) [3].

Existem, ainda, projetos sobre carros híbridos (*Plug-In Hybrid Electric Vehicle – PEHV*), que permitem o uso de combustíveis convencionais para quando a bateria tiver descarregado.

No Brasil, existe em vigência o projeto VE – Veículos Elétricos. Tal projeto “consiste no desenvolvimento e pesquisa de veículos movidos a energia elétrica. A iniciativa tem como parceiros a Itaipu Binacional, a Kraftwerke Oberhasli (KWO), controladora de hidrelétricas suíças, e a montadora Fiat, além de empresas de tecnologia, concessionárias de energia elétrica e instituições de pesquisa do Brasil, Paraguai e Suíça” [16].

Assim como já foi dito anteriormente, os VEs são de fundamental importância visto que não emitem poluentes.

Hoje, a Itaipu Binacional possui dois protótipos de veículos elétricos. É pressuposto que, inicialmente, tais veículos entrarão em uso apenas no transporte público (ônibus, por exemplo). Posteriormente passará a ser introduzido entre a população.

Já existe no país um Fiat Palio Elétrico, custando cerca de 40% mais caro que o carro convencional, podendo ser plugado na tomada e desconectado quando desejado sem nenhum prejudicial ao carro. As baterias utilizadas para o desenvolvimento de tal veículo são parte reciclável, parte biodegradável, tendo vida útil de 150 mil quilômetros. Para a recarga, a intensidade da corrente é de até 16 A, aceitando 110 e 220 Volts, levando cerca de 8 horas para recarregar completamente [16].

Foi ainda criado um protótipo de um veículo elétrico movido a resíduos orgânicos, desenvolvido pela Itaipu Binacional, Fiat e a suíça KWO. “Os resíduos orgânicos são decompostos e aproveitados para produzir metano, um biogás que serve para gerar eletricidade em pequenas usinas térmicas” [16].

II.4 Cenário Brasileiro

II.4.1 Estrutura Tarifária Vigente

O Brasil, assim como a maioria dos países, adota diferentes tarifas no uso da energia elétrica em função do tipo de consumidor e do horário do dia ou época do ano. A legislação brasileira, atualmente, permite às concessionárias faturas em função do consumo (kWh), demanda (kW), fator de potência e diferentes tipos de tarifas.

Em relação aos tipos de consumidores, estes podem ser classificados como indicado na Tabela 1. Eles são definidos de acordo com a tensão de atendimento: o Grupo A apresenta subgrupos estabelecidos de acordo com o nível de tensão, enquanto que o Grupo B é subdividido segundo a classe de atendimento.

Tabela 1: Tipos de consumidores.

Grupo A Alta Tensão		Grupo B Baixa Tensão	
A1	maior ou igual a 230 kV	B1	Residencial / Residencial Baixa Renda
A2	88 a 138 kV		
A3	69kV	B2	Rural / Cooperativa Rural / Serviço público de irrigação
A3a	30 a 44 kV		
A4	2.3 a 13.8 kV	B3	Não residencial nem rural
AS	2.3 a 13.8 kV (subterrâneo)	B4	Iluminação pública

O comportamento do consumidor não é constante, dependendo do horário do dia e das características de cada região. Com base nessa ideia, foi definida a Tarifa Horo-Sazonal, em que as tarifas são diferenciadas de acordo com horário do dia e período do ano.

O horário do dia foi dividido em dois blocos: horário de ponta – duração de 3 horas consecutivas, das 18 às 21 horas (horário de verão: das 19 às 22 horas) – e fora de ponta – horas complementares ao horário de ponta, fins de semana e feriados.

O ano também foi dividido em dois períodos: período seco – sete meses ao longo do ano, de maio a novembro – e período úmido – cinco meses ao longo do ano, entre os meses de dezembro do ano vigente e o mês de abril do ano seguinte.

A Tarifa Horo-Sazonal é dividida ainda em duas tarifas: azul e verde, tarifas essas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência. A tarifa azul é disponível a todos os consumidores de Alta Tensão, sendo obrigatória aos subgrupos A1, A2 e A3 e opcional aos restantes, visando os consumidores com capacidade de modulação de carga no horário de ponta.

A tarifa verde se dirige aos consumidores com pouca possibilidade de modulação de carga no horário de ponta, sendo opcional ao Grupo A – A3, A3a, A4 e AS.

A Tabela 2 apresenta as parcelas consideradas no cálculo de cada uma dessas duas tarifas.

Tabela 2: Diferença entre as tarifas azul e verde em relação a seus cálculos.

Tarifa Azul	Tarifa Verde
Demanda na ponta (seco ou úmido)	Demanda na ponta e fora da ponta (seco ou úmido)
Demanda fora da ponta (seco ou úmido)	Consumo na ponta (úmido e seco)
Consumo na ponta (úmido e seco)	Consumo fora da ponta (úmido e seco)
Consumo fora da ponta (úmido e seco)	

É importante ressaltar que a introdução da tarifa Horo-Sazonal vem apresentando um significativo impacto em relação ao deslocamento da carga dos horários de ponta.

II.4.2 Estrutura Tarifária em Estudo

Uma nova estrutura tarifária a ser aplicada ao sistema de distribuição de energia elétrica brasileiro ainda se encontra em estudo. A ANEEL tem em sua página na internet um sumário sobre a nova estrutura considerada para implementação no Brasil a partir de 2014.

As tarifas exigidas das distribuidoras são duas [17]:

- i. Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD): referente ao meio físico – a rede – que a distribuidora disponibiliza e aos diversos serviços para o atendimento dos enumeráveis consumidores do sistema de distribuição.
- ii. Tarifa de Energia (TE): referente ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores assim como a outras distribuidoras também. Alguns consumidores, entretanto, optam pela compra de energia no mercado livre, não pagando por este serviço à distribuidora.

Em relação à classificação dos consumidores segundo essa nova estrutura, a divisão em dois diferentes grupos é um pouco diferente: o Grupo A, definido na Tabela 1, sofre uma pequena alteração, enquanto que o Grupo B se mantém inalterado. A tabela abaixo resume essa alteração.

Tabela 3: Nova divisão dos consumidores.

Grupo A Alta Tensão		Grupo B Baixa Tensão	
A1	maior ou igual a 230 kV	B1	Residencial / Residencial Baixa Renda
A2	88 a 138 kV		
A3	69kV	B2	Rural / Cooperativa Rural / Serviço público de irrigação
A4	2.3 a 44 kV		
AS	2.3 a 13.8 kV (subterrâneo)	B3	Não residencial nem rural
		B4	Iluminação pública

Determinados subgrupos ainda possuem divisão por subclasse, sujeitos a diferenças tributárias (Tabela 4).

Tabela 4: Subdivisão de classes do Grupo B.

B1		B2		B4	
B1 - Residencial	Atendimento Residencial	B2 - Rural	Atendimento Rural	B4a	Atendimento para Iluminação Pública (Rede de Distribuição)
B1 - Baixa Renda	Atendimento Residencial de Baixa Renda	B2 - Cooperativa	Atendimento para Cooperativa de Eletrificação Rural	B4b	Atendimento para Iluminação Pública (Bulbo da Lâmpada)
		B2 - Serviço público de irrigação	Atendimento para Serviço Público de Irrigação		

Tendo sido estabelecidos os diferentes tipos de consumidores, o próximo passo é definir as modalidades tarifárias para cada usuário. Essas modalidades são tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa e são definidas de acordo com as tarifas de uso (TUSD) e de energia (TE) [17].

Para os consumidores, as modalidades tarifárias existentes para as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição são as seguintes [17]:

- Azul: tarifa com sinal horário cobrado em demanda;
- Verde: tarifa com sinal horário cobrado em demanda e energia;

- Convencional: tarifa sem sinal horário; e
- Branca: tarifa com sinal horário cobrado somente em energia (aplicável somente ao Grupo B)

Já as modalidades referentes às Tarifas de Energia são apenas duas [17]:

- Horária: tarifa com sinal horário; e
- Convencional: tarifa sem sinal horário

As modalidades azul e verde referentes à TUSD são aplicáveis somente ao Grupo A, enquanto que a branca é aplicável apenas ao Grupo B.

Aquelas tarifas que consideram sinal horário em suas cobranças são diferentes para os dois grupos (A e B). Em relação ao Grupo A, são definidos apenas dois períodos de tempo: horário de ponta – duração de 3 horas consecutivas em um dia, das 18 às 21 horas (em horário de verão, das 19 às 22 horas) – e fora de ponta – horários complementares aos de ponta, fins de semana e feriados.

Já o Grupo B é constituído de três períodos de tempo distintos: horário de ponta, intermediário – período formado pelas horas imediatamente anterior e posterior ao período de ponta, constituindo 2 horas – e fora de ponta – horários complementares aos de ponta e intermediário.

Além dessa divisão horária durante um dia, existe ainda uma diferenciação nas tarifas baseada no período do ano. De acordo com o progresso do ano, são definidas três chamadas bandeiras tarifárias [17]:

- Verde: tarifa de valor inferior;
- Amarela: tarifa de valor intermediário (acréscimo de R\$15,00/MWh em relação à tarifa Verde); e
- Vermelha: tarifa de maior valor (acréscimo de R\$30,00/MWh em relação à tarifa Verde)

Um breve resumo do que foi definido neste tópico é apresentado na Tabela 5 e na Tabela 6.

Tabela 5: Diferenças entre as tarifas azul, verde e convencional para o Grupo A.

Azul	
TUSD - Azul	TE - Horária
Demanda na ponta	Energia na ponta
Demanda fora da ponta	Energia fora da ponta
Energia	
Verde	
TUSD - Verde	TE - Horária
Demanda	Energia na ponta
Energia na ponta	Energia fora da ponta
Energia fora da ponta	
Convencional	
TUSD - Convencional	TE - Convencional
Demanda	Energia
Energia	

Tabela 6: Diferenças entre as tarifas branca e convencional para o Grupo B.

Branca	
TUSD - Branca	TE - Convencional
Energia na ponta	Energia
Energia intermediária	
Energia fora da ponta	
Convencional	
TUSD - Convencional	TE - Convencional
Energia	Energia

II.4.3 Principais Diferenças entre a Estrutura Atual e a Proposta

Abaixo é apresentado um resumo dos principais itens que diferem entre as estruturas tarifárias apresentadas nas seções II.3.1 e II.3.2.

- i. Extinção do subgrupo A3a para uma nova conceituação do subgrupo A4;
- ii. Alteração nos sinais tarifários: adição do horário intermediário para os consumidores do Grupo B e extinção do atual sinal sazonal (períodos seco e úmido) para um sinal constituído de três bandeiras tarifárias (verde, amarela e vermelha). Esta classificação sazonal será mensal e os consumidores serão notificados a respeito com antecedência. A decisão de qual bandeira assumir dependerá do aumento de custo de geração de energia do mercado;

- iii. “Os consumidores livres pertencentes aos subgrupos A4, AS ou Grupo B poderão optar pela modalidade verde” [17];
- iv. Criação da modalidade tarifária Branca para os consumidores do Grupo B, principalmente para os subgrupos B1 Residencial e B3. Esta tarifa, entretanto, precisa da instalação de aparelhos eletrônicos avançados tecnologicamente que substituam os atuais equipamentos eletromecânicos para ser aplicada.

II.4.4 Estudos de Simulação

Poucos trabalhos estão disponíveis na literatura sobre o impacto de programas de Resposta da Demanda no sistema elétrico brasileiro. Em [7], é simulada a influência de programas de resposta da demanda na formação dos preços de curto prazo mercado brasileiro, utilizando a ferramenta Newave. Em [18], o impacto da aplicação da modalidade tarifária denominada Tarifa Branca é estudada.

II.4.5 Atualidades

É importante ressaltar que, para as modificações na estrutura tarifária começarem a vigorar, é necessária a instalação de novos medidores eletrônicos de energia, chamados de “medidores inteligentes”, que no Brasil ainda estão em fase de desenvolvimento.

Aqueles consumidores que não puderem flexibilizar seu consumo de energia não terão suas contas aumentadas, mas se manterão na tarifa convencional de uso da energia. Ou seja, a nova modalidade tarifária será opcional. Ela está prevista para entrar em vigência a partir de janeiro de 2014, sendo no ano de 2013 realizadas simulações dos valores das tarifas, resultados estes que serão divulgados aos consumidores para sua escolha entre optar ou não pelo novo sistema [19].

Capítulo III – Metodologia de Simulação

Neste capítulo a metodologia de simulação é construída. São apresentadas as variáveis que funcionarão como dados de entrada para a metodologia e aquelas que a simulação retornará como resultado. É explicada a importância de cada um dos elementos envolvidos nas simulações e como eles serão tratados.

III.1 Metodologia Proposta

Como já indicado no Capítulo 1, a metodologia de simulação utilizada nesse trabalho é baseada no método *What-If-Analysis* [2], a qual permite avaliar de antemão os resultados da aplicação de uma determinada estratégia ou política de preços ou tarifas ou outros parâmetros, em sistemas complexos, particularmente em sistemas empresariais. O método consiste na simulação exaustiva de cenários preparados a partir de hipóteses, formuladas com base na experiência dos analistas e outras informações disponíveis através da experiência dos analistas.

Uma metodologia de simulação baseada nessa abordagem consiste, basicamente, de dois módulos: o primeiro é o módulo no qual são construídos os cenários; no segundo são simulados o funcionamento do sistema para os diferentes cenários e calculados índices que permitam analisar o desempenho nos cenários simulados. Facilidades para alteração das hipóteses utilizadas na criação dos cenários é um ponto importante nesse tipo de análise, para permitir a avaliação de um grande gama de situações.

Na aplicação estudada nesta dissertação, os cenários consistem nos valores das curvas diárias de demanda de consumidores em baixa tensão, agrupados por transformador de distribuição, em resposta a programas de Resposta da Demanda. As simulações correspondem à solução do problema de fluxo de potência da rede de média tensão, na qual esses grupos de consumidores estão conectados através dos transformadores de distribuição, ao longo das curvas diárias de carga. Os índices calculados são relativos à demanda total da rede, perdas ativas e quedas de tensão.

A Figura 4 apresenta uma visão geral da metodologia de simulação utilizada. A primeira parte do processo consiste em definir o modelo do programa de Resposta da

Demanda a ser utilizado e, em seguida, calcular as curvas de demanda nos diversos nós da rede. Este procedimento será comentado a seguir. A segunda parte consiste na simulação do desempenho da rede, utilizando um modelo de fluxo de potência, para cada passo da curva de carga (1 hora, por exemplo) utilizando os valores da demanda por nó. Nessa figura, $P_i(t)$ é a potência ativa do transformador conectado ao nó i da rede, t é contador de intervalos de simulação e T , o tempo total de simulação.

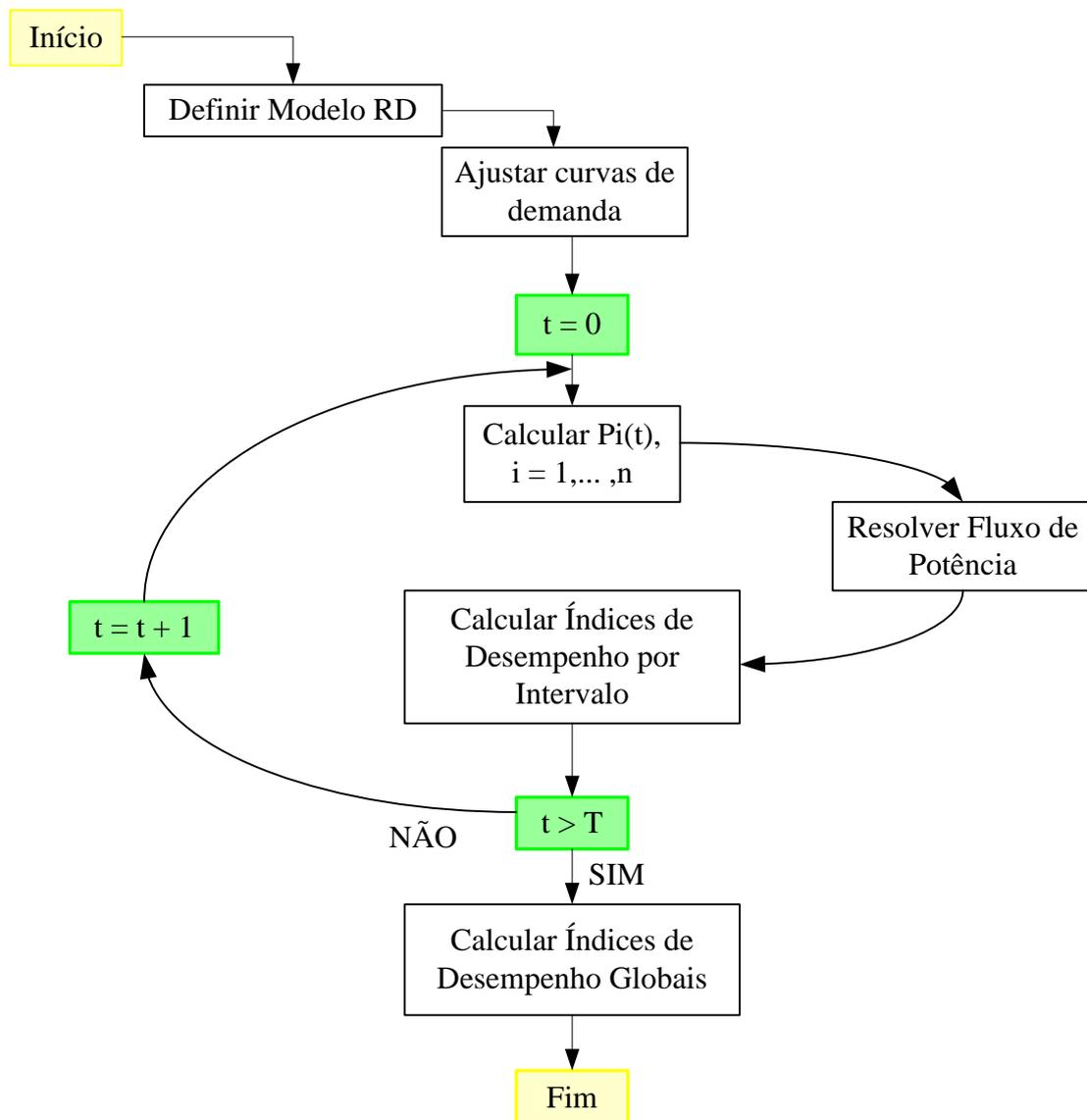


Figura 4: Fluxograma geral da metodologia de simulação.

A escolha do modelo de Resposta da Demanda e o ajuste das curvas de carga integram módulo de definição de cenários e deve ser desenvolvido de forma conjunta, ou seja, a definição do programa de Resposta da Demanda define a forma de ajustar as

curvas de carga. Neste trabalho, optou-se por simular apenas a chamada Tarifa Branca, a qual consiste em uma tarifa horária aplicada aos consumidores de baixa tensão, como definido no Capítulo II. Modelos adicionais foram também introduzidos para representar a demanda de chuveiros elétricos e de geração fotovoltaica conectada na baixa tensão. Para a definição da alteração das curvas de carga foi escolhido um sistema baseado em Lógica Fuzzy. Essa escolha se justifica pela facilidade oferecida por essa abordagem para a representação de conhecimento empírico e pela flexibilidade para alteração das hipóteses utilizadas para a composição dos cenários. A Figura 5 apresenta, de forma simplificada, a utilização da Lógica Fuzzy na alteração das curvas de carga.

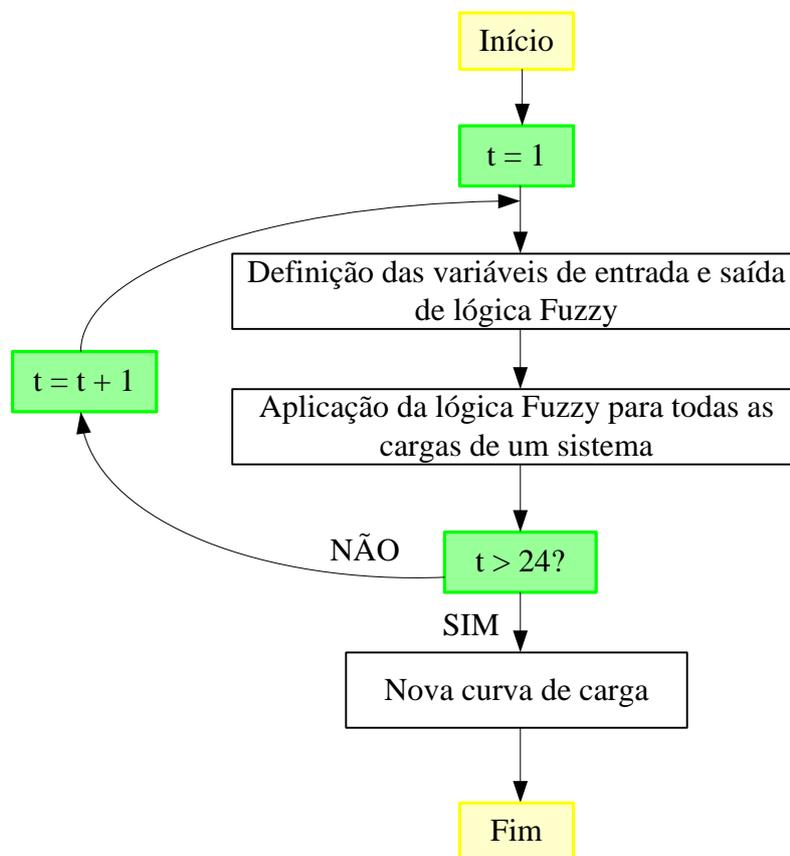


Figura 5: Fluxograma para simulação dos efeitos das novas tarifas nas curvas de carga dos consumidores.

III.2 Variáveis da Lógica Fuzzy

Para um Sistema de Inferência Fuzzy (SIF) funcionar adequadamente, as variáveis de entrada e saída precisam ser muito bem definidas e construídas já que este é

um sistema que trabalha com variáveis linguísticas, ou seja, variáveis que não necessariamente assumem valores numéricos e cuja relação entre elas também não é feita de forma matemática, mas seguindo as incertezas do pensamento humano.

As variáveis de um SIF não assumem um valor específico, mas pertencem a um conjunto de valores com um determinado grau de pertinência. Define-se, portanto, funções de pertinência. Essas funções indicam o grau de pertinência de um elemento em relação a um conjunto de valores. O Anexo B – Lógica Fuzzy apresenta um resumo sobre essa lógica.

Abaixo estão listadas as funções de pertinência escolhidas para a construção do sistema de Lógica Fuzzy pertinente a este trabalho.

Tipo de Consumidor (variável de entrada)

A função de pertinência referente ao tipo de consumidor é construída considerando a forma trapezoidal, como mostra a Figura 6. São considerados três valores linguísticos, representando a classe de renda baixa, média e alta. Considera-se a classe de renda baixa com um consumo de até 200 kWh/mês, a de renda média, entre 200 e 500 kWh/mês, e a de renda alta, acima de 500 kWh/mês.

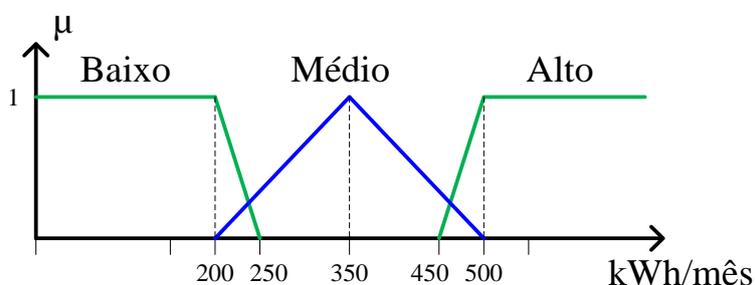


Figura 6: Função linguística do tipo de consumidor.

Horário do Dia (variável de entrada)

O dia é repartido em 24 horas, sendo definidos os horários de ponta (18 às 21 horas), intermediário (17 às 18 horas e 21 às 22 horas) e fora de ponta (22 às 17 horas do dia seguinte). A relação entre esses diferentes horários é definida conforme mostrado na Figura 7. A passagem de um destes períodos de tempo para outro não é, obviamente, construída de maneira brusca, terminando exatamente às 17 horas o horário de fora de ponta e começando o intermediário às 17h 01min, por exemplo. Deve existir uma

margem de erro de tempo entre cada um desses valores, como mostra a Figura 8, em que é praticada uma margem de 30 minutos. Essa margem de erro leva em consideração eventuais atrasos na ação dos consumidores relativos ao seu comportamento diante da alteração no custo da energia.

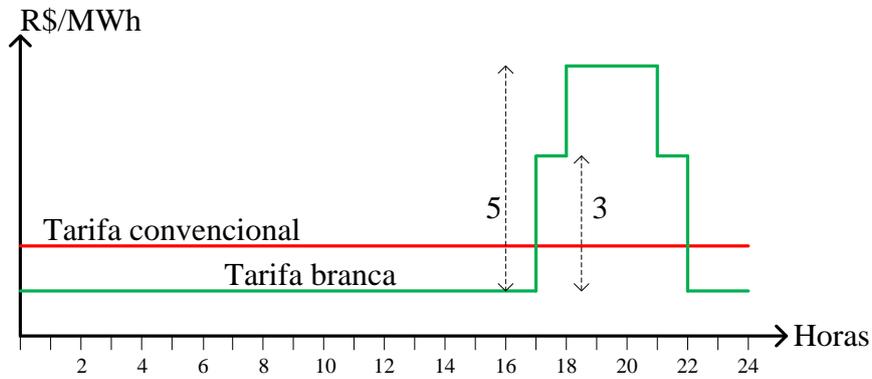
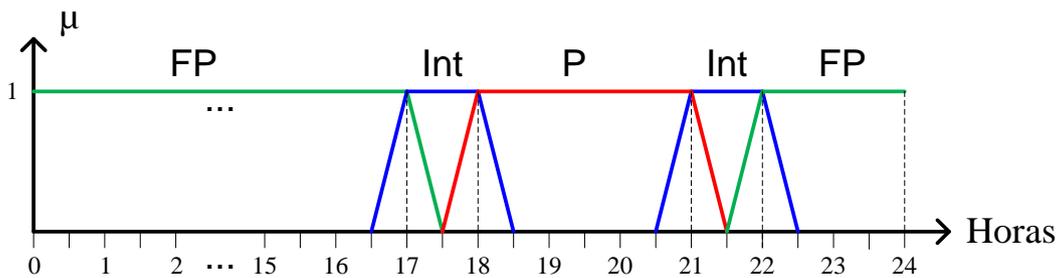


Figura 7: Relação entre os horários de fora de ponta, intermediário e de ponta.



FP: Fora da Ponta; Int: Intermediário; P: Ponta

Figura 8: Função linguística do horário ao longo do dia.

Chuveiro Elétrico (variável de entrada)

Durante o horário de ponta, os consumidores apresentam uma porcentagem de consumo maior referente à utilização do chuveiro elétrico em relação a outros equipamentos, como pode ser visto na Figura 9 [20]. Deste modo, tal variável é considerada no estudo deste trabalho e definida como variável de entrada.

O chuveiro elétrico é uma variável crisp, ou seja, um consumidor pode possuir ou não tal equipamento instalado em sua residência. É, portanto, uma variável que foge aos conformes de uma variável linguística utilizada pela lógica Fuzzy. Deste modo, esta função de pertinência é construída alternativamente, como representado na Figura 10. O

tempo de intermédio entre o “existir” e o “não existir” da função é aproximadamente de valor igual a zero.

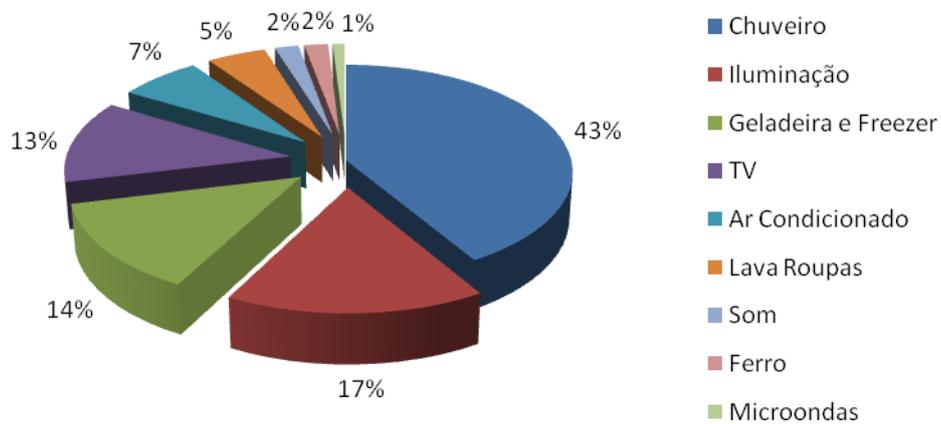


Figura 9: Participação (em %) no uso no horário de ponta [20].

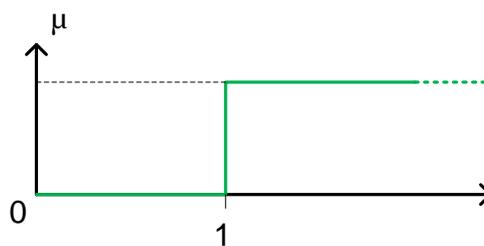


Figura 10: Função linguística do chuveiro elétrico (variável crisp).

Redução da Demanda (variável de saída)

A saída do SIF é a redução percentual necessária de demanda à curva de carga original para cada hora do dia para as novas modelagens de custo de energia considerando-se as entradas citadas anteriormente. Este resultado é encontrado para cada umas das 24 horas de um dia, sendo criada, então, uma nova curva de carga que servirá de entrada para o programa de fluxo de potência (vide Figura 4).

A Figura 11 apresenta tal função de pertinência segundo seus valores linguísticos. São definidos os valores “nula”, “muito baixa”, “baixa”, “média”, “alta” e “muito alta” para a redução na demanda. Os valores numéricos, em porcentagem, referentes a esses valores linguísticos são identificados na Tabela 7.

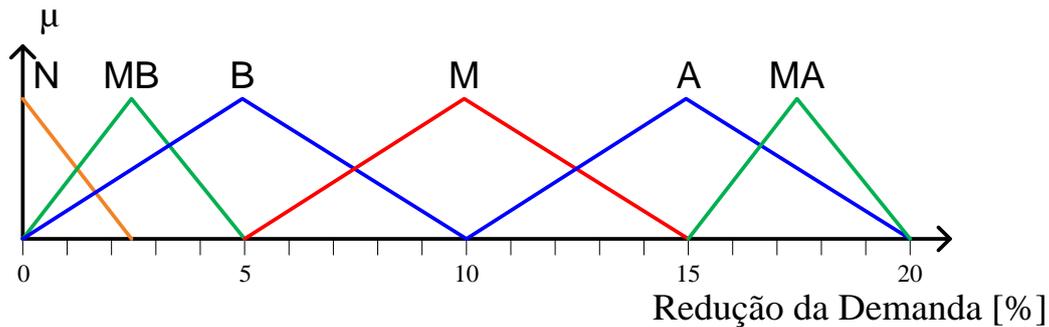


Figura 11: Função de pertinência da redução da demanda.

Tabela 7: Valores numéricos percentuais referentes à função de pertinência de redução da demanda.

	Nula	Muito Baixa	Baixa	Média	Alta	Muito Alta
Valor Inferior	0	0	0	5	10	15
Valor Superior	2,5	5	10	15	20	20

A Tabela 8 é um resumo do que foi discutido acima em termos das funções de pertinência utilizadas e de seus respectivos valores linguísticos.

Tabela 8: Resumo dos possíveis valores a serem assumidos pelas variáveis de entrada e saída do SIF.

Variáveis de Entrada			Variável de Saída
Tipo de Consumidor	Horário do Dia	Chuveiro Elétrico	Redução da Demanda
Baixa renda	Fora de ponta	Sim	Nula
Média renda	Intermediário	Não	Muito baixa
Alta renda	Ponta	-	Baixa
-	-	-	Média
-	-	-	Alta
-	-	-	Muito alta

III.2.3 Regras Linguísticas

As regras utilizadas para a construção da lógica Fuzzy encontram-se na Tabela 9. É considerado que os consumidores de baixa renda não têm muito como regular sua demanda visto que geralmente já mantêm um gasto mínimo mensal. Os consumidores de alta renda, por sua vez, não sentirão necessidade em reduzir sua carga já que um aumento no preço do consumo representará um aumento mínimo em seus gastos no mês.

Tabela 9: Regras linguísticas da programação em Fuzzy.

Variáveis de Entrada			Variável de Saída
Tipo de Consumidor	Horário do Dia	Chuveiro Elétrico	Redução da Demanda
Baixa renda	Ponta	Sim	Baixa
		Não	Muito baixa
	Intermediário	Sim	Baixa
		Não	Muito baixa
	Fora de ponta	N/A	Nula
	Média renda	Ponta	Sim
Não			Alta
Intermediário		Sim	
		Não	
Fora de ponta		N/A	Nula
Alta renda		Ponta	Sim
	Não		Muito baixa
	Intermediário	Sim	Baixa
		Não	Muito baixa
	Fora de ponta	N/A	Nula

Desta forma, havendo sido definidas as variáveis de entrada e saída e estas tendo sido construídas graficamente, e as regras havendo sido elaboradas, é possível já aplicar esta lógica para sistemas referentes ao estudo em vista.

Esta lógica é testada em um sistema teste de 33 barras representando uma rede de distribuição fictícia.

III.2.4 Faturamento da Distribuidora

A criação de três diferentes tipos de horários no decorrer de um dia proporcionam ao consumidor a possibilidade de reduzir sua conta de luz ao final do mês com a economia no horário de ponta. Contudo, tal planejamento também afeta a empresa distribuidora, a qual não pode ter seu faturamento reduzido frente a essas alterações. Desta forma, é necessário adicionar ao estudo um modo deste faturamento ser maior ou igual ao original.

A soma dos kW de consumo ao longo de um dia [kWh/dia] define a área abaixo da curva de demanda (considerando uma aproximação da área por retângulos formados

por cada ponto da curva – vide Figura 12, que é apenas um exemplo da representação do gráfico para cálculo da área, sem a utilização de dados reais). Essa área é calculada antes e após a aplicação do ajuste pelo SIF para adequação das curvas.

Para uma empresa distribuidora atuante em uma determinada região, seu faturamento se mantém igual ou maior se a área da nova curva de demanda for igual ou maior à curva original.

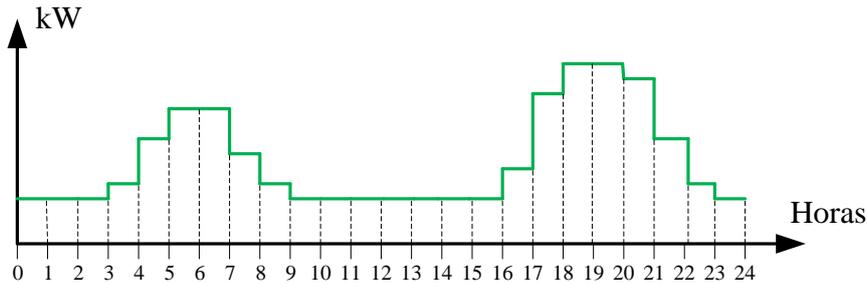


Figura 12: Aproximação por retângulos para o cálculo da área da curva de carga.

Caso a distribuidora apresente perdas, a curva de carga construída a partir do SIF deve ser novamente modificada para atender ao requisito em questão (faturamento). Para tal, é verificada a diferença entre as duas áreas e esta diferença deve ser aplicada em cada hora daquelas tomadas como horário fora de ponta. Considerando x como sendo o montante do que é adicionado a cada uma das 18 horas do horário fora de ponta, tem-se, portanto:

$$x = (\text{Área da Curva Original} - \text{Área da Nova Curva})/18$$

Dessa forma, a empresa de distribuição manterá seu faturamento e o consumidor não sofrerá com um aumento de preço já que no horário fora de ponta o preço em R\$/MWh é menor em comparação aos outros horários do dia.

Todo esse processo pode ser visto no fluxograma da Figura 13.

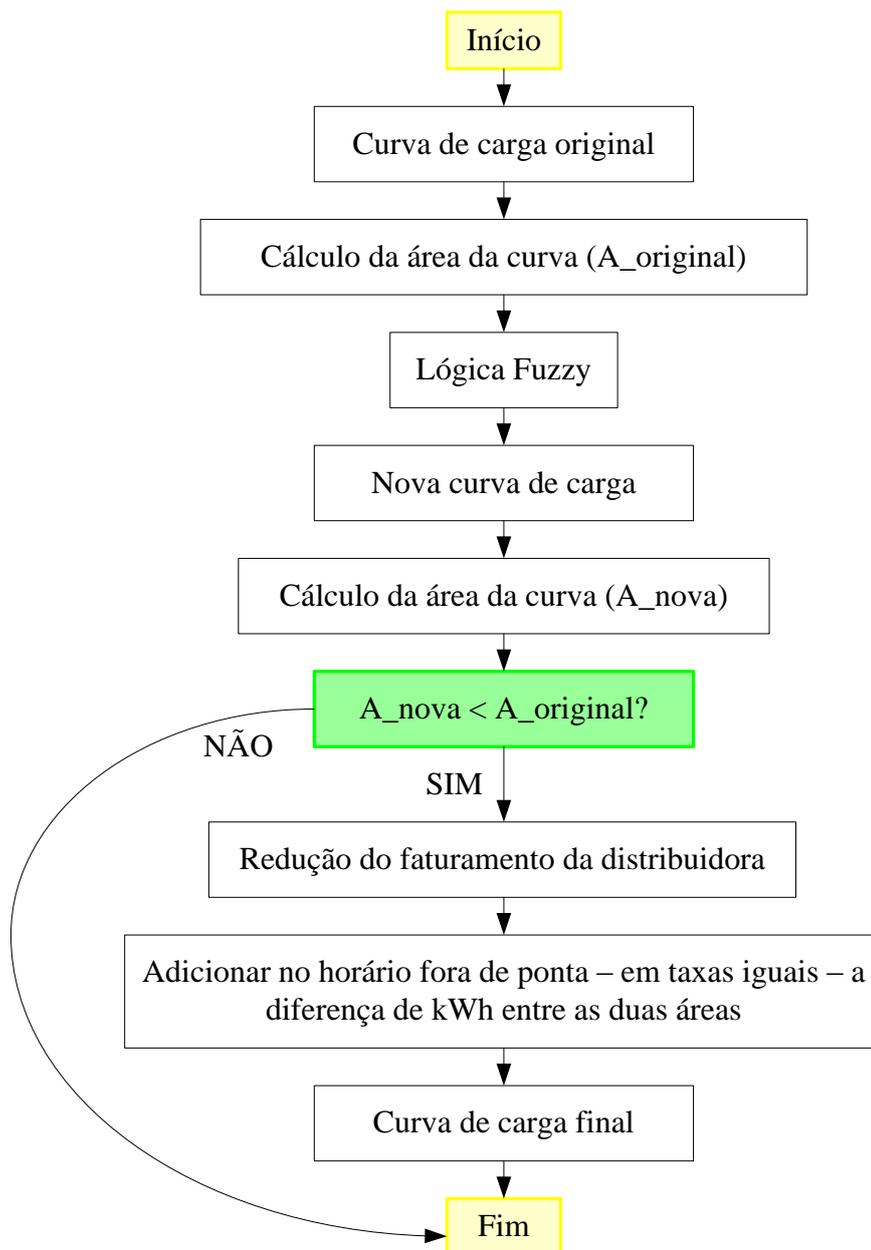


Figura 13: Fluxograma considerando o faturamento da distribuidora frente às novas mudanças.

III.2.5 Geração Distribuída

Um tópico de grandes estudos atualmente refere-se à geração distribuída. Esse conceito é referente à geração de energia elétrica junto aos consumidores da rede, incluindo as tecnologias de geração via painéis fotovoltaicos, pequenas centrais hidrelétricas (PCH's), geradores de emergência, entre outros. Muitos centros comerciais

já utilizam a ideia de geração própria durante o horário de ponta como forma de economia.

Essa geração descentralizada proporciona economia nos investimentos de transmissão além de reduzir as perdas no sistema. No exemplo de geração própria, tais consumidores podem vir a fornecer energia à rede além do atendimento a sua própria demanda.

Nessa lógica é imprescindível o funcionamento do sistema como representado na Figura 2, ou seja, a ocorrência de um fluxo de potência e informação em ambos os sentidos do sistema.

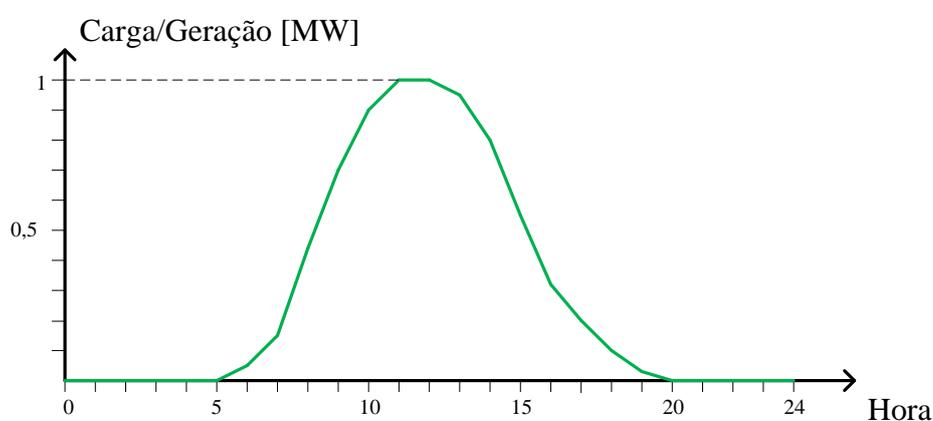


Figura 14: Gráfico representativo do comportamento de uma geração solar típica.

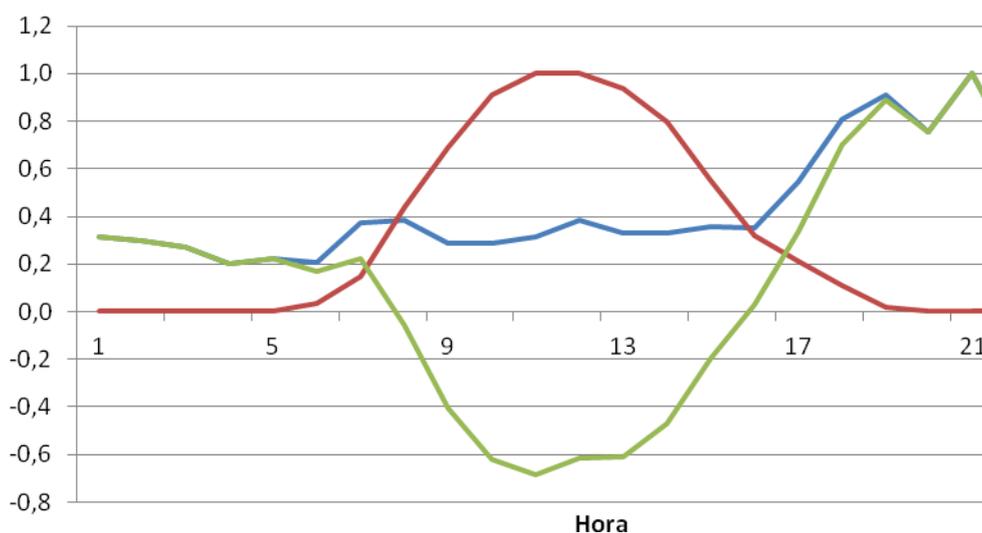


Figura 15: Carga (em azul), geração solar (em vermelho) e diferença entre ambas as curvas (em verde)

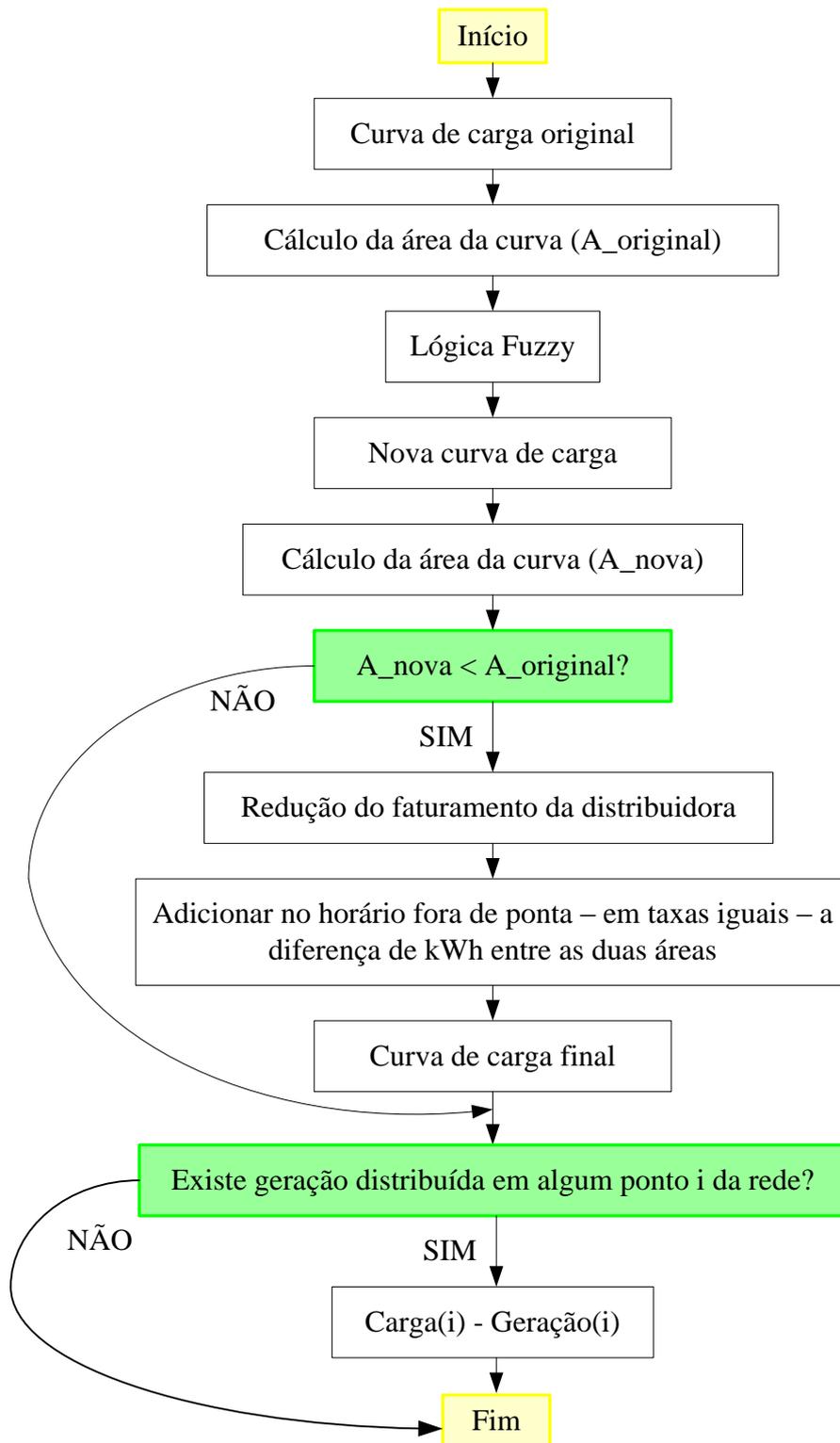


Figura 16: Fluxograma considerando a geração distribuída.

A carga de um ponto da rede que também concentre uma geração é tratada de modo diferente das demais. Tratando-se de uma geração solar, a representação do

comportamento desse tipo de geração ao longo de um dia pode ser visto na Figura 14. O gráfico indica claramente uma geração quando do período de sol em um dia.

Essa geração localizada é subtraída do valor de carga. Dessa forma, em determinados momentos do dia haverá cargas positivas e, em outros, negativas. A Figura 15 indica essa sobreposição dos valores. A curva em verde representa essa diferença entre as curvas de carga e geração, mostrando que em um curto período do dia esse ponto da rede funcionará unicamente como um gerador para o sistema.

A forma como essa ideia de geração distribuída pode ser incluída no fluxograma anteriormente apresentado pode ser vista na Figura 16.

Capítulo IV – Estudo de Caso

Este capítulo apresenta os resultados de um estudo realizado com a metodologia de simulação descrita no Capítulo III aplicada a um sistema de distribuição de energia elétrica. O objetivo do estudo é a verificação da influência de um programa de resposta da demanda no desempenho da rede de distribuição.

IV.1 Sistema Teste

O sistema de distribuição utilizado no estudo é uma rede de distribuição primária hipotética, em 12,66 kV, com 33 barras, apresentada inicialmente em [21] e posteriormente utilizada em vários outros trabalhos. A Figura 17 apresenta o diagrama unifilar do sistema, no qual a barra #1 corresponde à subestação de distribuição (SE).

IV.2 Tratamento das Cargas

Os valores básicos das cargas das barras numeradas de 2 a 33, obtidos de [21], são indicados na Tabela 10.

Neste trabalho as cargas das 32 barras são divididas nos tipos de consumidores residenciais e comerciais e as respectivas curvas de demanda diária são calculadas tomando como base as curvas reais apresentadas em [22] (Anexo A – Relações de Carga do Sistema de 33 Barras). Destas curvas são retiradas as proporções entre os diferentes tipos de consumidores para um dia útil da semana e, desta forma, é possível o cálculo das curvas de demanda para o sistema em estudo.

Para que o sistema atenda aos objetivos do estudo é necessário dividir as cargas de acordo com os tipos de consumidores.

As cargas puramente comerciais foram definidas como aquelas que apresentam um valor de carga acima de 100 kW na Tabela 10. As cargas puramente residenciais foram escolhidas arbitrariamente. As demais cargas assumem tanto parcelas comerciais quanto residenciais. Essa definição pode ser vista na Tabela 11.

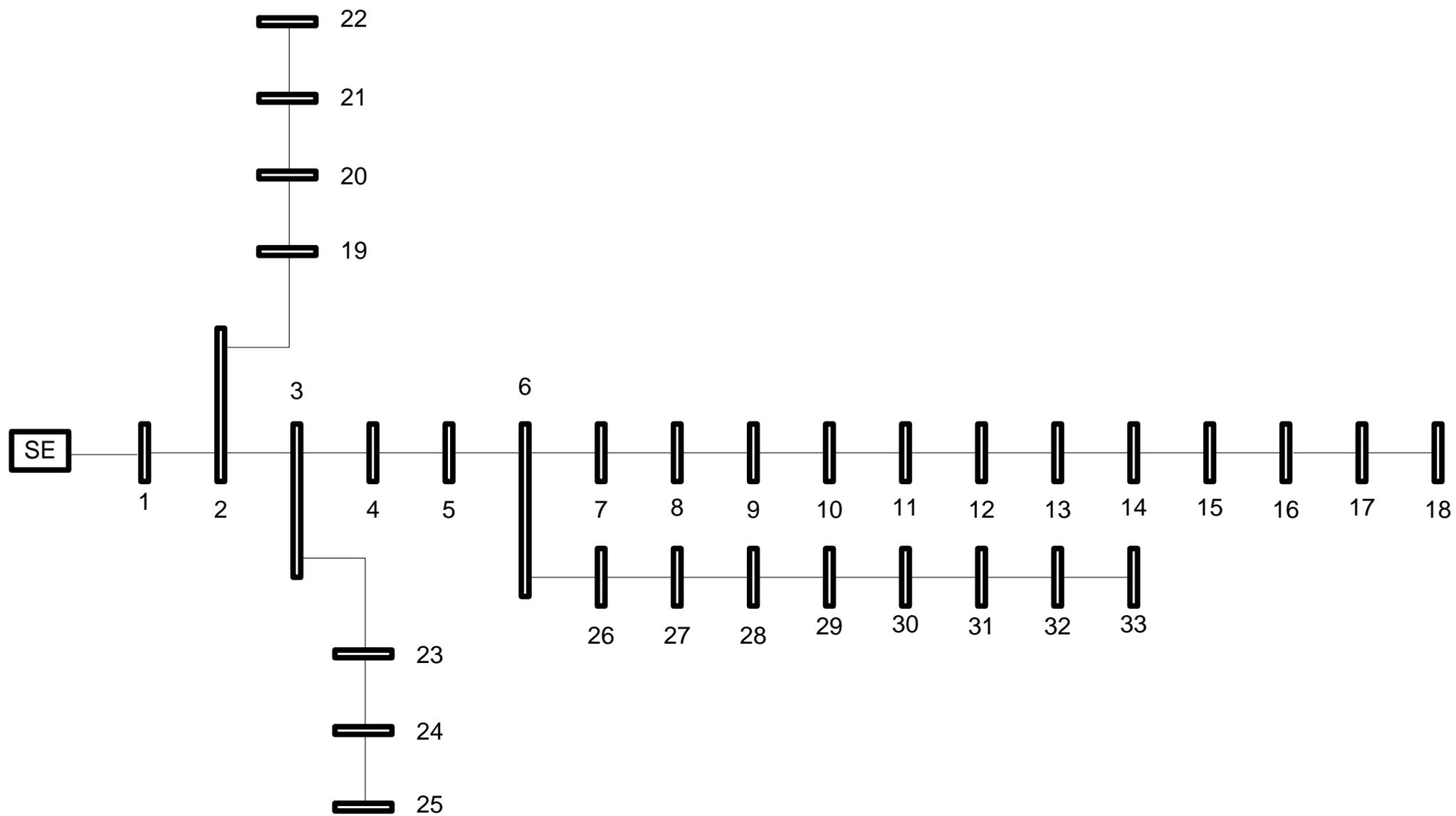


Figura 17: Sistema teste de 33 barras.

Tabela 10: Valores de carga das barras de carga.

Número da Barra	P [kW]	Q [kW]	Número da Barra	P [kW]	Q [kW]
2	100	60	18	90	40
3	90	40	19	90	40
4	120	80	20	90	40
5	60	30	21	90	40
6	60	20	22	90	40
7	200	100	23	90	50
8	200	100	24	420	200
9	60	20	25	420	200
10	60	20	26	60	25
11	45	30	27	60	25
12	60	35	28	60	20
13	60	35	29	120	70
14	120	80	30	200	100
15	60	10	31	150	70
16	60	20	32	210	100
17	60	20	33	60	40

Em termos de existência ou não do chuveiro elétrico é definido que todos os consumidores na linha radial principal do sistema têm esse equipamento, mais as barras de número 26, 27 e 28, que são definidas como puramente residenciais, tendo em vista que nos dias atuais a utilização de chuveiro elétrico já atingiu todas as classes sociais.

O resumo dessa representação pode ser melhor visualizado na Figura 18.

IV.3 Aplicação do Programa de Resposta da Demanda

O sistema descrito acima é utilizado para avaliar o desempenho da rede de distribuição diante da alteração da demanda dos consumidores em resposta ao programa de Resposta da Demanda aplicado.

O fluxograma da Figura 13 representa a lógica que foi construída em MATLAB para a execução deste trabalho. Ela está apresentada no Apêndice A – Programa de Resposta de Demanda no MATLAB.

Tabela 11: Diferenciação das cargas, em que C = Comercial, R = Residencial e R / C = Residencial e Comercial.

Diferenciação das Cargas				
Barra	PL (KW)	QL (KW)	Tipo	CE
2	100	60	C	Sim
3	90	40	R / C	Sim
4	120	80	C	Sim
5	60	30	R / C	Sim
6	60	20	R / C	Sim
7	200	100	C	Sim
8	200	100	C	Sim
9	60	20	R / C	Sim
10	60	20	R / C	Sim
11	45	30	R	Sim
12	60	35	R / C	Sim
13	60	35	R / C	Sim
14	120	80	C	Sim
15	60	10	R	Sim
16	60	20	R	Sim
17	60	20	R	Sim
18	90	40	R	Sim
19	90	40	R / C	Não
20	90	40	R / C	Não
21	90	40	R / C	Não
22	90	40	R / C	Não
23	90	50	R / C	Não
24	420	200	C	Não
25	420	200	C	Não
26	60	25	R	Sim
27	60	25	R	Sim
28	60	20	R	Sim
29	120	70	C	Não
30	200	100	C	Não
31	150	70	C	Não
32	210	100	C	Não
33	60	40	R / C	Não

IV.3.1 Cenário Inicial

Da base dos dados de cargas retirados de [21] são construídos os dados de carga para os consumidores residenciais e comerciais e de alta, média e baixa renda.

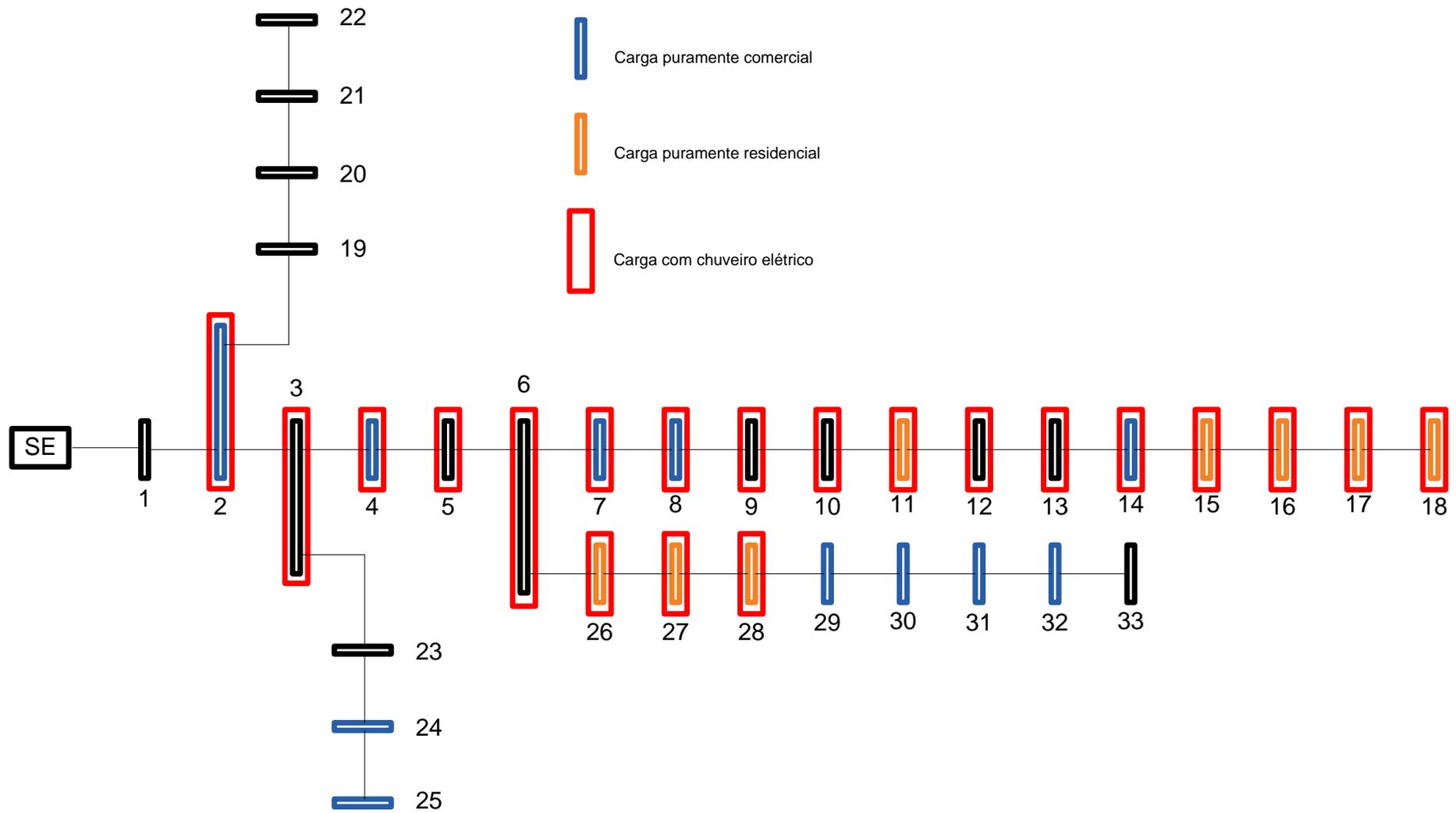


Figura 18: Sistema com representação dividida das cargas.

Como primeiro cenário de estudo é considerado que para todos os pontos da rede existe 53% de consumidores de baixa renda, 41% de média renda e 6% de alta renda [22]. Entretanto, com os dados de carga da Tabela 10 e considerando as margens de kWh que definem os tipos de consumidores (Figura 6), é necessário um ajuste dos dados de carga para que eles atendam às condições mencionadas. Desta forma, os valores de carga são divididos por um fator de 2,8.

Após essa definição, as novas curvas de carga são construídas e os gráficos gerados pelo programa estão mostrados nas Figura 19, Figura 20, Figura 21, Figura 25, Figura 26 e Figura 27.

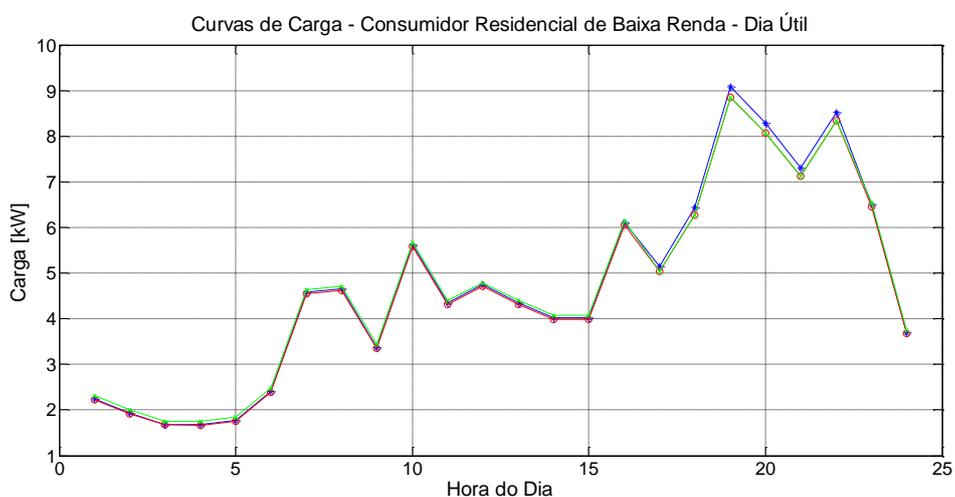


Figura 19: Curva de carga de consumidor residencial de baixa renda.

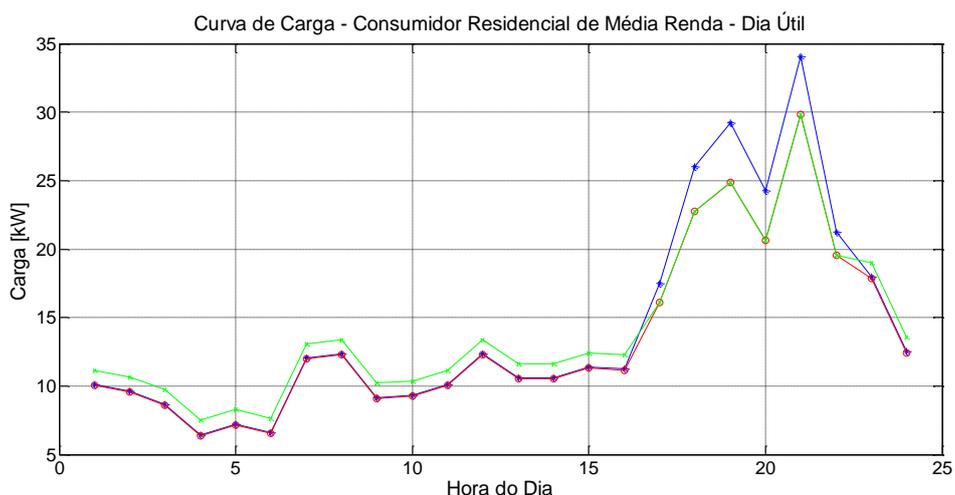


Figura 20: Curva de carga de consumidor residencial de média renda.

Nos gráficos mostrados são consideradas três curvas para um mesmo ponto do sistema (barra 19). A curva azul representa a curva origem de carga, a curva vermelha,

após a aplicação da lógica Fuzzy (redução da demanda pelos próprios consumidores), e a curva verde, a final e considerando a manutenção ou crescimento do faturamento da empresa distribuidora.

Comparando as Figura 19, Figura 20 e Figura 21, percebe-se nitidamente que o consumidor de patamar médio foi aquele que mais teve seu consumo reduzido no horário de ponta. Para uma melhor visualização, o detalhe desse horário em todas as três curvas pode ser visto nas Figura 22, Figura 23, e Figura 24.

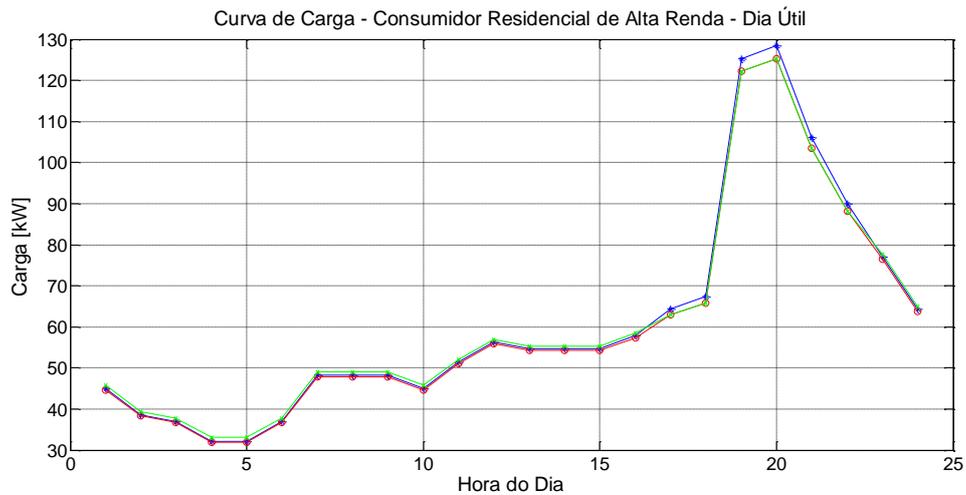


Figura 21: Curva de carga de consumidor residencial de alta renda.

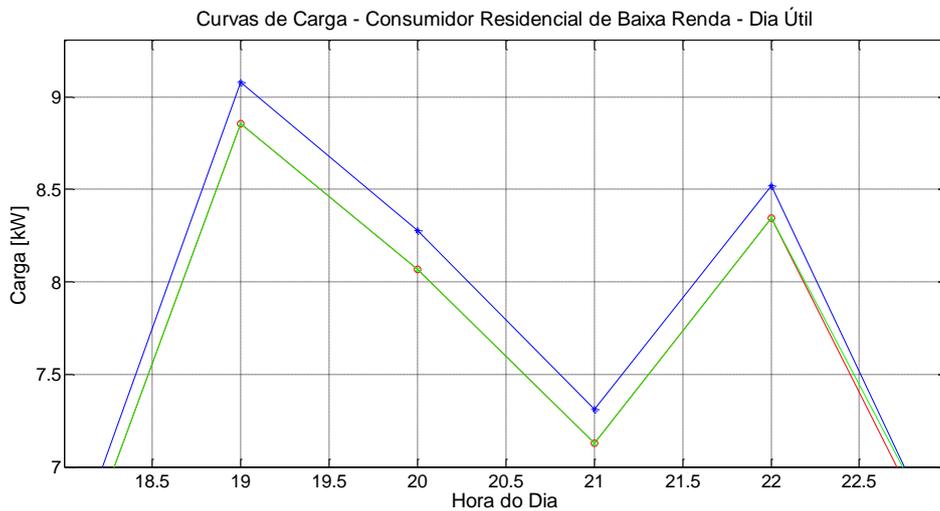


Figura 22: Detalhe no horário de ponta – consumidor residencial de baixa renda.

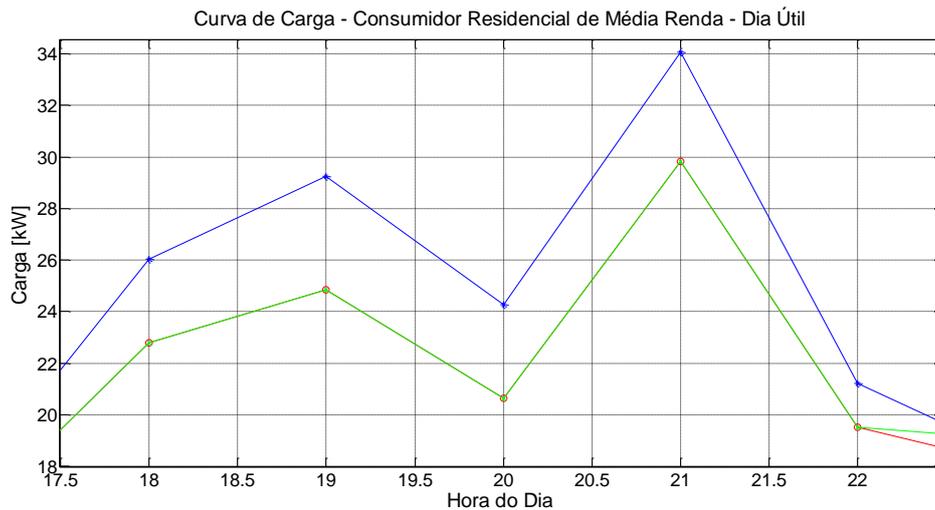


Figura 23: Detalhe no horário de ponta – consumidor residencial de média renda.

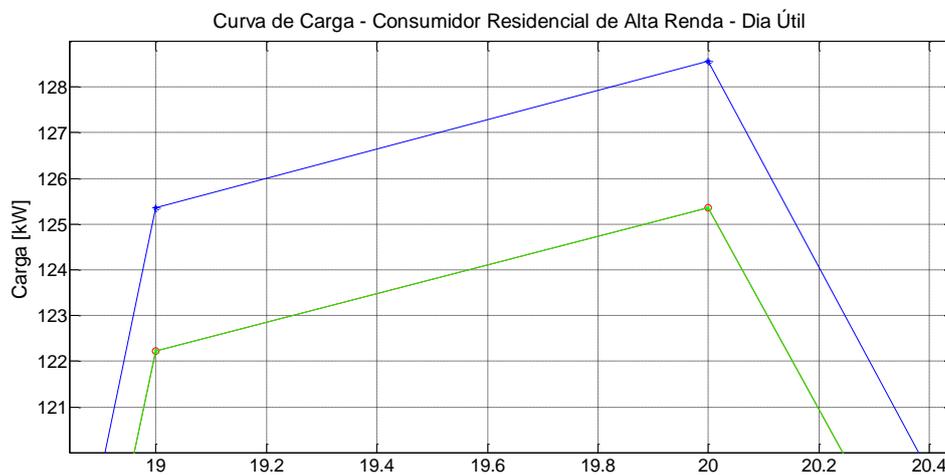


Figura 24: Detalhe no horário de ponta – consumidor residencial de alta renda.

Enquanto o consumidor residencial de baixa renda sofreu uma queda no consumo das 19 horas menor que 0,5 kW, o consumidor de média renda atingiu aproximadamente 4 kW de queda, e o de alta renda, 3 kW. A diferença entre ambos estes valores é pouca, mas proporcionalmente é significativa. A demanda nesse mesmo horário daquele de média renda aproximava-se de 30 kW, enquanto que o de alta renda chegava a 125 kW, ou seja, o consumidor de média renda apresentou uma redução de 13,3% em seu consumo enquanto o de alta renda foi de apenas 2,4%.

Os consumidores comerciais seguem o mesmo tipo de comportamento. Os gráficos referentes a esses consumidores estão representados nas Figura 25, Figura 26 e Figura 27.

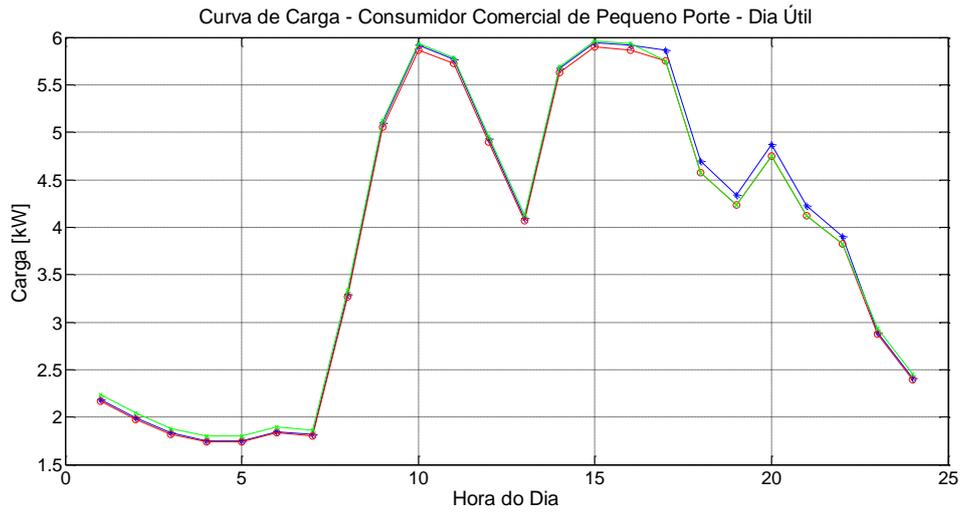


Figura 25: Curva de carga de consumidor comercial de pequeno porte.

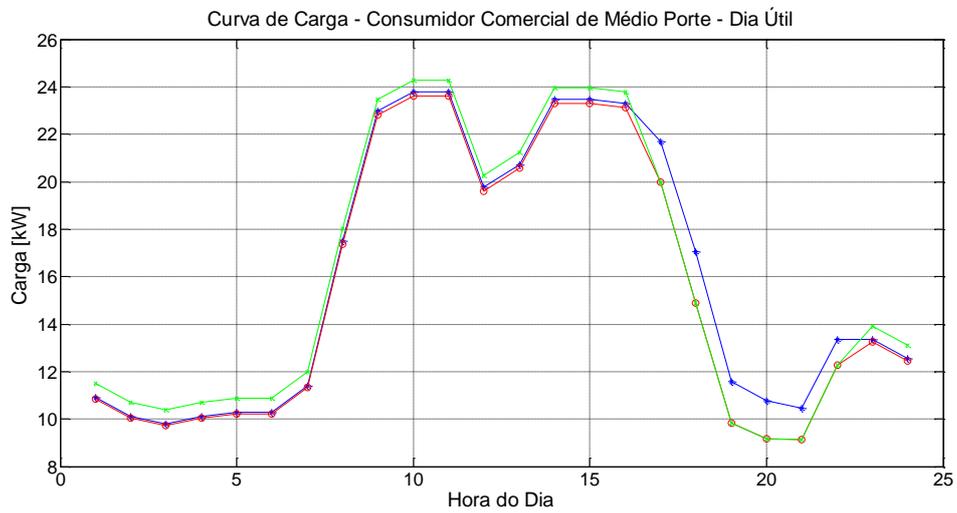


Figura 26: Curva de carga de consumidor comercial de médio porte.

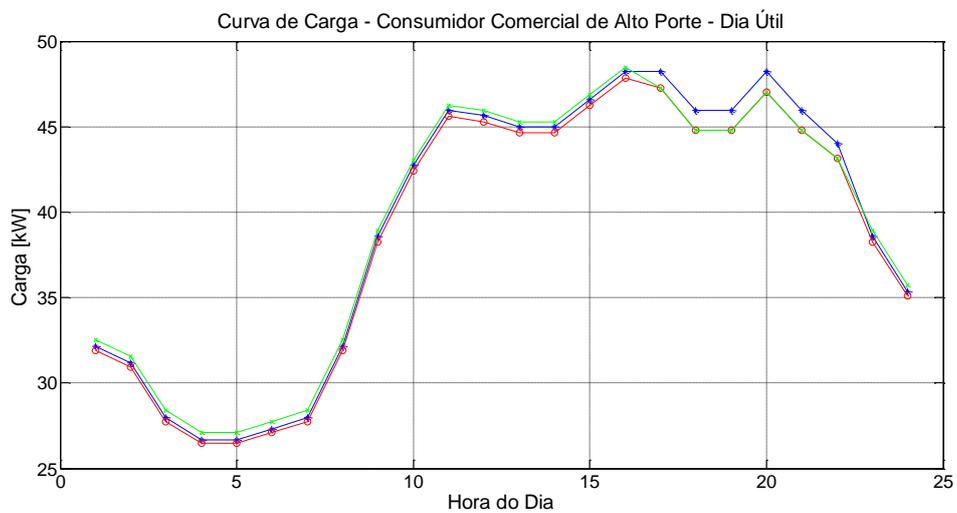


Figura 27: Curva de carga de consumidor comercial de alto porte.

IV.3.2.1 Avaliação Econômica

Em termos econômicos, percebe-se uma redução de 10% dos gastos para os consumidores de baixa renda, 25% para os de média e 11% para os de alta.

Esse cálculo percentual da redução de gastos dos consumidores é feito com base na Figura 7. É considerado que a tarifa convencional tem um custo duas vezes maior em relação ao custo da tarifa branca em horário fora de ponta. As relações inerentes à tarifa branca para os horários intermediário e de ponta são as consideradas nessa mesma figura.

IV.3.2.2 Desempenho da Rede

Conforme pode ser visto na Figura 28, o balanço de potência na subestação segue o comportamento esperado: reduz no horário de ponta e aumenta um pouco menos em cada hora da região fora de ponta devido à redistribuição do consumo. O mesmo pode ser dito a respeito das perdas ativas constatadas no sistema (Figura 29).

A Figura 30 já representa o comportamento da tensão na barra 18 frente a essas alterações de consumo. Observa-se uma redução da tensão no horário fora de ponta e um aumento da mesma durante o horário de pico.

Em resumo, quando em horário de ponta, os consumidores diminuem seu consumo, redistribuindo-o para o horário fora de ponta. Desta forma, as perdas da rede e a demanda da barra swing diminuem no horário de pico, levando a tensão a aumentar nesse mesmo período.

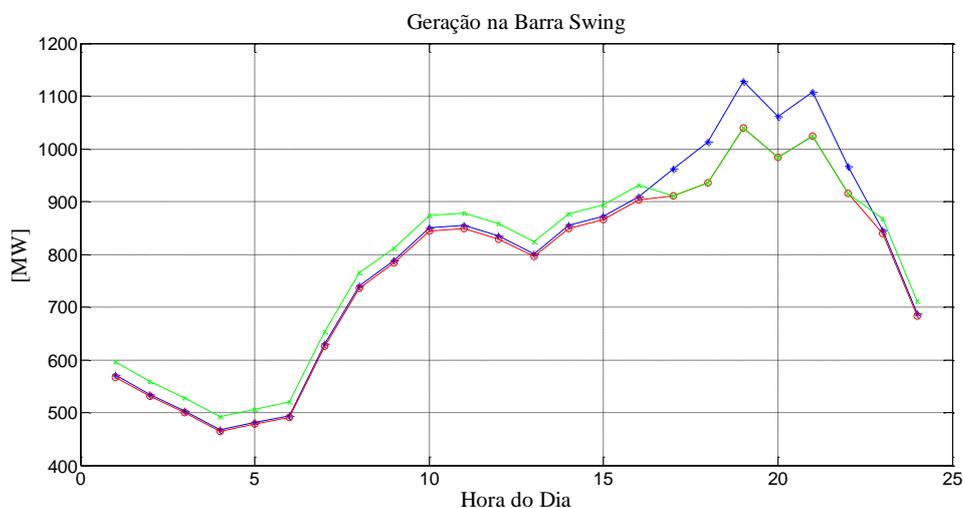


Figura 28: Demanda ativa na subestação.



Figura 29: Perdas ativas do sistema.

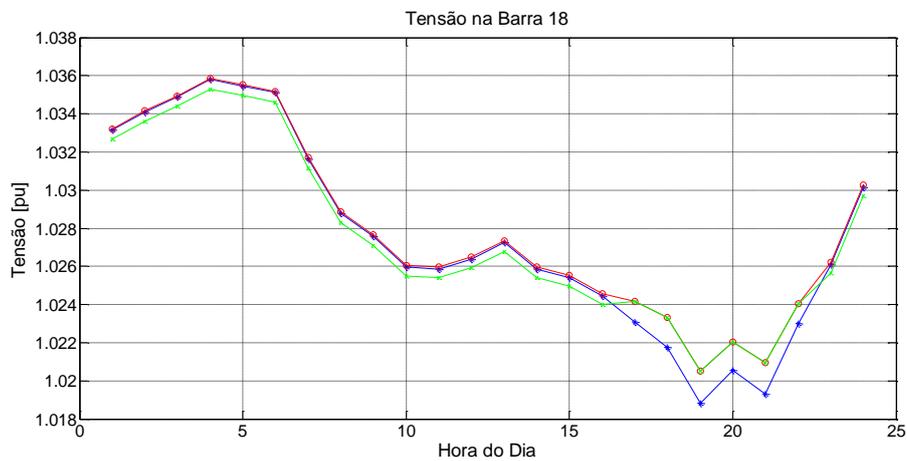


Figura 30: Tensão na barra 18.

IV.3.2 Cenário com Diferenciação das Cargas

É considerado no cenário anterior que todas as cargas apresentam parcelas residenciais e comerciais iguais, além de uma mesma relação entre os de baixa, média e alta renda. Entretanto esse cenário não se aproxima de um caso considerado real visto que nem todos os pontos de carga da rede são compostos por ambos os tipos de consumidores, assim como nem todos eles apresentam chuveiro elétrico em suas dependências. Assim sendo, é adotada uma divisão de cargas como representado na Figura 18.

Os resultados referentes às cargas tanto residenciais quanto comerciais seguem o mesmo padrão indicados na seção anterior, assim como a potência requisitada na barra

swing do sistema, as perdas ativas do sistema e a tensão em uma barra escolhida aleatoriamente. Os gráficos referentes a esses dados estão representados a seguir.

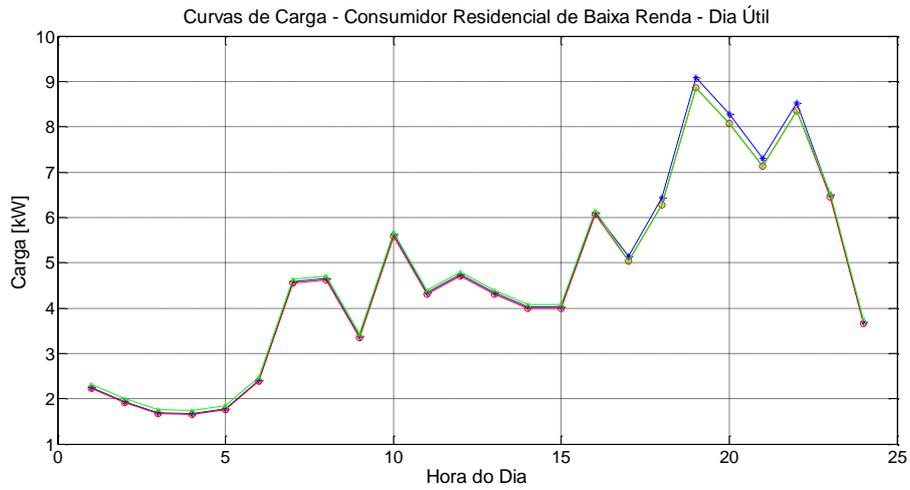


Figura 31: Curva de carga de consumidor residencial de baixa renda.

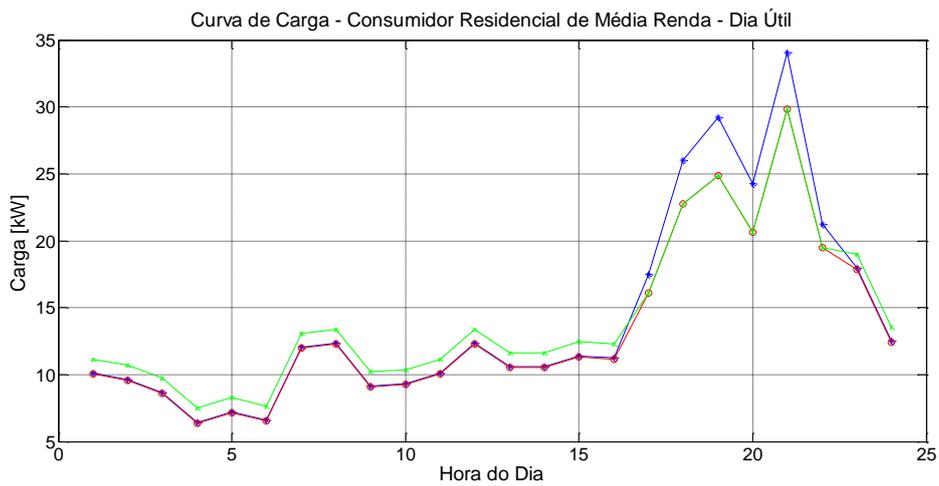


Figura 32: Curva de carga de consumidor residencial de média renda.

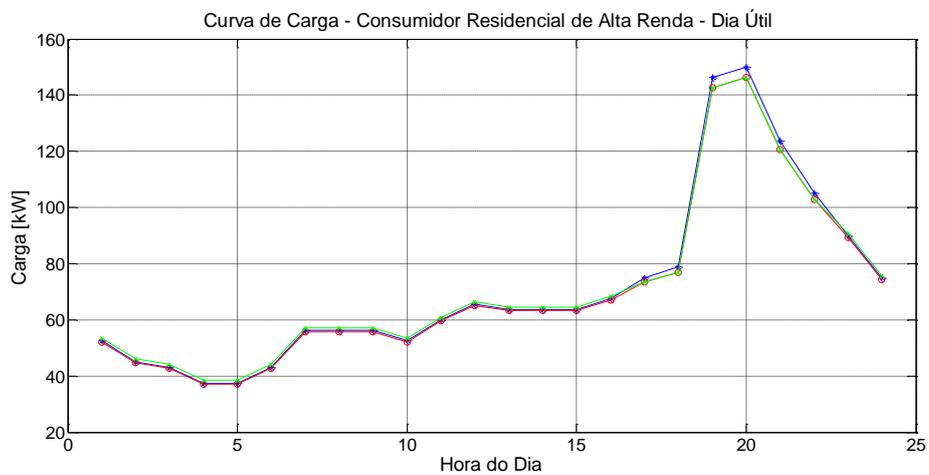


Figura 33: Curva de carga de consumidor residencial de alta renda.

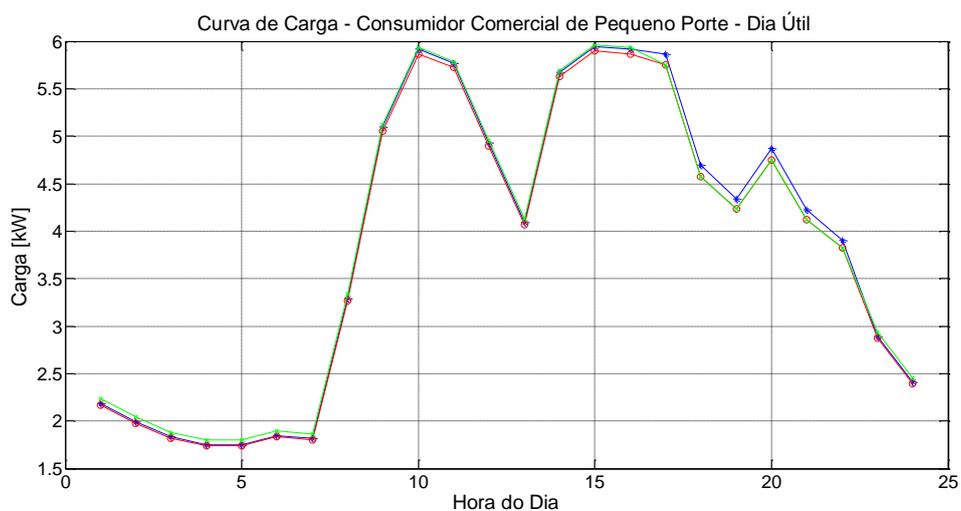


Figura 34: Curva de carga de consumidor comercial de pequeno porte.

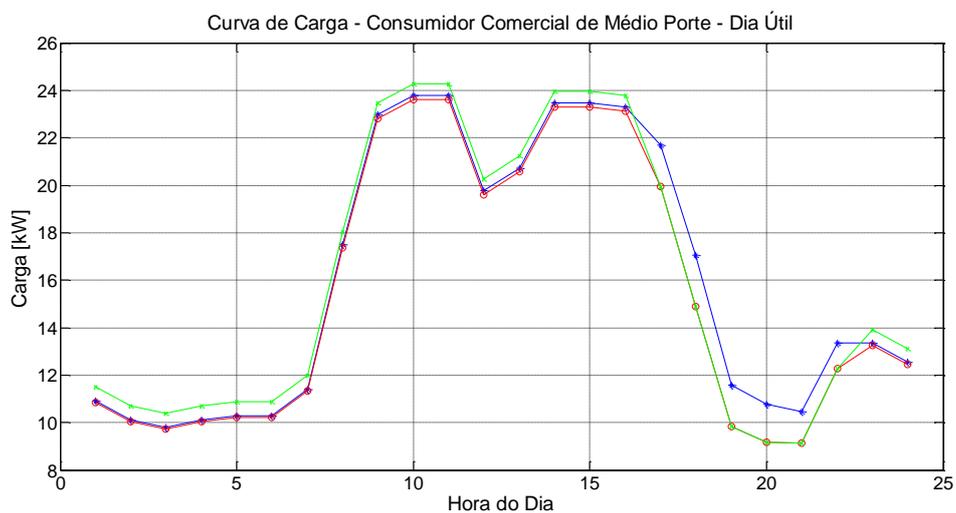


Figura 35: Curva de carga de consumidor comercial de médio porte.

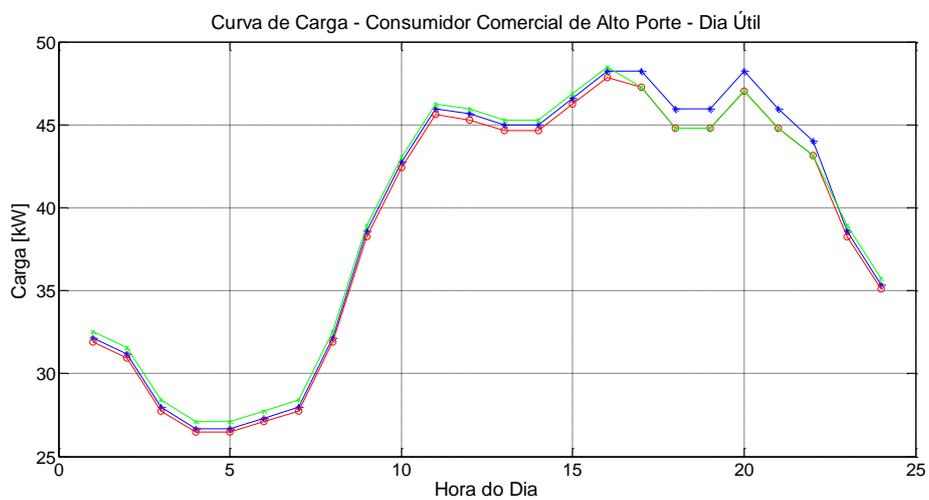


Figura 36: Curva de carga de consumidor comercial de alto porte.



Figura 37: Demanda ativa na subestação.

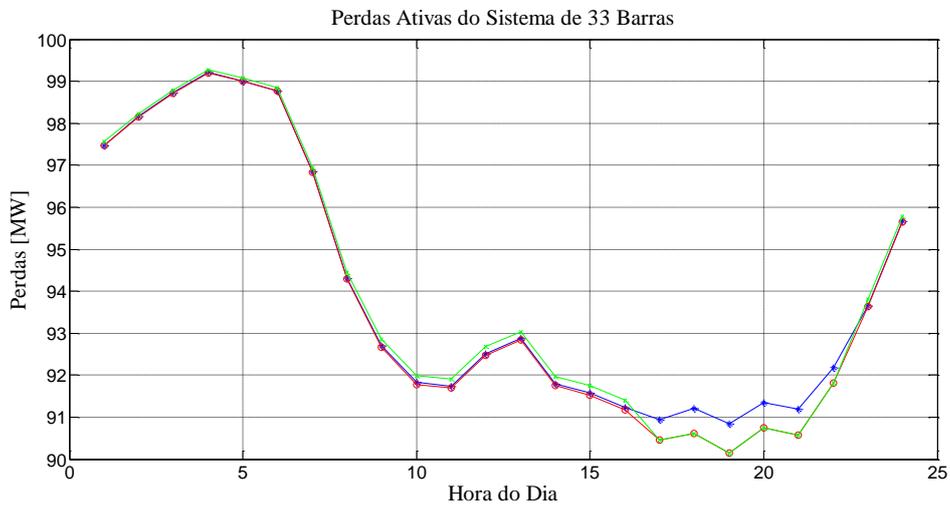


Figura 38: Perdas ativas do sistema.

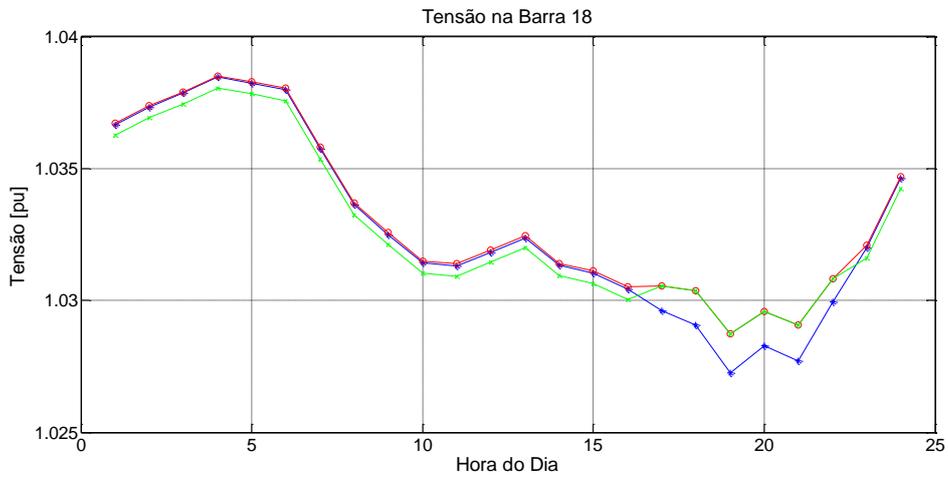


Figura 39: Tensão na barra 18.

Condição Otimista

A função de pertinência construída para representar a redução da demanda de acordo com os dados de entrada fornecidos na implementação da lógica Fuzzy está mostrada novamente na Figura 40.

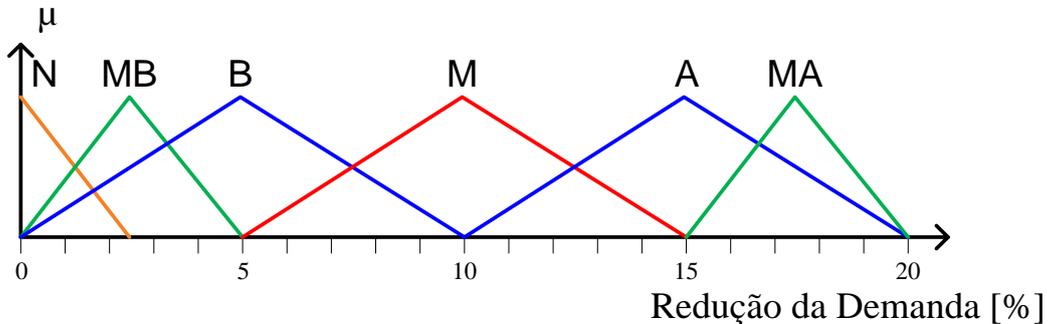


Figura 40: Função de pertinência da redução da demanda.

Nessas condições a máxima redução da demanda a ser alcançada seria de 20%. Entretanto, essa é apenas uma estimativa inicial de como os consumidores agiriam frente ao acesso às informações para redução de sua demanda no horário de ponta. Nem todos os consumidores podem vir a reduzir seu consumo, assim como pode haver uma disposição maior à redistribuição da carga ao longo do dia. Sendo assim, é construído um cenário otimista e pessimista em relação ao disposto até agora.

A Figura 41 representa a nova configuração da função de pertinência para um cenário otimista. É considerada uma máxima redução de demanda de 30%.

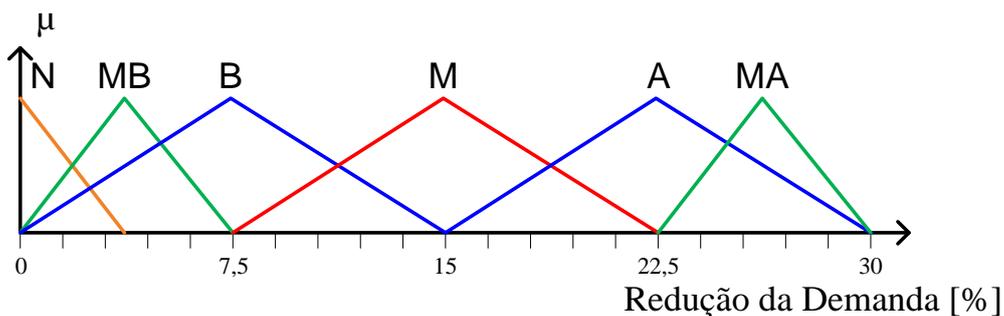


Figura 41: Função de pertinência da redução da demanda (cenário otimista).

As Figura 42 e a Figura 43 apresentam como ficaria a demanda na barra 19 para consumidores de média renda residencial e comercial comparativamente àquela à condição base de redução máxima de demanda igual a 20%. Nas figuras, a curva em preto representa a curva original de carga para a barra 19, antes de qualquer

implementação realizada no sistema; a curva em azul representa a curva de carga para a condição base; e a curva em rosa, a condição otimista.

Comparando as curvas de carga para as condições base e otimista para as 20 horas, por exemplo, observa-se que, para um consumidor residencial, o cenário otimista apresenta uma redução de 5,5 kW na demanda, aproximadamente 2 kW a mais do que aquele apresentado pelo cenário base. O mesmo comportamento pode ser retirado da Figura 43. No cenário otimista, a redução da demanda foi de aproximadamente 0,75 kW a mais.

Para uma melhor visualização dessas comparações é feito um detalhe nessa região em análise (Figura 44 e Figura 45).

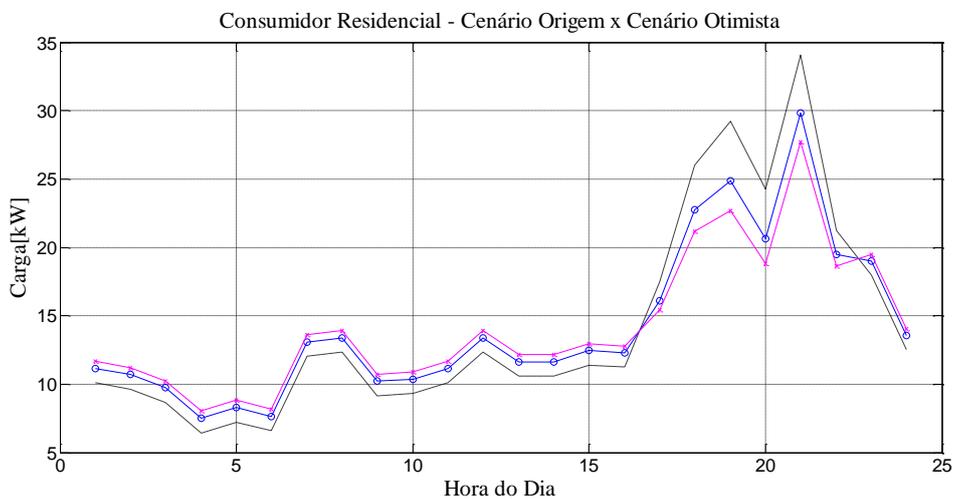


Figura 42: Curva de carga comparativa de consumidor residencial de média renda.

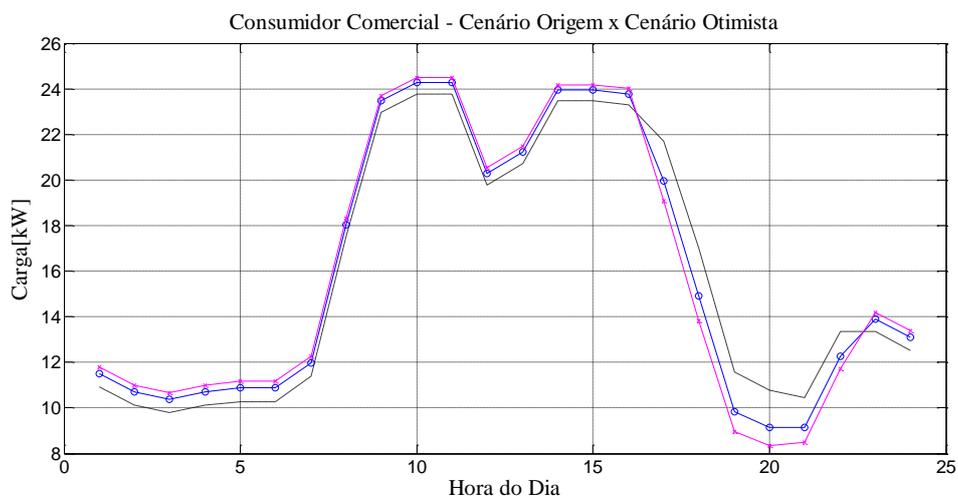


Figura 43: Curva de carga comparativa de consumidor comercial de médio porte.

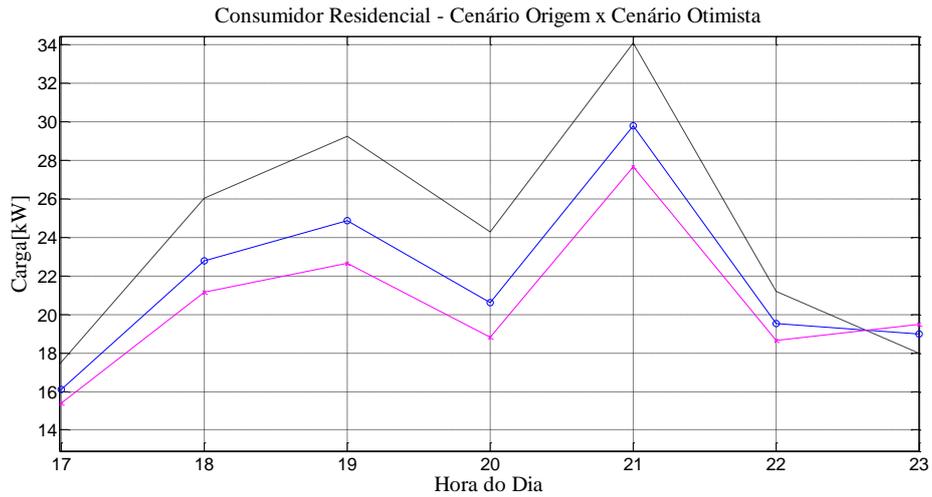


Figura 44: Detalhe para comparação dos cenários base e otimista - consumidor residencial.

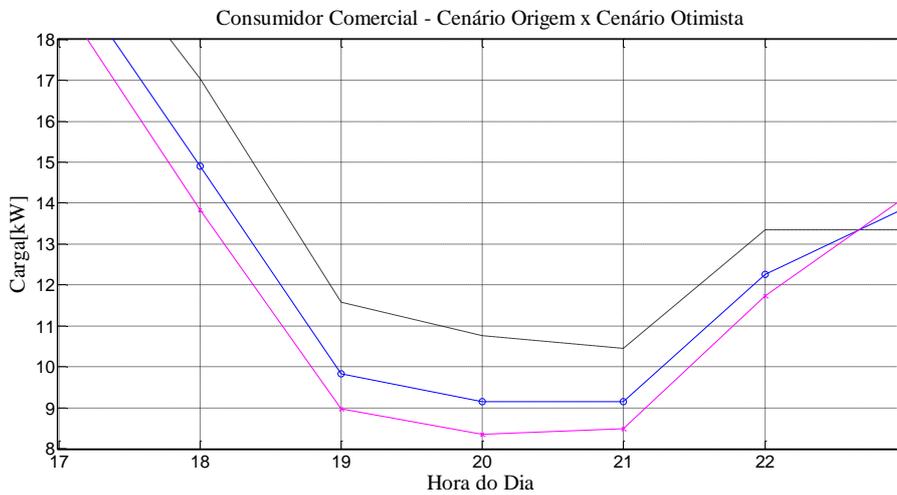


Figura 45: Detalhe para comparação dos cenários base e otimista - consumidor comercial.

Condição Pessimista

Seguindo a ideia apresentada acima é construído o cenário pessimista. É considerada uma redução máxima da demanda igual a 10%, como indicado na Figura 46.

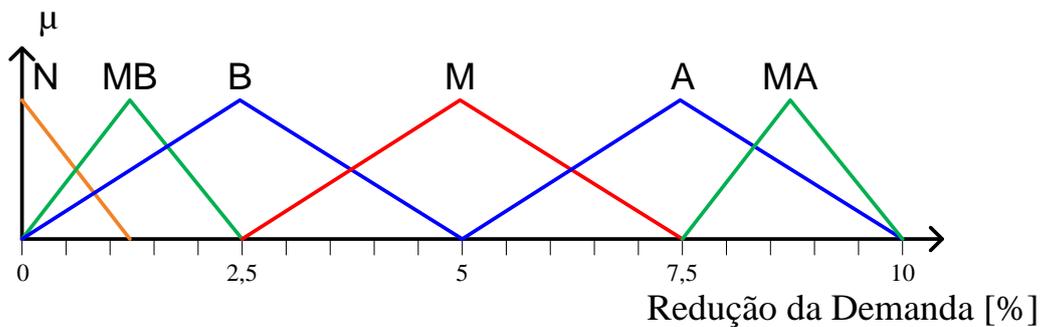


Figura 46: Função de pertinência da redução da demanda (cenário pessimista).

As Figura 47 e a Figura 48 apresentam o comportamento pessimista da carga residencial e comercial para um consumidor de média renda comparativamente ao da condição base. Essa diferença da redução da demanda é melhor visualizada no detalhe mostrado nas Figura 49 e Figura 50.

A curva em preto representa novamente a curva original de carga para a barra 19; a curva em azul representa a curva de carga para a condição base; e a curva em rosa, a condição pessimista.

Analisando o consumidor do tipo residencial para as 20 horas observa-se uma redução na demanda de aproximadamente 1,5 kW menor em relação à condição base. Para o consumidor comercial, essa diferença entre ambas as condições se aproxima de 1 kW.

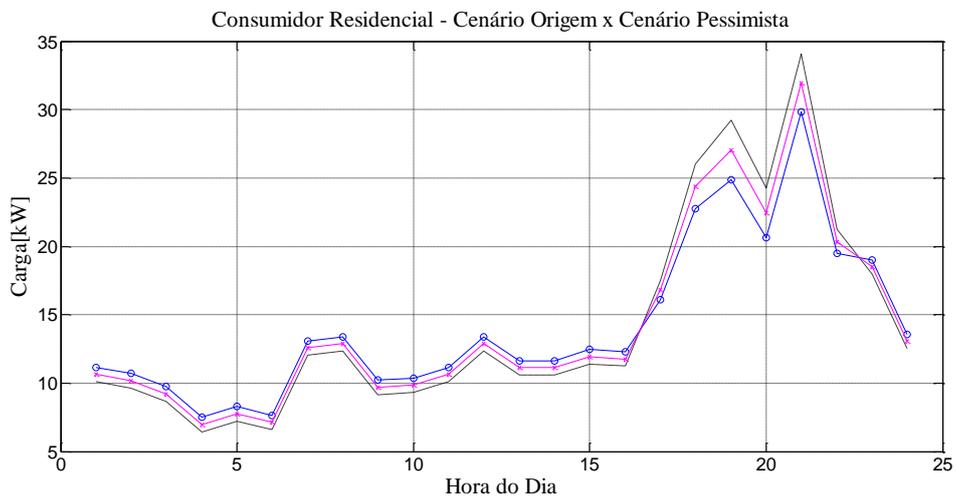


Figura 47: Curva de carga de consumidor residencial de média renda.

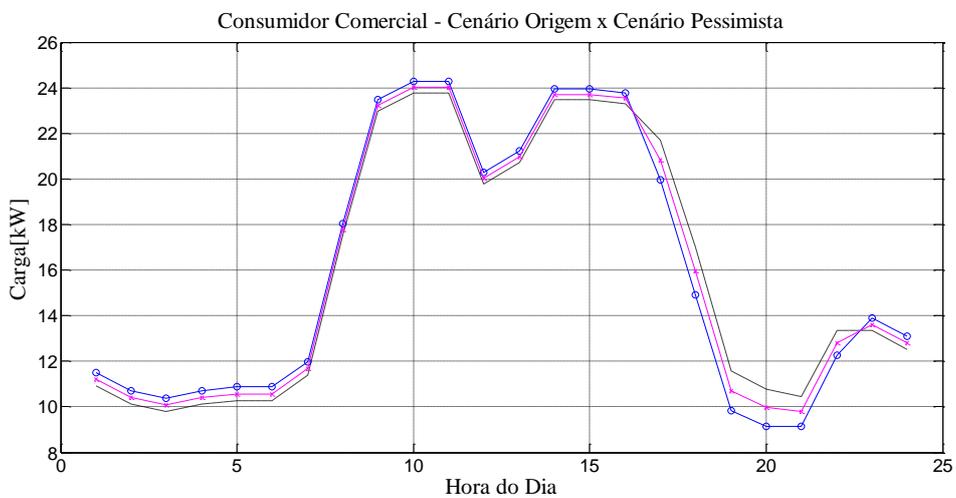


Figura 48: Curva de carga de consumidor comercial de médio porte.

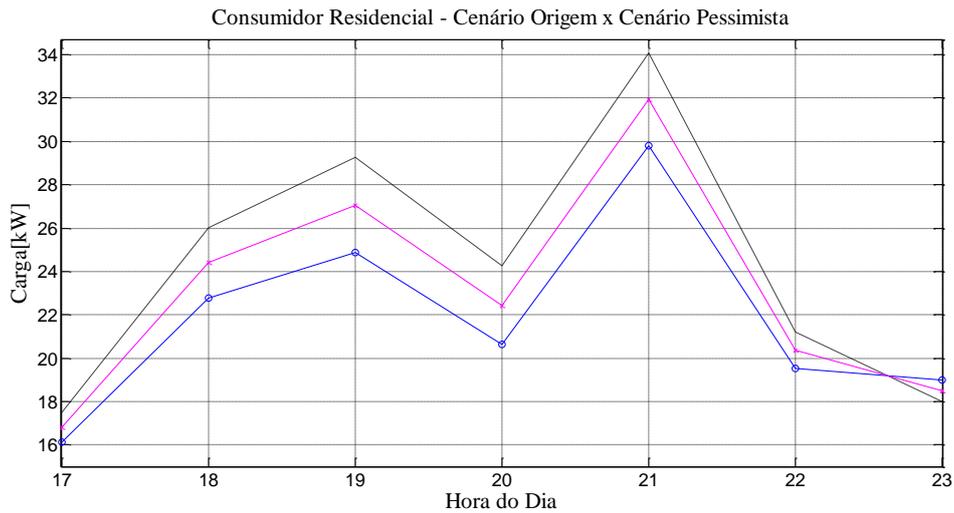


Figura 49: Detalhe para comparação dos cenários origem e pessimista - consumidor residencial.

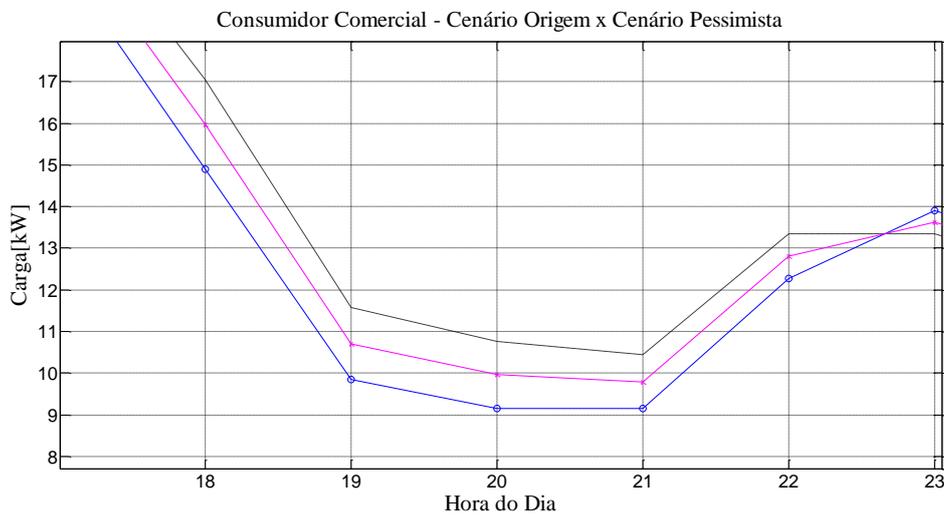


Figura 50 Detalhe para comparação dos cenários origem e pessimista - consumidor comercial.

Comparação das Condições

A Figura 51 apresenta a demanda na subestação frente às condições estudadas anteriormente. Já a Figura 52 indica o comportamento das perdas do sistema. Em ambas as figuras a curva na cor preta tracejada é referente à curva original do sistema; a curva preta em linha sólida, referente à condição base; e as curvas em vermelho e rosa, às condições otimista e pessimista, respectivamente.

De acordo com o esperado, o cenário otimista, em comparação ao cenário base, sofre, em horário de ponta, uma redução na potência da subestação e nas perdas do sistema, diferentemente do cenário pessimista em que ambas variáveis sofrem um acréscimo de valores. Essa alteração da carga em horário de pico é sentida no horário fora de ponta, em que o balanço sobe muito ou pouco de acordo com a condição

especificada. Esse comportamento indica o translado do consumo para um horário com um preço menor e uma forma das distribuidoras não terem seu faturamento reduzido.



Figura 51: Demanda ativa na subestação para as condições base, otimista e pessimista.

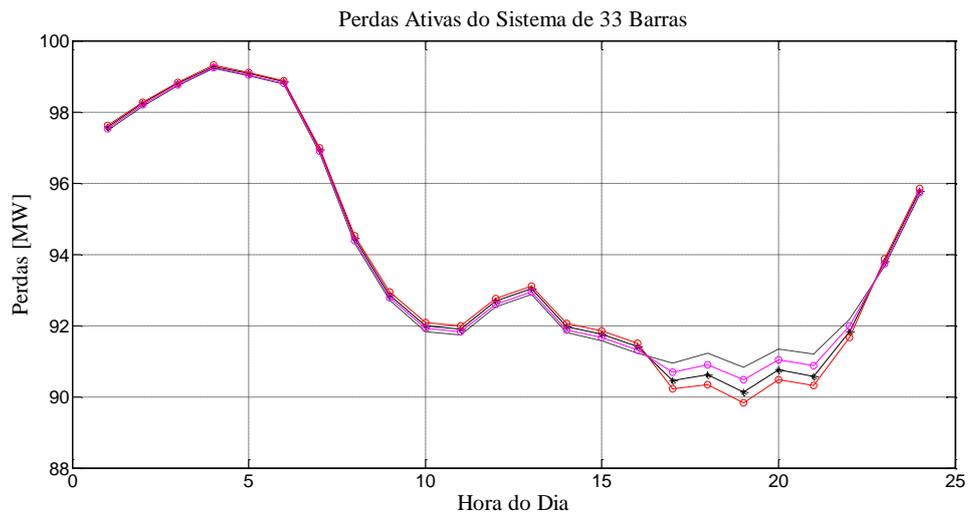


Figura 52: Perdas ativas do sistema para as condições base, otimista e pessimista.

IV.3.3 Cenário com Geração Solar

No Brasil, foi recentemente regulamentado o sistema de compensação (*net metering*) para incentivar a minigeração e microgeração distribuída baseada em fontes renováveis. Em particular, essa regulamentação objetiva incentivar a instalação de geração solar fotovoltaica em residências, condomínios e pequenas empresas. Desta forma, é proposta uma análise considerando a existência de uma geração fotovoltaica

em um dos pontos da rede. Como a maior carga do sistema está localizada nas barras 24 e 25, é escolhida a barra 25 como barra geradora.

A Figura 53 mostra a curva de carga da barra 25 em vermelho (carga unicamente comercial como definido na Tabela 11) e a curva de geração nessa mesma barra em azul. A curva representada na cor preta é a diferença entre a curva de carga e a de geração. A demanda da barra 25 passa a se comportar como identificado pela curva da diferença entre ambas as variáveis, ou seja, quando a carga for inferior à geração esta barra atuará unicamente como geradora e nos outros horários apresentará uma carga inferior à original. Observando a figura percebe-se que a barra funcionará unicamente como geradora durante apenas três horas do dia.

Para a simulação no MATLAB essa barra é tratada ainda como tipo PQ, considerando-se o período de geração como carga negativa.

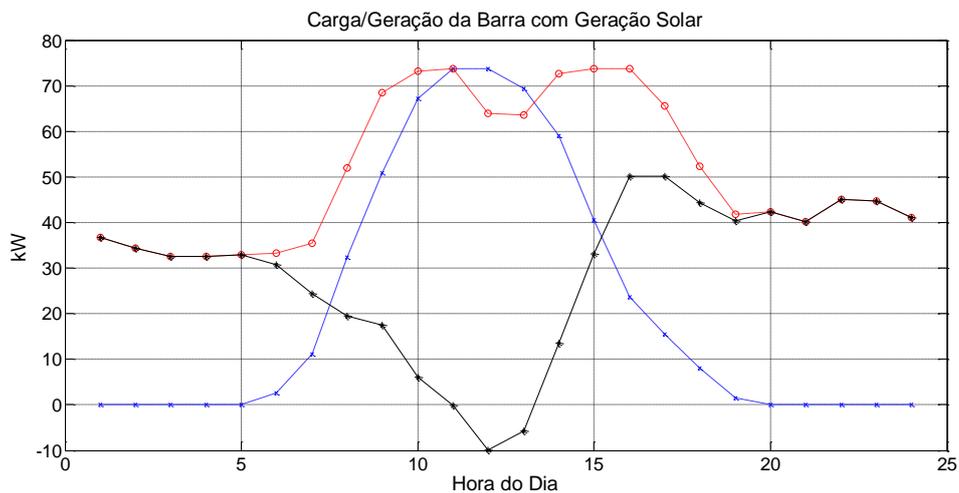


Figura 53: Carga (em vermelho), geração (em azul) e diferença entre ambas (preta).

A Figura 54 representa a potência ativa requisitada pela barra swing do sistema. Como já citado na seção IV.3.1, a curva em azul representa a curva origem de carga, a curva vermelha, aquela após a aplicação da lógica Fuzzy, e a curva verde, a final e considerando a manutenção ou crescimento do faturamento da distribuidora.

Comparando essa potência para o caso sem e com a geração considerada na barra 25, percebe-se que a partir da 6ª hora do dia o balanço começa a diminuir devido à entrada da geração fotovoltaica no sistema em comparação ao cenário em que essa mesma geração não está presente, ambas as curvas de potência voltando a superpor uma à outra a partir da 18ª hora, quando a geração solar volta a se anular. Essa comparação pode ser vista na Figura 55, em que a curva em vermelho acompanha o comportamento

do sistema considerando a geração fotovoltaica existente e a curva em azul representa a potência da swing sem qualquer geração no sistema.

Através da Figura 56 constata-se também que as perdas para quando da existência de geração solar (curva em vermelho) são menores. Em oposição à redução da demanda e às perdas do sistema, a tensão na mesma barra 25 aumenta (Figura 57).

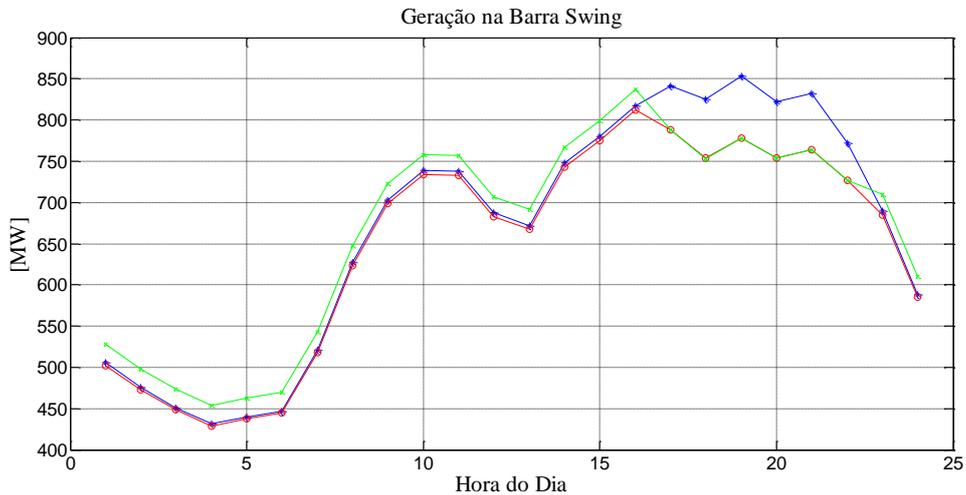


Figura 54: Demanda ativa na subestação.



Figura 55: Sistema sem (azul) e com (vermelho) geração fotovoltaica.

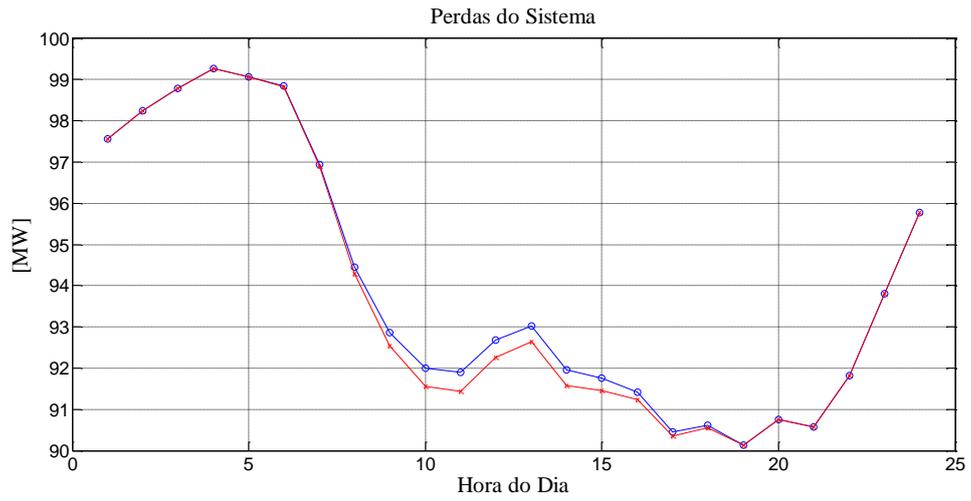


Figura 56: Perdas ativas do sistema sem (azul) e com (vermelho) geração fotovoltaica.

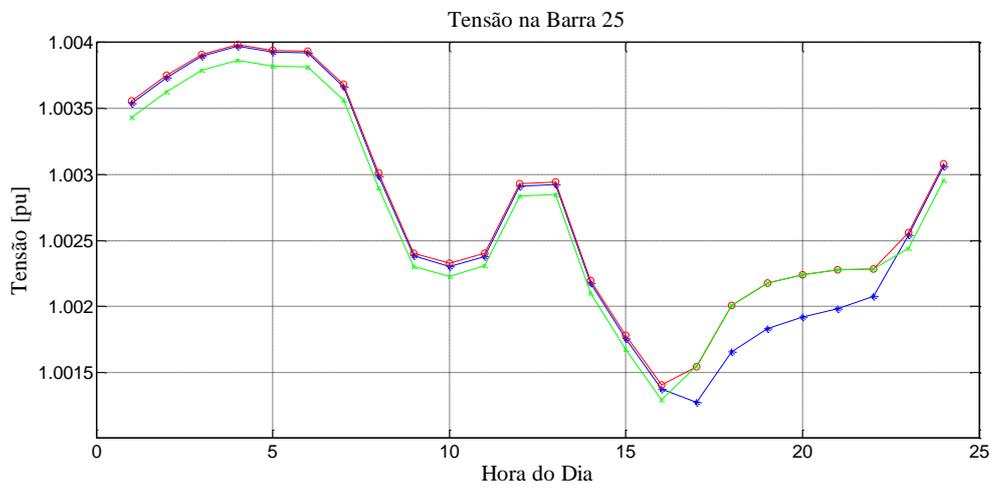


Figura 57: Tensão na barra 25.

Capítulo V – Conclusão

V.1 Observações e Conclusões

O sistema elétrico, como já foi dito, precisa cada vez mais de reforços que lhe permita ter condições para funcionar adequadamente sem interrupção e atendendo às necessidades de energia em toda a sua rede. Entretanto, a demanda vem crescendo em uma proporção maior que a adequação do sistema frente a essas mudanças. Sendo assim, é cada vez mais necessária a elaboração de soluções que promovam a utilização da rede pelos consumidores de forma confiável e a baixo custo.

Mediante esse cenário são construídos diferentes tipos de Programas de Resposta da Demanda. Esses programas propõem uma alteração na demanda de energia pelos próprios consumidores frente a altos custos ou incentivos financeiros, ou seja, os consumidores podem transferir carga ou apenas reduzi-la em um determinado período de tempo mediante uma redução em sua conta ao final do mês ou uma recompensa financeira por estar disponível para corte ou redução da carga.

Essa redução da demanda em horário de ponta é essencial como medida para evitar gastos desnecessários com o planejamento e implementação de projetos de transmissão e geração, promovendo um menor custo na produção de energia.

Os programas de resposta da demanda (RD) são divididos em dois grupos: um baseado em preço e tarifas e outro, em incentivos financeiros. Cada um deles é dividido em mais três ou quatro subgrupos. O que definirá qual será aquele escolhido para atuar em determinada região dependerá das especificações de demanda e mercado de cada uma delas.

O Brasil, em específico, tem o preço da energia alterada de acordo com o tipo de consumidor, hora do dia ou época do ano. O país tem em vigor a chamada Tarifa Horosazonal (tipo TOU), que se refere à variação de custo ao longo do dia e do ano. Esta tarifa considera dois períodos ao longo de um dia (ponta – das 18 às 21 horas – e fora de ponta – horas complementares à de ponta) e dois períodos ao longo do ano (período seco – de maio a novembro – e úmido – dezembro a abril do ano seguinte).

A ANEEL propõe alterações nessa tarifa vigente. Entre elas, a adição do horário intermediário entre os de ponta e fora de ponta. Essa mudança é analisada neste trabalho.

Para a verificação de como a modificação proposta pela ANEEL afeta os consumidores e a rede de distribuição, curvas de carga de consumidores residenciais e comerciais são tratadas de modo a que representem seus comportamentos frente ao novo cenário de tarifas. É utilizada a lógica fuzzy como meio de ajustar as cargas segundo a renda do consumidor e em seguida as curvas são ajustadas para que empresas distribuidoras não reduzam seu faturamento com essas novas configurações.

Segundo os testes realizados em um sistema fictício de distribuição de 33 barras, os consumidores mais afetados e mais dispostos a alterarem sua demanda são os de média renda visto que são aqueles que tem uma maior possibilidade em flexibilizar o consumo. Com essa nova configuração a demanda ativa na subestação cai, as perdas do sistema seguem essa redução e as tensões ao longo da rede sobem para o horário de ponta, horário este em que os consumidores reduzem sua carga.

Esse mesmo sistema é ainda analisado para a existência de uma geração fotovoltaica em uma determinada barra. A geração distribuída, como pode ser analisado, contribui ainda mais com a redução das perdas de um sistema e da potência requisitada pela rede.

Fica claro que a implementação das propostas defendidas pela ANEEL traz uma melhoria para o sistema. Com a redução da carga em horário de pico o sistema fica menos sobrecarregado, tornando desnecessárias obras que poderiam ter que entrar no sistema como forma de aumentar a capacidade de geração ou transmissão.

Contudo, esse comportamento da rede é conseguido apenas a partir da atitude dos consumidores para com seu consumo. Quanto mais consumidores aderirem a esse tipo de programa, melhor desempenho se mostrará no sistema. Obviamente nem todos os consumidores tem a possibilidade de traslado de sua carga do horário de pico para o fora de ponta, mas a existência de outros tipos de programas de resposta da demanda permite atender cada região do país de acordo com suas necessidades.

V.2 Trabalhos Futuros

É possível citar os seguintes trabalhos futuros.

- Incluir aspectos de elasticidade da demanda em função do custo na definição das funções de pertinência; e
- Simular outros esquemas de resposta de demanda.

Apêndice A – Programa de Resposta de Demanda no MATLAB

A.1 Programa de Resposta da Demanda

O programa abaixo é o utilizado neste trabalho para alteração do comportamento das cargas dos consumidores frente às diferentes tarifas de energia nos horários de ponta, intermediário e fora de ponta.

Os arquivos “ConsRB_DU_2.xls”, “ConsRM_DU_2.xls”, “ConsRA_DU_2.xls”, “ConsCB_DU_2.xls”, “ConsCM_DU_2.xls”, e “ConsCA_DU_2.xls” referem-se às tabelas de carga dos consumidores residenciais e comerciais de baixa, média e alta renda, respectivamente.

É utilizado como ambiente de trabalho o programa MATLAB.

```
function [PASwing, PRSwing] = Demanda(CONSres, CONScom, CE)
%
%Retirando dados das tabelas de carga do excel:
carga_RB_DU = xlsread('ConsRB_DU_2.xls');
carga_RM_DU = xlsread('ConsRM_DU_2.xls');
carga_RA_DU = xlsread('ConsRA_DU_2.xls');
carga_CB_DU = xlsread('ConsCB_DU_2.xls');
carga_CM_DU = xlsread('ConsCM_DU_2.xls');
carga_CA_DU = xlsread('ConsCA_DU_2.xls');
%Vetores de dimensão 24(horas)x24(P e Q das 12 cargas)
%
%Número de Barras de Carga (sem swing)
n = 33;
%
%Organizando as cargas em ativa e reativa
j = 1;
k = 1;
for i=1:(n-1)*2
    if mod(i,2)==1 %número ímpar
        CAresB(:,j) = carga_RB_DU(:,i);
        CAresM(:,j) = carga_RM_DU(:,i);
        CAresA(:,j) = carga_RA_DU(:,i);
        CAcomB(:,j) = carga_CB_DU(:,i);
        CAcomM(:,j) = carga_CM_DU(:,i);
        CAcomA(:,j) = carga_CA_DU(:,i);
        j = j + 1;
    else
        CRresB(:,k) = carga_RB_DU(:,i);
        CRresM(:,k) = carga_RM_DU(:,i);
        CRresA(:,k) = carga_RA_DU(:,i);
        CRcomB(:,k) = carga_CB_DU(:,i);
        CRcomM(:,k) = carga_CM_DU(:,i);
        CRcomA(:,k) = carga_CA_DU(:,i);
```

```

        k = k + 1;
    end
end
%
%Rodando o fluxo de potência para as cargas originais e plotando os
valores
%de fluxo da barra swing e das perdas ativas e reativas do sistema
for hora=1:24
    hora = hora;
    [bus1,line1] =
CargaOrig(hora,CAresB,CAresM,CAresA,CAcomB,CAcomM,CAcomA,CRresB,CRresM
,CRresA,CRcomB,CRcomM,CRcomA);
    [bus_sol,line_flw,P_loss,Q_loss] = loadflowD(bus1,line1,1e-
3,300,0.5,1.5,1.0,'y',2);
    KWplot1(1,hora) = line_flw(1,4);
    KVARplot1(1,hora) = line_flw(1,5);
    PLOSSplot1(1,hora) = P_loss;
    QLOSSplot1(1,hora) = Q_loss;
    V18plot1(1,hora) = bus_sol(18,2);
    V22plot1(1,hora) = bus_sol(22,2);
    V33plot1(1,hora) = bus_sol(33,2);
end
%
%Calculando área abaixo da curva de carga de cada barra (para calcular
%faturamento da distribuidora)
for b=1:(n-1)
    AresB1(1,b) = sum(CAresB(:,b));    AcomB1(1,b) = sum(CAcomB(:,b));
    AresM1(1,b) = sum(CAresM(:,b));    AcomM1(1,b) = sum(CAcomM(:,b));
    AresA1(1,b) = sum(CAresA(:,b));    AcomA1(1,b) = sum(CAcomA(:,b));
end
%
%Para a plotagem de uma curva de demanda, pegar apenas alguns pontos
de
%carga, colocando no eixo "x" a hora do dia e no eixo "y" a carga por
%hora
horaplot = [1:24];
barraplot = 18;
barraswing = 1;
for hora=1:24
    CAresBplot1(1,hora) = CAresB(hora,barraplot);
    CAresMplot1(1,hora) = CAresM(hora,barraplot);
    CAresAplot1(1,hora) = CAresA(hora,barraplot);
    CAcomBplot1(1,hora) = CAcomB(hora,barraplot);
    CAcomMplot1(1,hora) = CAcomM(hora,barraplot);
    CAcomAplot1(1,hora) = CAcomA(hora,barraplot);
    %
    %Aplicando a Lógica Fuzzy para todas as barras do sistema
    %CE<1: não existe / CE>1: existe
    CE(1,b) = 0.8;
    for b=1:17
        CE(1,b) = 1.2;
    end
    for b=25:27
        CE(1,b) = 1.2;
    end
    for barra=1:(n-1)
        %BAIXA RENDA
        CONSres = sum(CAresB(:,barra));
        FuzzyTeste = readfis('FuzzyTeste');
        DDres = evalfis([CONSres hora CE(1,barra)],FuzzyTeste);
        CONScom = sum(CAcomB(:,barra));

```

```

FuzzyTeste = readfis('FuzzyTeste');
DDcom = evalfis([CONScom hora CE(1,barra)],FuzzyTeste);
CAresB(hora,barra) = (1-(DDres/100))*CAresB(hora,barra);
CAcomB(hora,barra) = (1-(DDcom/100))*CAcomB(hora,barra);
%
%MÉDIA RENDA
CONSres = sum(CAresM(:,barra));
FuzzyTeste = readfis('FuzzyTeste');
DDres = evalfis([CONSres hora CE(1,barra)],FuzzyTeste);
CONScom = sum(CAcomM(:,barra));
FuzzyTeste = readfis('FuzzyTeste');
DDcom = evalfis([CONScom hora CE(1,barra)],FuzzyTeste);
CAresM(hora,barra) = (1-(DDres/100))*CAresM(hora,barra);
CAcomM(hora,barra) = (1-(DDcom/100))*CAcomM(hora,barra);
%
%ALTA RENDA
CONSres = sum(CAresA(:,barra));
FuzzyTeste = readfis('FuzzyTeste');
DDres = evalfis([CONSres hora CE(1,barra)],FuzzyTeste);
CONScom = sum(CAcomA(:,barra));
FuzzyTeste = readfis('FuzzyTeste');
DDcom = evalfis([CONScom hora CE(1,barra)],FuzzyTeste);
CAresA(hora,barra) = (1-(DDres/100))*CAresA(hora,barra);
CAcomA(hora,barra) = (1-(DDcom/100))*CAcomA(hora,barra);
end
%
%Colocando em vetores os novos valores de carga
CAresBplot2(1,hora) = CAresB(hora,barraplot);
CAresMplot2(1,hora) = CAresM(hora,barraplot);
CAresAplot2(1,hora) = CAresA(hora,barraplot);
CAcomBplot2(1,hora) = CAcomB(hora,barraplot);
CAcomMplot2(1,hora) = CAcomM(hora,barraplot);
CAcomAplot2(1,hora) = CAcomA(hora,barraplot);
end
%
%Rodando o fluxo de potência para as cargas após a aplicação da lógica
%fuzzy e plotando os valores de fluxo da barra swing e das perdas
ativas e
%reativas do sistema
for hora=1:24
    [bus2,line2] =
CargaFuzzy(hora,CAresB,CAresM,CAresA,CAcomB,CAcomM,CAcomA,CRresB,CRres
M,CRresA,CRcomB,CRcomM,CRcomA);
    [bus_sol,line_flw,P_loss,Q_loss] = loadflowD(bus2,line2,1e-
3,300,0.5,1.5,1.0,'y',2);
    KWplot2(1,hora) = line_flw(1,4);
    KVARplot2(1,hora) = line_flw(1,5);
    PLOSSplot2(1,hora) = P_loss;
    QLOSSplot2(1,hora) = Q_loss;
    V18plot2(1,hora) = bus_sol(18,2);
    V22plot2(1,hora) = bus_sol(22,2);
    V33plot2(1,hora) = bus_sol(33,2);
end
%
%Calculando área abaixo da NOVA curva de carga de cada barra
for b=1:(n-1)
    AresB2(1,b) = sum(CAresB(:,b));    AcomB2(1,b) = sum(CAcomB(:,b));
    AresM2(1,b) = sum(CAresM(:,b));    AcomM2(1,b) = sum(CAcomM(:,b));
    AresA2(1,b) = sum(CAresA(:,b));    AcomA2(1,b) = sum(CAcomA(:,b));
end
%

```

```

%Calculando a diferença entre as áreas (Área VELHA - Área NOVA)
DAresB = AresB1 - AresB2;      DAcobB = AcomB1 - AcomB2;
DAresM = AresM1 - AresM2;      DAcobM = AcomM1 - AcomM2;
DAresA = AresA1 - AresA2;      DAcobA = AcomA1 - AcomA2;
%
%Ajustando a curva de carga no horário fora de ponta (FP)
for b=1:(n-1)
    if DAresB(1,b) > 0
        FPresB = DAresB(1,b) / 18;
        for fp=1:16
            CAresB(fp,b) = CAresB(fp,b) + FPresB;
        end
        for fp=23:24
            CAresB(fp,b) = CAresB(fp,b) + FPresB;
        end
    end
    if DAresM(1,b) > 0
        FPresM = DAresM(1,b) / 18;
        for fp=1:16
            CAresM(fp,b) = CAresM(fp,b) + FPresM;
        end
        for fp=23:24
            CAresM(fp,b) = CAresM(fp,b) + FPresM;
        end
    end
    if DAresA(1,b) > 0
        FPresA = DAresA(1,b) / 18;
        for fp=1:16
            CAresA(fp,b) = CAresA(fp,b) + FPresA;
        end
        for fp=23:24
            CAresA(fp,b) = CAresA(fp,b) + FPresA;
        end
    end
    if DAcobB(1,b) > 0
        FPresB = DAcobB(1,b) / 18;
        for fp=1:16
            CAcomB(fp,b) = CAcomB(fp,b) + FPresB;
        end
        for fp=23:24
            CAcomB(fp,b) = CAcomB(fp,b) + FPresB;
        end
    end
    if DAcobM(1,b) > 0
        FPresM = DAcobM(1,b) / 18;
        for fp=1:16
            CAcomM(fp,b) = CAcomM(fp,b) + FPresM;
        end
        for fp=23:24
            CAcomM(fp,b) = CAcomM(fp,b) + FPresM;
        end
    end
    if DAcobA(1,b) > 0
        FPresA = DAcobA(1,b) / 18;
        for fp=1:16
            CAcomA(fp,b) = CAcomA(fp,b) + FPresA;
        end
        for fp=23:24
            CAcomA(fp,b) = CAcomA(fp,b) + FPresA;
        end
    end
end

```

```

end
%
%Colocando em vetores os novos valores de carga
for hora=1:24
    CAresBplot3(1, hora) = CAresB(hora, barraplot);
    CAresMplot3(1, hora) = CAresM(hora, barraplot);
    CAresAplot3(1, hora) = CAresA(hora, barraplot);
    CAcomBplot3(1, hora) = CAcomB(hora, barraplot);
    CAcomMplot3(1, hora) = CAcomM(hora, barraplot);
    CAcomAplot3(1, hora) = CAcomA(hora, barraplot);
end
%
%Rodando o fluxo de potência para as cargas após todo o processo de
%tratamento das cargas e plotando os valores de fluxo da barra swing e
das
%perdas ativas e reativas do sistema
for hora=1:24
    [bus3, line3] =
CargaFinal(hora, CAresB, CAresM, CAresA, CAcomB, CAcomM, CAcomA, CRresB, CRres
M, CRresA, CRcomB, CRcomM, CRcomA);
    [bus_sol, line_flw, P_loss, Q_loss] = loadflowD(bus3, line3, 1e-
3, 300, 0.5, 1.5, 1.0, 'y', 2);
    KWplot3(1, hora) = line_flw(1, 4);
    KVARplot3(1, hora) = line_flw(1, 5);
    PLOSSplot3(1, hora) = P_loss;
    QLOSSplot3(1, hora) = Q_loss;
    V18plot3(1, hora) = bus_sol(18, 2);
    V22plot3(1, hora) = bus_sol(22, 2);
    V33plot3(1, hora) = bus_sol(33, 2);
end
%
%Bases do sistema (para transformar variáveis do sistema em pu)
Vbase = 12.6*(10^3);
Sbase = 100*(10^3);
Zbase = (Vbase^2)/Sbase;
%
%Aumentando casas numéricas após a vírgula que serão mostrados pelo
MATLAB
format long
%
%Rodando o Fluxo de Potência (Newton-Raphson) para cada hora
for hora=1:24
    %Diferenciando as cargas puramente comerciais e residenciais
    for bb=1:32
        if
bb==1|bb==3|bb==6|bb==7|bb==13|bb==23|bb==24|bb==28|bb==29|bb==30|bb==
31
                CAres(hora, bb) = 0.0;
                CRres(hora, bb) = 0.0;
                %
                CAcom(hora, bb) = 0.53*CAcomB(hora, bb) +
0.41*CAcomM(hora, bb) + 0.06*CAcomA(hora, bb);
                CRcom(hora, bb) = 0.53*CRcomB(hora, bb) +
0.41*CRcomM(hora, bb) + 0.06*CRcomA(hora, bb);
            end
            if bb==10|bb==14|bb==15|bb==16|bb==17|bb==25|bb==26|bb==27
                CAcom(hora, bb) = 0.0;
                CRcom(hora, bb) = 0.0;
                %
                CAres(hora, bb) = 0.53*CAresB(hora, bb) +
0.41*CAresM(hora, bb) + 0.06*CAresA(hora, bb);
            end
        end
    end
end

```

```

CRres(hora,bb) = 0.53*CRresB(hora,bb) +
0.41*CRresM(hora,bb) + 0.06*CRresA(hora,bb);
end
if
bb==2|bb==4|bb==5|bb==8|bb==9|bb==11|bb==12|bb==18|bb==19|bb==20|bb==2
1|bb==22|bb==32
CAres(hora,bb) = 0.53*CAresB(hora,bb) +
0.41*CAresM(hora,bb) + 0.06*CAresA(hora,bb);
CRres(hora,bb) = 0.53*CRresB(hora,bb) +
0.41*CRresM(hora,bb) + 0.06*CRresA(hora,bb);
%
CAcom(hora,bb) = 0.53*CAcomB(hora,bb) +
0.41*CAcomM(hora,bb) + 0.06*CAcomA(hora,bb);
CRcom(hora,bb) = 0.53*CRcomB(hora,bb) +
0.41*CRcomM(hora,bb) + 0.06*CRcomA(hora,bb);
end
end
%
CA(hora,:) = CAres(hora,:) + CAcom(hora,:);
CR(hora,:) = CRres(hora,:) + CRcom(hora,:);
%
%Transformando em pu: %1(hora)x12(P ou Q das cargas)
CA(hora,:) = (CA(hora,:))*(10^3)/Sbase; %em pu
CR(hora,:) = (CR(hora,:))*(10^3)/Sbase; %em pu
%
%Carga da barra swing é igual a zero
CA_swing = 0.0;
CR_swing = 0.0;
%
%Barra: [ number. voltage(pu). angle(degree). p_gen(pu).
q_gen(pu).
% p_load(pu). q_load(pu). g_bus(pu). b_bus(pu). bus_type]
%bus_type - 1. swing bus
% - 2. generator bus (PV bus)
% - 3. load bus (PQ bus)
bus = [ 1 1.0 0 0 0 CA_swing CR_swing 0.0 0.0 1;
2 1.0 0 0 0 CA(hora,1) CR(hora,1) 0.0 0.0 3;
3 1.0 0 0 0 CA(hora,2) CR(hora,2) 0.0 0.0 3;
4 1.0 0 0 0 CA(hora,3) CR(hora,3) 0.0 0.0 3;
5 1.0 0 0 0 CA(hora,4) CR(hora,4) 0.0 0.0 3;
6 1.0 0 0 0 CA(hora,5) CR(hora,5) 0.0 0.0 3;
7 1.0 0 0 0 CA(hora,6) CR(hora,6) 0.0 0.0 3;
8 1.0 0 0 0 CA(hora,7) CR(hora,7) 0.0 0.0 3;
9 1.0 0 0 0 CA(hora,8) CR(hora,8) 0.0 0.0 3;
10 1.0 0 0 0 CA(hora,9) CR(hora,9) 0.0 0.0 3;
11 1.0 0 0 0 CA(hora,10) CR(hora,10) 0.0 0.0 3;
12 1.0 0 0 0 CA(hora,11) CR(hora,11) 0.0 0.0 3;
13 1.0 0 0 0 CA(hora,12) CR(hora,12) 0.0 0.0 3;
14 1.0 0 0 0 CA(hora,13) CR(hora,13) 0.0 0.0 3;
15 1.0 0 0 0 CA(hora,14) CR(hora,14) 0.0 0.0 3;
16 1.0 0 0 0 CA(hora,15) CR(hora,15) 0.0 0.0 3;
17 1.0 0 0 0 CA(hora,16) CR(hora,16) 0.0 0.0 3;
18 1.0 0 0 0 CA(hora,17) CR(hora,17) 0.0 0.0 3;
19 1.0 0 0 0 CA(hora,18) CR(hora,18) 0.0 0.0 3;
20 1.0 0 0 0 CA(hora,19) CR(hora,19) 0.0 0.0 3;
21 1.0 0 0 0 CA(hora,20) CR(hora,20) 0.0 0.0 3;
22 1.0 0 0 0 CA(hora,21) CR(hora,21) 0.0 0.0 3;
23 1.0 0 0 0 CA(hora,22) CR(hora,22) 0.0 0.0 3;
24 1.0 0 0 0 CA(hora,23) CR(hora,23) 0.0 0.0 3;
25 1.0 0 0 0 CA(hora,24) CR(hora,24) 0.0 0.0 3;
26 1.0 0 0 0 CA(hora,25) CR(hora,25) 0.0 0.0 3;

```

```

27 1.0 0 0 0 CA(hora,26) CR(hora,26) 0.0 0.0 3;
28 1.0 0 0 0 CA(hora,27) CR(hora,27) 0.0 0.0 3;
29 1.0 0 0 0 CA(hora,28) CR(hora,28) 0.0 0.0 3;
30 1.0 0 0 0 CA(hora,29) CR(hora,29) 0.0 0.0 3;
31 1.0 0 0 0 CA(hora,30) CR(hora,30) 0.0 0.0 3;
32 1.0 0 0 0 CA(hora,31) CR(hora,31) 0.0 0.0 3;
33 1.0 0 0 0 CA(hora,32) CR(hora,32) 0.0 0.0 3];
%
%Linha: [ from bus. to bus. resistance(pu). reactance(pu).
%         line charging(pu). tap ratio. phase shift]
line = [ 1  2  0.0922/Zbase  0.0470/Zbase  1.  1.  0.;
         2  3  0.4930/Zbase  0.2511/Zbase  1.  1.  0.;
         3  4  0.3660/Zbase  0.1864/Zbase  1.  1.  0.;
         4  5  0.3811/Zbase  0.1941/Zbase  1.  1.  0.;
         5  6  0.8190/Zbase  0.7070/Zbase  1.  1.  0.;
         6  7  0.1872/Zbase  0.6188/Zbase  1.  1.  0.;
         7  8  0.7114/Zbase  0.2351/Zbase  1.  1.  0.;
         8  9  1.0300/Zbase  0.7400/Zbase  1.  1.  0.;
         9 10  1.0440/Zbase  0.7400/Zbase  1.  1.  0.;
        10 11  0.1966/Zbase  0.0650/Zbase  1.  1.  0.;
        11 12  0.3744/Zbase  0.1238/Zbase  1.  1.  0.;
        12 13  1.4680/Zbase  1.1550/Zbase  1.  1.  0.;
        13 14  0.5416/Zbase  0.7129/Zbase  1.  1.  0.;
        14 15  0.5910/Zbase  0.5260/Zbase  1.  1.  0.;
        15 16  0.7463/Zbase  0.5450/Zbase  1.  1.  0.;
        16 17  1.2890/Zbase  1.7210/Zbase  1.  1.  0.;
        17 18  0.7320/Zbase  0.5740/Zbase  1.  1.  0.;
         2 19  0.1640/Zbase  0.1565/Zbase  1.  1.  0.;
        19 20  1.5042/Zbase  1.3554/Zbase  1.  1.  0.;
        20 21  0.4095/Zbase  0.4784/Zbase  1.  1.  0.;
        21 22  0.7089/Zbase  0.9373/Zbase  1.  1.  0.;
         3 23  0.4512/Zbase  0.3083/Zbase  1.  1.  0.;
        23 24  0.8980/Zbase  0.7091/Zbase  1.  1.  0.;
        24 25  0.8960/Zbase  0.7011/Zbase  1.  1.  0.;
         6 26  0.2030/Zbase  0.1034/Zbase  1.  1.  0.;
        26 27  0.2842/Zbase  0.1447/Zbase  1.  1.  0.;
        27 28  1.0590/Zbase  0.9337/Zbase  1.  1.  0.;
        28 29  0.8042/Zbase  0.7006/Zbase  1.  1.  0.;
        29 30  0.5075/Zbase  0.2585/Zbase  1.  1.  0.;
        30 31  0.9744/Zbase  0.9630/Zbase  1.  1.  0.;
        31 32  0.3105/Zbase  0.3619/Zbase  1.  1.  0.;
        32 33  0.3410/Zbase  0.5302/Zbase  1.  1.  0. ];
%
% Input:   bus       - bus data
%          line      - line data
%          tol       - tolerance for convergence
%          iter_max  - maximum number of iterations
%          vmin      - voltage minimum limit
%          vmax      - voltage maximum limit
%          acc       - acceleration factor
%          display   - 'y', generate load-flow study report
%                   else, no load-flow study report
%          flag      - 1, form new Jacobian every iteration
%                   2, form new Jacobian every other
%                   iteration
%Rodando o fluxo de potência
[bus_sol,line_flw] = loadflowD(bus,line,1e-
3,300,0.5,1.5,1.0,'y',2);
end

```

A.2 Função Carga Original, Fuzzy e Final

Função construída no MATLAB para rodar o fluxo de potência utilizando as cargas originais do sistema.

Essa mesma lógica é utilizada para rodar o fluxo de potência para as cargas imediatamente após a aplicação da lógica Fuzzy e para as cargas finais do sistema, após a consideração do faturamento da distribuidora, alterando apenas o nome da função.

```
function [bus1,line1] =
CargaOrig(hora, CAresB, CAresM, CAresA, CAcomB, CAcomM, CAcomA, ...
CRresB, CRresM, CRresA, CRcomB, CRcomM, CRcomA)
%
%Bases do sistema
VVbase = 12.6*(10^3);
SSbase = 100*(10^3);
ZZbase = (VVbase^2)/SSbase;
%
%Diferenciando as cargas puramente comerciais e residenciais
for bb=1:32
    if
bb==1|bb==3|bb==6|bb==7|bb==13|bb==23|bb==24|bb==28|bb==29|bb==30|bb==
31
        CCAres(hora,bb) = 0.0;
        CCRres(hora,bb) = 0.0;
        %
        CCAcom(hora,bb) = 0.53*CAcomB(hora,bb) + 0.41*CAcomM(hora,bb)
+ 0.06*CAcomA(hora,bb);
        CCRcom(hora,bb) = 0.53*CRcomB(hora,bb) + 0.41*CRcomM(hora,bb)
+ 0.06*CRcomA(hora,bb);
    end
    if bb==10|bb==14|bb==15|bb==16|bb==17|bb==25|bb==26|bb==27
        CCAcom(hora,bb) = 0.0;
        CCRcom(hora,bb) = 0.0;
        %
        CCAres(hora,bb) = 0.53*CAresB(hora,bb) + 0.41*CAresM(hora,bb)
+ 0.06*CAresA(hora,bb);
        CCRres(hora,bb) = 0.53*CRresB(hora,bb) + 0.41*CRresM(hora,bb)
+ 0.06*CRresA(hora,bb);
    end
    if
bb==2|bb==4|bb==5|bb==8|bb==9|bb==11|bb==12|bb==18|bb==19|bb==20|bb==2
1|bb==22|bb==32
        CCAres(hora,bb) = 0.53*CAresB(hora,bb) + 0.41*CAresM(hora,bb)
+ 0.06*CAresA(hora,bb);
        CCRres(hora,bb) = 0.53*CRresB(hora,bb) + 0.41*CRresM(hora,bb)
+ 0.06*CRresA(hora,bb);
        %
        CCAcom(hora,bb) = 0.53*CAcomB(hora,bb) + 0.41*CAcomM(hora,bb)
+ 0.06*CAcomA(hora,bb);
        CCRcom(hora,bb) = 0.53*CRcomB(hora,bb) + 0.41*CRcomM(hora,bb)
+ 0.06*CRcomA(hora,bb);
    end
end
%
CCA(hora,:) = CCAres(hora,:) + CCAcom(hora,:);
CCR(hora,:) = CCRres(hora,:) + CCRcom(hora,:);
```

```

%
%Transformando as cargas para pu
CCA(hora,:) = CCA(hora,:)*(10^3)/SSbase;
CCR(hora,:) = CCR(hora,:)*(10^3)/SSbase;
%
CCA_swing = 0.0;
CCR_swing = 0.0;
%
%Barra: [ number. voltage(pu). angle(degree). p_gen(pu). q_gen(pu).
%         p_load(pu). q_load(pu). g_bus(pu). b_bus(pu). bus_type]
%bus_type - 1. swing bus
%          - 2. generator bus (PV bus)
%          - 3. load bus (PQ bus)
bus1 = [ 1 1.0 0 0 0 CCA_swing CCR_swing 0.0 0.0 1;
        2 1.0 0 0 0 CCA(hora,1) CCR(hora,1) 0.0 0.0 3;
        3 1.0 0 0 0 CCA(hora,2) CCR(hora,2) 0.0 0.0 3;
        4 1.0 0 0 0 CCA(hora,3) CCR(hora,3) 0.0 0.0 3;
        5 1.0 0 0 0 CCA(hora,4) CCR(hora,4) 0.0 0.0 3;
        6 1.0 0 0 0 CCA(hora,5) CCR(hora,5) 0.0 0.0 3;
        7 1.0 0 0 0 CCA(hora,6) CCR(hora,6) 0.0 0.0 3;
        8 1.0 0 0 0 CCA(hora,7) CCR(hora,7) 0.0 0.0 3;
        9 1.0 0 0 0 CCA(hora,8) CCR(hora,8) 0.0 0.0 3;
        10 1.0 0 0 0 CCA(hora,9) CCR(hora,9) 0.0 0.0 3;
        11 1.0 0 0 0 CCA(hora,10) CCR(hora,10) 0.0 0.0 3;
        12 1.0 0 0 0 CCA(hora,11) CCR(hora,11) 0.0 0.0 3;
        13 1.0 0 0 0 CCA(hora,12) CCR(hora,12) 0.0 0.0 3;
        14 1.0 0 0 0 CCA(hora,13) CCR(hora,13) 0.0 0.0 3;
        15 1.0 0 0 0 CCA(hora,14) CCR(hora,14) 0.0 0.0 3;
        16 1.0 0 0 0 CCA(hora,15) CCR(hora,15) 0.0 0.0 3;
        17 1.0 0 0 0 CCA(hora,16) CCR(hora,16) 0.0 0.0 3;
        18 1.0 0 0 0 CCA(hora,17) CCR(hora,17) 0.0 0.0 3;
        19 1.0 0 0 0 CCA(hora,18) CCR(hora,18) 0.0 0.0 3;
        20 1.0 0 0 0 CCA(hora,19) CCR(hora,19) 0.0 0.0 3;
        21 1.0 0 0 0 CCA(hora,20) CCR(hora,20) 0.0 0.0 3;
        22 1.0 0 0 0 CCA(hora,21) CCR(hora,21) 0.0 0.0 3;
        23 1.0 0 0 0 CCA(hora,22) CCR(hora,22) 0.0 0.0 3;
        24 1.0 0 0 0 CCA(hora,23) CCR(hora,23) 0.0 0.0 3;
        25 1.0 0 0 0 CCA(hora,24) CCR(hora,24) 0.0 0.0 3;
        26 1.0 0 0 0 CCA(hora,25) CCR(hora,25) 0.0 0.0 3;
        27 1.0 0 0 0 CCA(hora,26) CCR(hora,26) 0.0 0.0 3;
        28 1.0 0 0 0 CCA(hora,27) CCR(hora,27) 0.0 0.0 3;
        29 1.0 0 0 0 CCA(hora,28) CCR(hora,28) 0.0 0.0 3;
        30 1.0 0 0 0 CCA(hora,29) CCR(hora,29) 0.0 0.0 3;
        31 1.0 0 0 0 CCA(hora,30) CCR(hora,30) 0.0 0.0 3;
        32 1.0 0 0 0 CCA(hora,31) CCR(hora,31) 0.0 0.0 3;
        33 1.0 0 0 0 CCA(hora,32) CCR(hora,32) 0.0 0.0 3];
%
%Linha: [ from bus. to bus. resistance(pu). reactance(pu).
%         line charging(pu). tap ratio. phase shift]
line1 = [ 1 2 0.0922/ZZbase 0.0470/ZZbase 1. 1. 0.;
         2 3 0.4930/ZZbase 0.2511/ZZbase 1. 1. 0.;
         3 4 0.3660/ZZbase 0.1864/ZZbase 1. 1. 0.;
         4 5 0.3811/ZZbase 0.1941/ZZbase 1. 1. 0.;
         5 6 0.8190/ZZbase 0.7070/ZZbase 1. 1. 0.;
         6 7 0.1872/ZZbase 0.6188/ZZbase 1. 1. 0.;
         7 8 0.7114/ZZbase 0.2351/ZZbase 1. 1. 0.;
         8 9 1.0300/ZZbase 0.7400/ZZbase 1. 1. 0.;
         9 10 1.0440/ZZbase 0.7400/ZZbase 1. 1. 0.;
         10 11 0.1966/ZZbase 0.0650/ZZbase 1. 1. 0.;
         11 12 0.3744/ZZbase 0.1238/ZZbase 1. 1. 0.;
         12 13 1.4680/ZZbase 1.1550/ZZbase 1. 1. 0.];

```

13	14	0.5416/ZZbase	0.7129/ZZbase	1.	1.	0.;
14	15	0.5910/ZZbase	0.5260/ZZbase	1.	1.	0.;
15	16	0.7463/ZZbase	0.5450/ZZbase	1.	1.	0.;
16	17	1.2890/ZZbase	1.7210/ZZbase	1.	1.	0.;
17	18	0.7320/ZZbase	0.5740/ZZbase	1.	1.	0.;
2	19	0.1640/ZZbase	0.1565/ZZbase	1.	1.	0.;
19	20	1.5042/ZZbase	1.3554/ZZbase	1.	1.	0.;
20	21	0.4095/ZZbase	0.4784/ZZbase	1.	1.	0.;
21	22	0.7089/ZZbase	0.9373/ZZbase	1.	1.	0.;
3	23	0.4512/ZZbase	0.3083/ZZbase	1.	1.	0.;
23	24	0.8980/ZZbase	0.7091/ZZbase	1.	1.	0.;
24	25	0.8960/ZZbase	0.7011/ZZbase	1.	1.	0.;
6	26	0.2030/ZZbase	0.1034/ZZbase	1.	1.	0.;
26	27	0.2842/ZZbase	0.1447/ZZbase	1.	1.	0.;
27	28	1.0590/ZZbase	0.9337/ZZbase	1.	1.	0.;
28	29	0.8042/ZZbase	0.7006/ZZbase	1.	1.	0.;
29	30	0.5075/ZZbase	0.2585/ZZbase	1.	1.	0.;
30	31	0.9744/ZZbase	0.9630/ZZbase	1.	1.	0.;
31	32	0.3105/ZZbase	0.3619/ZZbase	1.	1.	0.;
32	33	0.3410/ZZbase	0.5302/ZZbase	1.	1.	0.];

Anexo A – Relações de Carga do Sistema de 33 Barras

A relação entre as curvas de carga para consumidores residenciais e comerciais de baixa, média e alta renda foi retirada de [22] e estão representadas nas figuras abaixo.

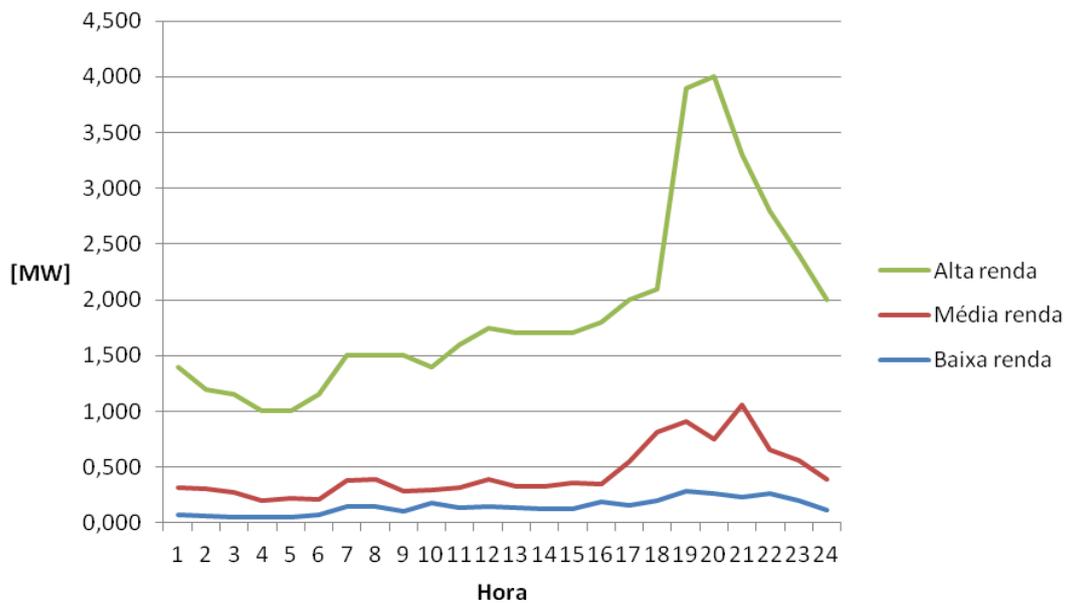


Figura 58: Curvas comparativas dos patamares de carga residencial em dia útil.

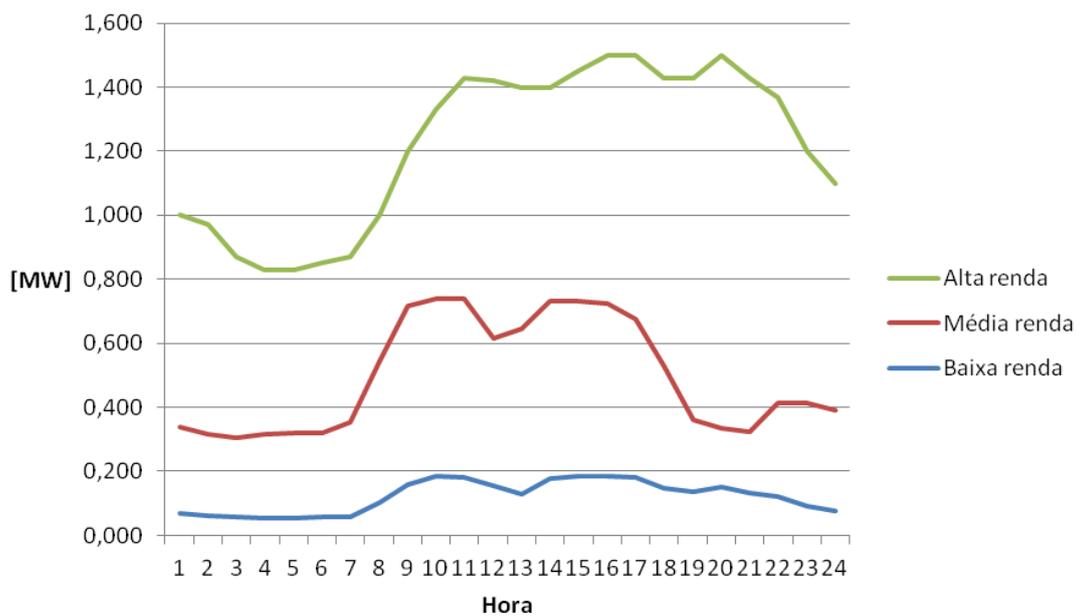


Figura 59: Curvas comparativas dos patamares de carga comercial em dia útil.

Anexo B – Lógica Fuzzy

B.2 Lógica Fuzzy

B.2.1 Introdução Teórica

A lógica Fuzzy, ou lógica nebulosa, surgiu em 1965, sendo desenvolvida por Lofti Zadeh, professor de engenharia elétrica e ciências de computação. Tal ferramenta tem como objetivo imitar a capacidade de raciocínio do ser humano, tomando decisões racionais em ambientes de grandes incertezas, e é baseada na capacidade do ser humano de raciocinar com informações incompletas ou ambíguas. Tal lógica é capaz de incorporar tanto o conhecimento objetivo (a partir de dados numéricos) quanto o conhecimento subjetivo (a partir de informações linguísticas).

Além disso, a utilização da lógica Fuzzy envolve regras linguísticas ao invés de equações ou inequações, o que torna fáceis as modificações a serem realizadas quando necessário. Apesar de essa lógica ter sido criticada quando de seu surgimento, hoje em dia ela é bem aceita [23]; é bastante utilizada em sistemas de controle e inteligência artificial.

A Teoria dos Conjuntos Fuzzy define que uma determinada variável não pertence unicamente ou não a um determinado conjunto, mas pertence a este conjunto com um determinado grau de pertinência que varia de 0 a 1, não impondo limites bruscos. A função que informa o grau de pertinência de um elemento em relação a um conjunto é chamada de função de pertinência ($\mu(x)$), que pode assumir diversas formas: triangular, trapezoidal, gaussiana, entre outras (Figura 60).

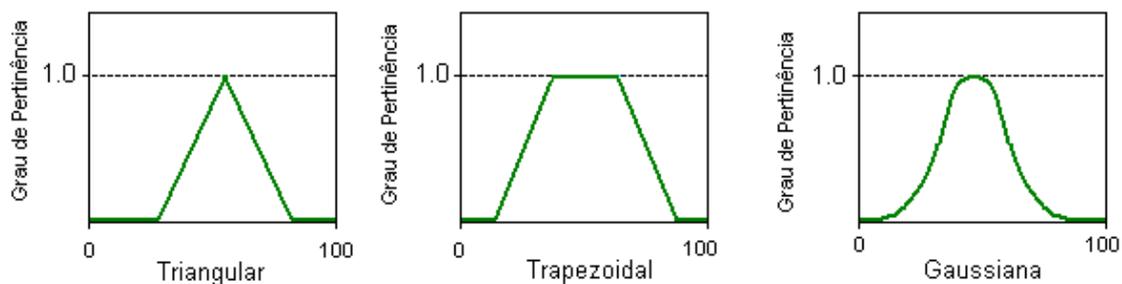


Figura 60: Algumas funções de pertinência

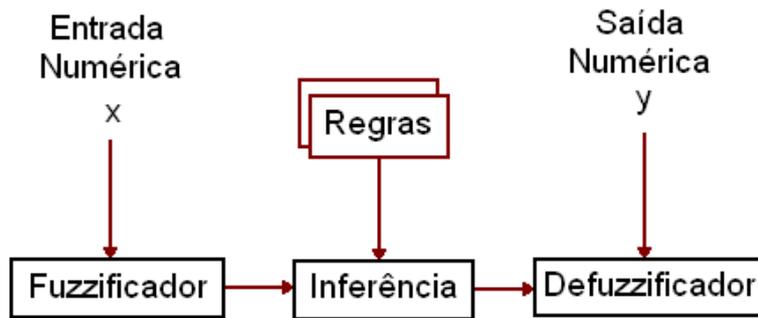


Figura 61: Esquema de funcionamento da lógica Fuzzy.

Variáveis Linguísticas são definidas por Zadeh como “variáveis as quais os valores são palavras ou sentenças em linguagem natural ou artificial” [23], assumindo valores linguísticos como baixo, médio ou alto, por exemplo, em se tratando da altura de uma pessoa. Os valores linguísticos ou termos das variáveis linguísticas são definidos por conjuntos fuzzy.

As variáveis linguísticas são bastante utilizadas na chamada Lógica Fuzzy, a qual consiste em uma extensão da Lógica Clássica, baseada na utilização de conjuntos fuzzy.

A Figura 61 apresenta o modo de funcionamento de um Sistema de Inferência Fuzzy (SIF), o qual constitui uma das formas mais eficientes de se implementar um sistema de tomada de decisões baseado em Lógica Fuzzy, e a Tabela 12, as definições dos elementos que compõem um SIF.

Tabela 12: Definição das estruturas indicadas na Figura 61.

Componente	Definição
x	Entradas precisas (numéricas)
Fuzzificador	Definição das variáveis linguísticas, bem como das funções de pertinência ao avaliar o grau de pertinência da entrada numérica fornecida
Regras	Obtidas através da experiência de especialistas e extraídas de dados numéricos; são geralmente codificadas na forma de expressões lógicas do tipo “Se x é A , então y é B ”, onde x e y são variáveis linguísticas e A e B são valores assumidos por essas variáveis
Inferência	Determinação de como as regras são ativadas e combinadas
Defuzzificador	Conversão das variáveis fuzzy em valores numéricos
y	Saídas precisas (numéricas)

Em relação à defuzzificação, existem diversos métodos que podem ser utilizados, dentre eles máximo, média dos máximos, centroide (ou centro de gravidade), altura, altura modificada. O modelo utilizado pelo MATLAB é o do centroide, e será aquele a ser praticado neste trabalho. Segundo tal método, a saída y corresponde ao centro de gravidade do conjunto Fuzzy de saída, este sendo construído a partir das regras linguísticas.

A lógica Fuzzy utiliza alguns operadores, tais como:

Tabela 13: Principais operadores da lógica Fuzzy.

Operador	Resultado
Interseção (<i>AND</i>)	$\mu_{A \cap B}(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x))$
União (<i>OR</i>)	$\mu_{A \cup B}(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x))$
Complementar (<i>NOT</i>)	$\mu_{\sim A}(x) = 1 - \mu_A(x)$

Sendo A e B valores linguísticos que podem ser assumidos por um determinado elemento.

B.2.2 Funções de Pertinência

Todo programa de lógica Fuzzy deve ter suas funções de pertinência bem definidas tendo em vista que serão elas a definir o comportamento da entrada e da saída do programa. Desta forma, tanto melhor definidas tais funções (segundo o formato de suas curvas e a quantidade de valores linguísticos para cada uma delas), mais precisa será a variável de saída fornecida pela lógica Fuzzy.

Referências Bibliográficas

- [1] AZAMI, R.; FARD, A., “Impact of Demand Response Program on System and Nodal Reliability of a Deregulated Power System”, *IEEE*, pp. 1262-1266, 2008.
- [2] M. Golfarelli and S. Rizzi, “What-if Simulation Modeling in Business Intelligence”, *International Journal of Data Warehousing and Mining*, vol. 5, no.. 4, pp. 24-43, Oct-Dec 2009.
- [3] BROOKS, A.; LU, E.; REICHER, D.; SPIRALIS, C.; WEIHL, B., “Demand Dispatch: Using Real-Time Control of Demand to Help Balance Generation and Load”, *IEE power & energy magazine*, pp. 20-29, 2010.
- [4] COPPE. *Impacto de Programas de Resposta da Demanda em Redes de Distribuição e Transmissão de Rede Elétrica*. Relatório, Rio de Janeiro.
- [5] U.S. Department of Energy, “Benefit of Demand Response in Electricity Markets and recommendation for achieving them”, A report to The United State congress, Fevereiro 2006.
- [6] BATTLE, C., RODILLA, P., “Electricity Demand Response Tools: Current Status and Outstanding Issues”, *European Review of Energy Markets*, v. 3, n. 2, Junho 2009.
- [7] SOUZA, Z. F., *A Importância da Reação da Demanda na Formação dos Preços de Curto Prazo em Mercados de Energia Elétrica*. Dissertação de M. Sc., USP, São Paulo, Brasil, 2010.
- [8] AALAMI, H.; YOUSEFI, G. R.; PARSA MOGHADDAM, M., “Demand Response Model Considering EDRP and TOU Programs”, *IEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition*, Chicago, USA, 2008.

- [9] TANG, Y.; SONG, H.; HU, F.; ZOU, Y., “Investigation on TOU Pricing Principles”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Asia and Pacific Dalian, China*, 2005.
- [10] TYAGI, R.; BLACK, J.; PETERSEN, J., “Scheduling Demand Response Events with Constraints on Total Number of Events per Year”, *IEE International Conference on Power and Energy*, pp. 1501-1504, 2010.
- [11] SHAYESTEH, E.; YOUSEFI, A.; DANESHVAR, F.; PARSA MOGHADDAM, M., “An Approach for Improving Spinning Reserve Capacity by Means of Optimal Utilization of DR Program”, *IEE International Conference on Power and Energy*, pp. 153-158, 2008.
- [12] BRAITHWAIT, S., “Behavior Modification”, *IEE power & energy magazine*, pp. 36-45, 2010.
- [13] RAHIMI, F.; IPAKCHI, A.; “Overview of Demand Response under the Smart Grid and Market Paradigms”, *IEEE*, 2010.
- [14] ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F., “Demand Response in Electricity Markets: An Overview”, *IEEE*, 2007.
- [15] UNGAR, E.; FELL, K., “Plug In, Turn On, and Load Up”, *IEE power & energy magazine*, pp. 30-35, 2010.
- [16] **Site de Itaipu**. Disponível em: <www2.itaipu.gov.br/ve/>. Acesso em: Março 2011.
- [17] **Audiência pública da Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/120/documento/sumario_executivo.pdf>. Acessado em: Abril 2011.
- [18] P.E.S. SANTOS, F.J. MACEDO, R.C. LEME, R.L. M. MOTA e L.L. GALVÃO, “Simulação do Impacto da Aplicação das Tarifas Brancas no Equilíbrio Econômico

Financeiro das Distribuidoras de Energia Elétrica”, **Anais do XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI)**, 22 a 26 de Outubro de 2012.

[19] Site da Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acessado em Março 2011.

[20] ANEEL, “A Regulação e as Redes Inteligentes”, SP, Brasil, Abril 2011.

[21] BARAN, M. E., WU, F. F., “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 2, pp. 1401-1407, Abril 1989.

[22] FRANCISQUINI, A. A., *Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição*. Dissertação de M.Sc., Universidade Estadual Paulista, SP, Brasil, 2006.

[23] DA COSTA, A., RODRÍGUEZ, A. G., SIMAS, E. P. L., ARAUJO, R. S., “Lógica Fuzzy: Conceitos e Aplicações”, UNISINOS, RS, Brasil.