

Universidade Federal de Juiz de Fora
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Engenharia Elétrica

Rodrigo Vital Menta

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RESPOSTA DE DEMANDA EM REDES
INTELIGENTES**

Juiz de Fora
2015

Rodrigo Vital Menta

Metodologia para Análise de Resposta de Demanda em Redes Inteligentes

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc.

Juiz de Fora

2015

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Menta, Rodrigo Vital.

Metodologia para Análise de Resposta de Demanda em Redes Inteligentes / Rodrigo Vital Menta. -- 2015.
99 f.

Orientador: Edimar José de Oliveira

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2015.

1. Resposta de Demanda. 2. Tarifa Variável. 3. Otimização Não Linear. I. Oliveira, Edimar José de, orient. II. Título.

Rodrigo Vital Menta

Metodologia para Análise de Resposta de Demanda em Redes Inteligentes

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Aprovada em 28 de setembro de 2015

BANCA EXAMINADORA

Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc. (Orientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Bruno Henriques Dias, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Leonidas Chaves de Resende, D.Sc.
Universidade Federal de São João Del Rei

*Dedico este trabalho à minha
família, eterna fonte de amor,
carinho e motivação.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me conceder o dom da vida e me permitir a realização deste trabalho.

A toda minha família, em especial aos meus pais, José Carlos e Maria das Graças, e ao meu irmão Rômulo, pelo amor incondicional e pelo apoio em toda minha trajetória acadêmica e em todos os momentos da minha vida.

Ao professor da UFJF, Dr. Edimar José de Oliveira, pela excelência na orientação deste trabalho, bem como pela dedicação incessante e ensinamentos repassados, os quais foram essenciais tanto para a realização deste trabalho como para minha formação profissional.

Aos amigos de mestrado, pelo companheirismo, incentivo, discussões técnicas e sugestões durante todo este período.

Aos demais amigos que caminham sempre ao meu lado desde os tempos de infância e que certamente têm participação indireta neste trabalho.

Ao LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência da Faculdade de Engenharia Elétrica), pelo suporte técnico.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho propõe uma metodologia para cálculo da tarifa variável de energia elétrica considerando o ambiente de redes inteligentes (“*Smart Grids*”). Este problema, conhecido como “Resposta de Demanda” (RD) ou “Tarifa Dinâmica” (TD), permite aos consumidores, que até então pagam um preço fixo para energia, participarem ativamente do mercado de energia tendo em vista que a diferença de preço durante as horas do dia induz a redução de consumo nos horários de ponta e aumento em outros horários. A formulação proposta para cálculo da tarifa é baseada em programação não linear onde a rede elétrica é considerada juntamente com os limites operativos. A resposta do programa informa o valor da tarifa durante o dia de tal forma que tanto a empresa distribuidora quanto os consumidores ganham com o novo modelo de tarifa (Modelo Ganha-Ganha/MGG). A metodologia proposta foi testada em sistemas de distribuição conhecidos da literatura. Os resultados mostram que o processo proposto neste trabalho é promissor para aplicação em *Smart Grids*.

Palavras-chave: Resposta de Demanda, Tarifa Variável, Comportamento do Consumidor, Otimização não-linear.

ABSTRACT

This work proposes a methodology for calculating the variable energy tariff considering the environment of Smart Grids. This problem has been known as "Demand Response" (RD) or "Dynamic Rate" (TD) and it allows consumers, which have been paying a fixed price for energy, to participate in the energy market. The price difference during the day can induce lower consumption at peak times as well as high consumption at other times. The proposed approach for the optimal tariff calculation is based on nonlinear programming where the network is considered. The consumers are represented by using a relationship between energy price and consumption. The proposed optimization problem leads to optimal energy price to obtain a Win-Win strategy for both the Distribution company and consumers. The proposed methodology is tested in known distribution systems of literature and the results show that it is promising for application in Smart Grid system.

Keywords: Demand Response, Variable tariff, Consumer behavior, nonlinear optimization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1– Estratégias de modulação da curva de carga.....	22
Figura 2.2 – Classificação dos Programas de Resposta de Demanda	23
Figura 2.3 – Benefícios dos programas de resposta de demanda	28
Figura 2.4 – Comparativos das Tarifas Brancas e Convencional (Tarifa Fixa).	30
Figura 3.1 - Modelo do comportamento do consumidor-horário de pico.	42
Figura 3.2 - Modelo de curva para o comportamento do consumidor fora do pico.	43
Figura 3.3 – Variação da demanda com a tarifa	53
Figura 4.1 - Topologia original do sistema de 33 barras	58
Figura 4.2 - Topologia original do sistema de 119 barras	58
Figura 4.3 – Curva de comportamentos dos consumidores: (a) fora do pico (b) pico.	61
Figura 4.4 – Variação percentual média da demanda do pico - sistema 33 barras.....	62
Figura 4.5 – Desconto médio na fatura dos consumidores por barramento - sistema 33 barras.	64
Figura 4.6 - Variação do Lucro em relação ao desconto na fatura do consumidor - sistema 33 barras.	65
Figura 4.7 – Variação percentual média da demanda do pico - sistema 119 barras.....	67
Figura 4.8 – Desconto médio na fatura dos consumidores por barramento - sistema 119 barras.	69
Figura 4.9 - Variação do Lucro em relação ao desconto na fatura do consumidor - sistema 119 barras.	70
Figura 4.10- Curva de Demanda - Tarifa Convencional.	71
Figura 4.11 - Curva de carga da subestação – sistema 33 barras	73
Figura 4.12 – Perfil de tensão do barramento 17 – sistema 33 barras	74
Figura 4.13 - Curva de demanda para barramento 17 – sistema 33 barras.....	75
Figura 4.14 - Tarifa para barramento 17 – sistema 33 barras.....	75
Figura 4.15 - Curva de carga da subestação – sistema 119 barras	76
Figura 4.16 – Perfil de tensão no barramento 80 – sistema 119 barras.....	77

Figura 4.17 - Curva de demanda para barramento 80 – sistema 119 barras.....	78
Figura 4.18 - Tarifa para barramento 80 – sistema 119 barras.....	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Custo de operação da rede	59
Tabela 4.2 - Parâmetro a da curva de comportamento do consumidor	60
Tabela 4.3 – Tarifas para horários de pico e fora do pico – Sistema 33 barras.....	62
Tabela 4.4 – Valores econômicos da Distribuidora - Sistema 33 barras.....	63
Tabela 4.5 – Valores econômicos dos consumidores – Sistema 33 barras.....	64
Tabela 4.6 – Tarifas para horários de pico e fora do pico – Sistema 119 barras.....	66
Tabela 4.7 – Valores econômicos da Distribuidora - sistema 119 barras	67
Tabela 4.8 - Valores econômicos dos consumidores – Sistema 119 barras	68
Tabela 4.9 – Custo do kWh no mercado	71
Tabela 4.10 - Valores do parâmetro α	71
Tabela 4.11 - Classificação dos barramentos – sistema 33 barras.....	72
Tabela 4.12 - Valores com a operação da rede em (\$) – sistema 33 barras	73
Tabela 4.13 – Classificação dos barramentos – sistema 119 barras.....	76
Tabela 4.14 – Valores com a operação da rede – sistema 119 barras	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEP	Sistemas Elétricos de Potência
RD	Resposta à Demanda
PRD	Programa de Resposta à Demanda
TOU	Time of Use
RTP	Real Time Pricing
OS	Operador do Sistema
CPP	Critical Peak Pricing
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	15
1.2	MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	17
1.3	OBJETIVOS.....	17
1.4	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA	18
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	19
2	REVISÃO DA LITERATURA	20
2.1	INTRODUÇÃO.....	20
2.2	CLASSIFICAÇÃO DOS PROGRAMAS DE RESPOSTA DE DEMANDA (PRD)	23
2.3	CUSTOS E BENEFÍCIOS DOS PROGRAMAS DE RESPOSTA DE DEMANDA	27
2.4	O GERENCIAMENTO DA DEMANDA NO BRASIL	29
2.5	REVISÃO DA LITERATURA.....	32
2.6	CONCLUSÕES.....	37
3	METODOLOGIA PROPOSTA.....	39
3.1	INTRODUÇÃO.....	39
3.2	MODELO DE PRECIFICAÇÃO EM DOIS POSTOS TARIFÁRIOS	40
3.3	MODELO DE PRECIFICAÇÃO EM TEMPO REAL (HORA EM HORA)	52
3.4	CONCLUSÃO.....	56
4	ESTUDO DE CASOS.....	57
4.1	INTRODUÇÃO.....	57
4.2	SIMULAÇÃO PARA DOIS SINAIS TARIFÁRIOS.....	59
4.2.1	Sistema de 33 Barras	61
4.2.2	Sistema de 119 Barras	66
4.3	MODELO DE RESPOSTA DE DEMANDA EM TEMPO REAL.....	70
4.3.1	Sistema de 33 Barras	72
4.3.2	Sistema de 119 Barras	76
4.4	COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS	79
4.5	CONCLUSÃO.....	80

5	CONCLUSÕES	82
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	82
5.2	SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS	83
5.3	CONCLUSÃO FINAL.....	84
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85
	APÊNDICE A	93
A.1	DADOS COMPLEMENTARES DOS SISTEMAS	93

1 Introdução

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O crescimento populacional e econômico estão entre os principais fatores responsáveis pelo aumento da demanda energética mundial. Este crescimento traz a preocupação com aspectos essenciais para a política e planejamento energético, entre estes destacam-se a segurança no suprimento de energia necessária para o desenvolvimento social e econômico de um país e os custos ambientais para atender a esse aumento no consumo de energia. Em um ambiente em que os padrões atuais de produção e consumo de energia são baseados no uso de combustíveis fósseis, a adoção de programas complementares que estimulem o comportamento de consumo de todas as esferas da sociedade tem ganhado cada vez mais espaço na minimização dos impactos causados por crises internacionais que afetam o mercado de combustíveis ou por instabilidades na geração hidroelétrica em épocas de estiagem, bem como na redução dos custos ambientais (GILBRAITH e POWERS, 2013).

Os sistemas elétricos de potência são dimensionados para operar nos horários de ponta. O crescente consumo de energia elétrica tem gerado dificuldades na manutenção do fornecimento em períodos de pico. Entretanto, sistemas elétricos de potência estão passando por profundas mudanças para atender questões ambientais e segurança energética através de redes mais confiáveis. Em consequência, a eficiência energética é um fator considerado na tomada de decisões de políticas no setor de energia, principalmente no cenário com recursos energéticos cada vez mais escassos (JOUNG e KIN, 2013). Com o mercado consumidor crescente, as companhias de energia necessitam de grandes investimentos em plantas elétricas para suportar poucas horas de pico de demanda, e estes custos são repassados aos consumidores através da tarifa de energia elétrica (ALBADI e EL-SAADANY, 2008).

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) estão sendo modernizados para se adaptarem às mudanças pontuais de operação da rede elétrica e às condições impostas pela sociedade. Questões como o meio ambiente, a ineficiência das redes, o crescente preço da energia elétrica, aumento nos custos dos combustíveis, confiabilidade e segurança do sistema, fontes renováveis e geração distribuída são fatores que norteiam o novo perfil da operação do

sistema e consumo. O foco desta inovação incide principalmente sobre a modernização das atuais redes de distribuição e os efeitos que terão sobre a tarifa, demanda e na qualidade da energia (BRADLEY, 2013).

A integração de tecnologias de computação, automação e comunicação nas redes elétricas permitirá o fornecimento de energia de qualidade, sustentabilidade, segurança e confiabilidade. As redes inteligentes (*Smart Grid*) possibilitarão a troca de informações entre consumidores e concessionárias para o melhor gerenciamento dos interesses das partes. Os Programas de Resposta de Demanda têm se apresentado como uma das principais tecnologias que surgem com o desenvolvimento deste modelo de rede (FERREIRA *et. al*, 2013).

Os Programas de Resposta de Demanda (PRD) proporcionam uma mudança no hábito de consumo do usuário final, diante da variação no preço em intervalos de tempo. Desta forma, através de incentivos em certos períodos, busca-se reduzir o consumo de energia. O achatamento da curva de carga tem sido reconhecido pelos operadores como uma forma eficaz de redução do custo de operação (KIRSCHEN *et al*, 2000). Os PRDs permitem à concessionária repassar o preço real da energia elétrica aos usuários, obrigando-os a atuarem no mercado de energia através de incentivos. Quando a oferta de energia é pequena ou o sistema está sobrecarregado, por exemplo, o preço da tarifa é elevado, desestimulando o consumo. Contudo, tarifas mais baixas podem ser utilizadas para aumentar o consumo em períodos convenientes, quando há excedentes no mercado ou o custo de produção é baixo se comparada a outros horários (AGHAEI e ALIZADEH, 2013).

Quando bem estruturados, os PRDs são capazes de evitar, em curto prazo, investimentos para melhoria dos sistemas e aumentar a qualidade dos serviços ao usuário final, assim como melhorar a confiabilidade no fornecimento. Desta forma, os consumidores estariam menos expostos aos cortes de carga e poderiam usufruir de tarifas diferenciadas e redução na conta de energia elétrica proveniente de incentivos oferecidos pela concessionária quando metas forem alcançadas (BORENSTEIN *et al.*, 2002).

A aplicação de tarifas variáveis possui diferentes modalidades que podem depender da volatilidade do preço da energia ao longo do dia. Por exemplo, precificação em tempo real (*Real Time Pricing*) é um modelo que fornece tarifas variáveis a cada hora. O modelo de tarifa por tempo de uso (*Time of Use - ToU*) é um esquema de tarifa que utiliza apenas dois ou

três horários tarifários. Existem ainda outras modalidades aplicáveis somente aos horários de pico ou sujeitos a sazonalidade (FERC, 2008).

O comportamento cíclico do consumo de energia ao longo do dia permite ao operador do sistema o conhecimento do padrão da demanda em certos horários. Assim, a resposta do consumidor é importante na estruturação do modelo de tarifa nas redes inteligentes, uma vez que sensibilidade às variações na tarifa de energia elétrica afeta a otimização das redes de distribuição, expansão e operação do sistema (SANTOS, 2011).

A troca de dados entre consumidor e distribuidora de energia possibilitará entender o perfil de consumo dos usuários e a definir tarifas eficazes que proporcionem custos de operação mais eficientes. Os benefícios são grandes para a distribuidora de energia e para os consumidores quando as partes são incluídas no mercado de energia elétrica através do modelo ganha-ganha (MGG).

1.2 MOTIVAÇÃO DO TRABALHO

Baseado na oportunidade que os Programas de Resposta de Demanda proporcionam na remodelagem da curva de carga do sistema, incentivando o consumo eficiente do usuários da rede, este trabalho visa contribuir com o tema através do desenvolvimento de um programa de otimização capaz de quantificar a tarifa variável de energia em sistemas de distribuição a fim de proporcionar um Modelo Ganha-Ganha (MGG) entre os participantes do mercado, considerando neste cenário o ambiente de redes elétricas inteligentes (“*smart grids*”).

1.3 OBJETIVOS

O presente trabalho propõe uma metodologia para determinar os valores da tarifa de energia elétrica ao longo do dia. Os modelos desenvolvidos permitem definir as tarifas de energia que minimizam os custos dos agentes envolvidos construindo um cenário de oportunidades do tipo ganha-ganha.

A metodologia considera as cargas como elementos ativos respondendo às condições operativas da rede e de mercado. A modelagem deste comportamento é realizada através de equações que buscam aproximar a natureza do consumo. Para melhor representar as características de carga da rede, são considerados diferentes perfis de consumo no modelo de precificação. Estas modelagens foram implementadas no software MatLab[®] R2010a, desenvolvido pela *Mathworks Systems Inc.* O problema de otimização não linear resultante é resolvido utilizando o ferramenta *fmincon* baseada no Método de Pontos Interiores (ZHANG, 1996).

1.4 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA

Durante a realização desta pesquisa, foram obtidos alguns resultados que podem ser destacados:

- A. OLIVEIRA, E. J., MENTA, R.V., ANDRADE, F. J. A., OLIVEIRA, L.W., “Modelo para o Cálculo de Tarifas Dinâmicas em Redes Inteligentes”, *XX Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, 20 a 24 de Setembro de 2014, Belo Horizonte, MG-Brasil.
- B. Participação no CBA-2014 e apresentação do trabalho descrito em [A].
- C. MENTA, R.V., OLIVEIRA, E. J., OLIVEIRA, L.W., OLIVEIRA, M. T. B., MARCATO, A. L. M., “Electricity Tariff Calculation Model for Smart Grids”, *XI Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission (CLAGTEE 2015)*, 08 a 11 de Novembro de 2015, São José dos Campos, SP-Brasil.
- D. MENTA, R.V., OLIVEIRA, E. J., OLIVEIRA, L.W., OLIVEIRA, M. T. B., MARCATO, A. L. M., “Optimal Model for Electricity Tariff Calculation”, Resumo aceito em Julho de 2015 e o trabalho completo submetido em outubro de 2015 para *Power Systems Computation Conference (PSCC'16)*.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo, este trabalho possui quatro capítulos e um apêndice que são descritos a seguir:

O capítulo II é destinado à revisão e descrição dos tipos de programas para o tratamento de incentivos e das tarifas que variam no tempo, assim como as vantagens e benefícios que eles propiciam ao mercado de energia direta ou indiretamente.

No capítulo III é apresentada a metodologia proposta, baseada em técnicas de otimização para solução de problemas não lineares. Neste capítulo, o comportamento do consumidor é modelado como uma carga ativa que varia com a tarifa de energia elétrica, cuja volatilidade provoca reações do consumidor.

Já no capítulo IV são apresentados os principais resultados das simulações obtidos através de sistemas de distribuição teste, amplamente utilizados na literatura.

O capítulo V apresenta as principais conclusões e as sugestões para desenvolvimentos de trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta os dados complementares para os sistemas utilizados nos estudos de casos.

2 Revisão Da Literatura

2.1 INTRODUÇÃO

O termo “Resposta de Demanda” (RD) surgiu durante a crise energética de 1970 como forma de aumentar a eficiência, manter os custos de produção e incluir os consumidores no processo de planejamento (GELLINGS, 1985). O objetivo é estimular o consumo de energia nos horários em que a rede é subutilizada deslocando parte da demanda de pico para estes horários, sem alterar o conforto do usuário. Segundo (SILVA, 2013), qualquer infraestrutura que possui períodos de congestionamentos e subutilização estariam sujeitos à aplicação da resposta da demanda, na qual parte dos objetivos seria tornar a planta mais eficiente deslocando ou diminuindo o consumo em períodos críticos e aumentando a utilização da rede em períodos de baixo consumo.

Com o advento das redes inteligentes, os Programas de Resposta de Demanda (PRD) ganharam mais atenção dos pesquisadores. Devido à evolução dos equipamentos de automação, controle e comunicação, os consumidores e as empresas de energia poderão se comunicar em tempo real emitindo informações nos dois sentidos. Desta forma, os sinais tarifários podem ser emitidos ao usuário final com intuito de transmitir o custo real da operação do sistema elétrico. Os consumidores respondem aos sinais tarifários conforme a projeção para aumento ou redução do consumo ao nível desejado para operação. Portanto, a flexibilização da tarifa de energia busca minimizar os custos de produção, retirando plantas energéticas de alto custo de operação através da redução do pico da demanda (SIANO, 2014).

Em essência, Resposta de Demanda (RD) é a capacidade dos clientes em responder diante de uma ação do operador do sistema sobre mudança no preço da tarifa ou com os pagamentos de incentivos, assim alterando um comportamento de consumo (AGHAEI e ALIZADEH, 2013), (DOE, 2006). A ação da concessionária sobre o mercado objetiva a mudança temporária da curva de carga, como forma de manter a confiabilidade do sistema sobre as diretrizes operativas.

Segundo Gellings (1985) a RD inclui apenas as atividades que envolvem uma intervenção deliberada pelo Operador do Sistema no mercado para alterar a demanda do consumidor, e sob este argumento são definidas seis estratégias de modulação da carga através dos PRD:

1. **Redução do pico:** consiste em reduzir a demanda no pico da curva de carga através do controle direto pela concessionária, firmado por comum acordo entre os clientes e concessionária. As reduções nos custos operacionais e da dependência dos combustíveis são obtidas com a diminuição do pico;
2. **Preenchimento de vales:** tem como objetivo reduzir a diferença entre as potências máxima e mínima de consumo no perfil de carga, na procura de aumentar o fator de carga do consumidor;
3. **Deslocamento da curva de carga:** é utilizado para deslocar a demanda do pico para fora dele. A mudança no hábito dos usuários é tratada nesta técnica pela utilização consciente da energia elétrica no horário de máxima potência;
4. **Conservação estratégica:** resulta na mudança da curva de carga através de programas estimulados pela empresa para redução de carga, por exemplo a substituição de equipamento de grande consumo por outros mais eficientes;
5. **Crescimento estratégico de carga:** destina-se a incentivar o consumo quando há excedente no mercado, preenchendo os vales na curva de carga. As tarifas promocionais são alguns dos incentivos aos consumidores;
6. **Construção de curva de cargas flexíveis:** está relacionada à confiabilidade do sistema. A operadora da rede oferece aos usuários uma série de tarifas e a cada uma delas tem-se uma determinada qualidade no serviço.

A Figura 2.1 ilustra os conceitos anteriores.

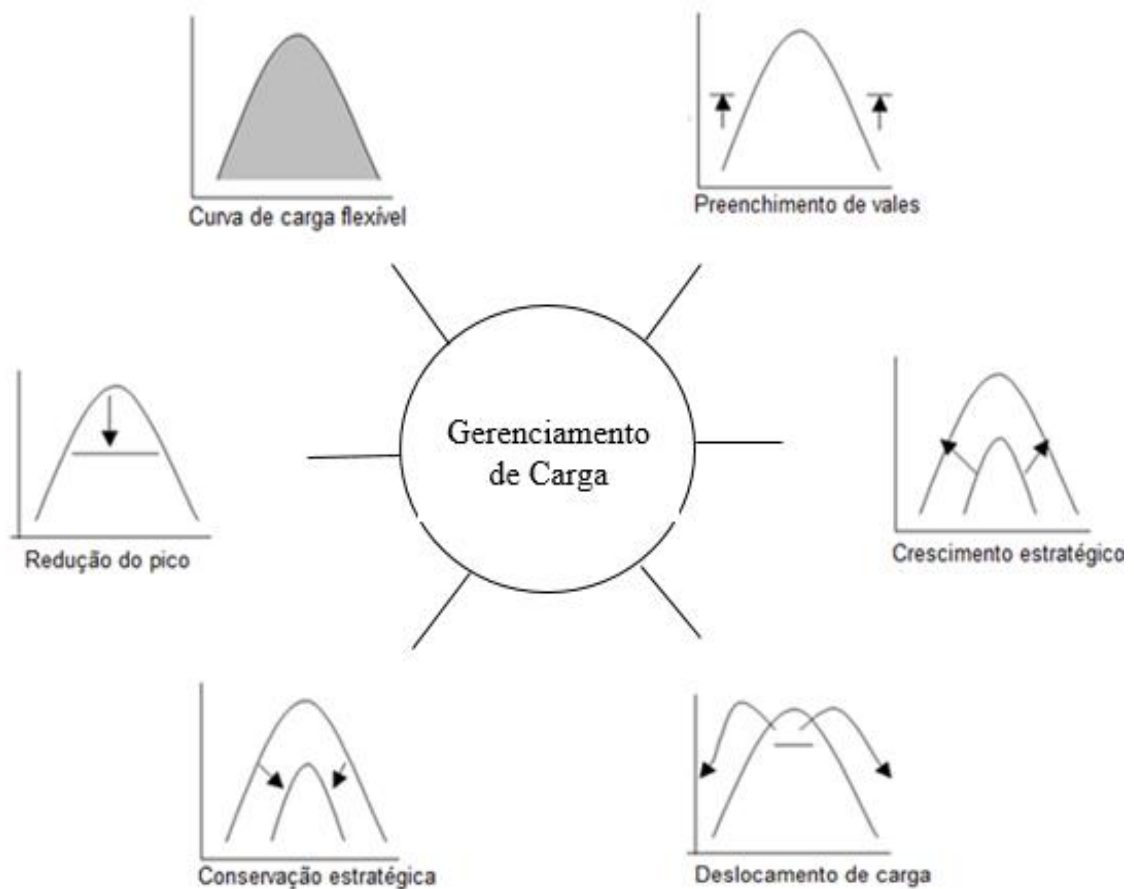


Figura 2.1– Estratégias de modulação da curva de carga
Fonte: Adaptado de GELLINGS (1985)

O acionamento de unidades de geração distribuída individuais é uma das ações que menos interferem no padrão de consumo dos usuários. Estas unidades substituem a energia fornecida pela concessionária nos períodos de sinais tarifários alto, assim pouco influenciando o perfil de consumo individual, mas modificando a característica da curva de carga do sistema visto pela Subestação (AGHAEI e ALIZADEH, 2013).

Segundo Faria e Vale (2011), a administração de carga pelo lado da demanda gera uma série de novos negócios no mercado de energia. O usuário final participa ativamente influenciando na geração de energia elétrica e tarifas cobradas. De consumidores a pequenos fornecedores de energia, os usuários do sistema poderiam comercializar o excedente produzido com os operadores do sistema tendo algum benefício financeiro.

2.2 CLASSIFICAÇÃO DOS PROGRAMAS DE RESPOSTA DE DEMANDA (PRD)

Com novas tecnologias apoiando a operação da rede, a informação sobre o valor da tarifa de energia elétrica torna-se cada vez mais rápida, isto abre caminho para propor novos desafios para o gerenciamento pelo lado da demanda. Encontra-se na literatura uma grande quantidade de PRD divididos em dois grupos: os programas baseados em incentivos e os programas baseados em preço.

A Figura 2.2 ilustra a classificação dos programas de resposta de demanda dentre as principais modalidades.

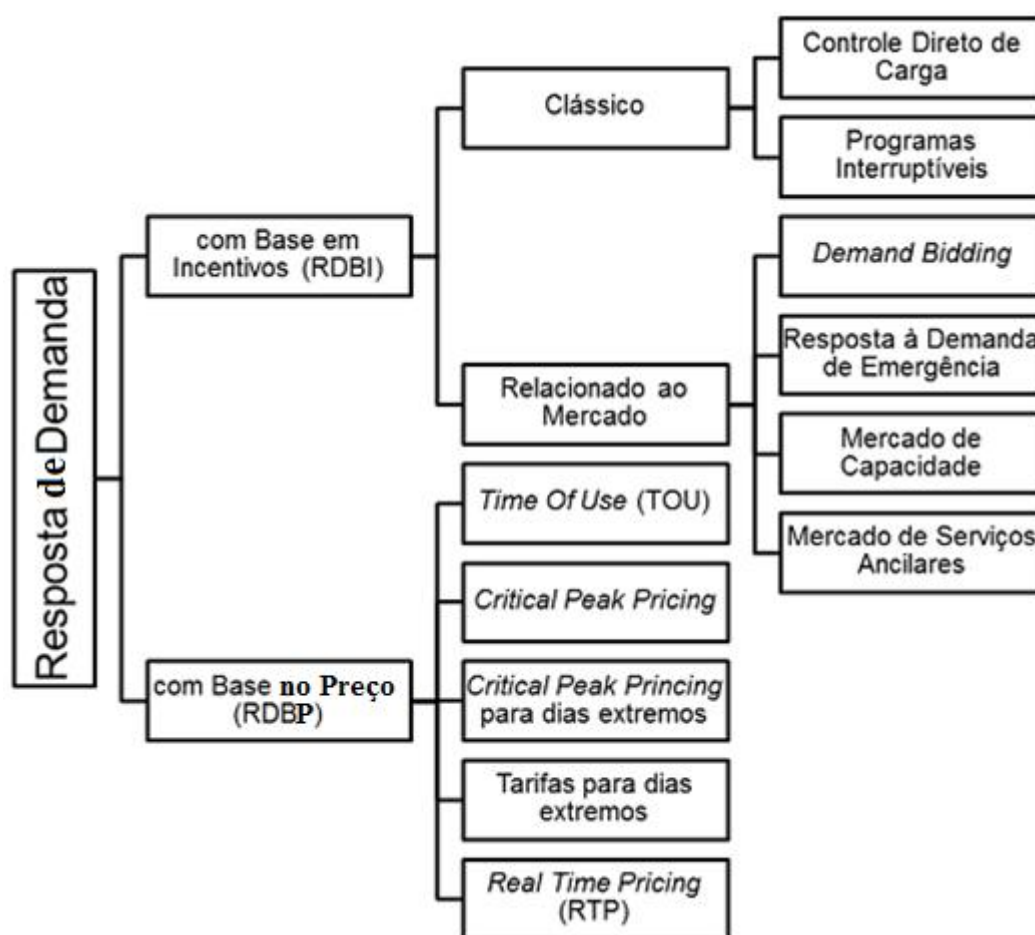


Figura 2.2 – Classificação dos Programas de Resposta de Demanda

Fonte: adaptado de SIEBERT (2013)

A seguir será realizada uma breve descrição de cada programa.

A. PROGRAMAS BASEADOS EM INCENTIVOS

Conforme Sousa (2013), os Programas Baseados em Incentivos (PBI) são construídos conforme a necessidade e característica de cada sistema, portanto podem sofrer variações nas regras conforme o tempo e duração da resposta, o montante e tipo de incentivo ou agrupados conforme objetivo desejado. Geralmente, este tipo de programa conta com a adesão voluntária dos usuários através de contratos bilaterais com o operador da rede, quando os consumidores recebem incentivos financeiros pelo controle de parte da carga. O despacho de carga geralmente ocorre em horários previamente definidos ou quando a estabilidade do sistema está comprometida.

Segundo Albadi e El-Saadany (2008), o PBI é classificado em clássico e relacionado ao mercado de energia. Os programas clássicos são aqueles em que o fornecimento de energia é interrompido para certos tipos de cargas para garantir operabilidade do sistema de energia. Neste caso, a eficiência depende do Operador do Sistema (OS) e dos consumidores participantes. As principais ações do modelo clássico são:

- **Controle Direto de Carga:** é um tipo de programa no qual o OS possui o controle sobre a carga desligando-a ou reduzindo a demanda em períodos de ponta. Este tipo de programa atinge usuários residenciais e pequenos comércios;
- **Programas Interruptivos:** neste tipo de programa, o OS mantém o controle indireto sobre a carga. Os usuários são levados a desligar os aparelhos com pagamento de incentivos para determinada quantidade de carga. Caso não sejam atingidas as metas estipuladas em contratos, os usuários são penalizados.

No modelo baseado no mercado de energia, os pagamentos ou bônus são de acordo com o desempenho do participante em responder positivamente às necessidades ou aos incentivos do mercado ao longo do período, podendo ocorrer diminuição na quantidade de energia ofertada a certos consumidores. Em essência, estes modelos dependem exclusivamente do desempenho do consumidor final. A seguir são descritas as principais características dos principais programas:

- **Demand Bidding (Lance por Demanda):** os usuários participantes de programas recebem uma oferta em dinheiro ou bônus pela redução da demanda naquele momento. Se

o lance pela demanda for aceito, deve-se imediatamente diminuir o consumo aos limites estabelecidos; caso contrário, o usuário fica sujeito às penalidades/sanções contratuais. A recompra de energia prioriza o fornecimento de grandes consumidores;

- **Resposta de Demanda de Emergência:** este programa é baseado na combinação do controle de carga direto e indireto pelo OS no período de baixa oferta energética ou quando a estabilidade do sistema está comprometida. Em geral, este programa busca aliviar a rede em momentos de sobrecarga. Os participantes recebem incentivos ou bônus que são descontados em suas contas;
- **Mercado de Capacidade:** neste tipo de programa, os consumidores oferecem a redução de carga, evitando ou desligando unidades de geração com alto custo de combustível. Isso acontece também para minimizar a emissão de gases e partículas na atmosfera. Os consumidores participantes contribuem no equilíbrio da operação do sistema, garantindo a confiabilidade da rede. Os cortes de carga são estipulados contratualmente e os participantes são avisados antecipadamente;
- **Mercados de Serviços Ancilares:** é um tipo de programa de RD no qual a redução de carga auxilia a regulação do sistema ou na provisão reserva para apoiar o funcionamento da rede elétrica. Os consumidores participantes são informados pelo operador da rede para reduzirem o consumo; em troca os consumidores recebem incentivos financeiros conforme os valores praticados no mercado Spot.

Os PBI são programas de reposta de demanda que não influenciam diretamente no valor da tarifa de energia. O principal alvo destes programas é manter o custo de operação da rede em níveis aceitáveis e preservar a continuidade no fornecimento de energia aos consumidores.

B. PROGRAMAS BASEADOS NO PREÇO

Os Programas Baseados no Preço (PBP) utilizam os efeitos da volatilidade na tarifa de energia elétrica para obter o efeito desejado sobre a curva de carga e melhorar a confiabilidade do sistema. Os programas podem ter ação ao longo do tempo ou somente atuar em períodos de interesse, quando a tarifa fixa dá lugar à tarifa variável no tempo. Os valores

praticados pelo mercado de energia levam em consideração uma série de parâmetros e objetivos, que garantam a estabilidade da rede e o melhor custo de operação. Isto melhora a continuidade no fornecimento de energia, a margem de operação das variáveis de estado e controle.

Diferentemente dos PBI, os usuários finais não possuem incentivos ou bônus na conta de energia elétrica; o que lhes permite ter vantagem são as respostas significativas diante da flexibilização tarifária. As contas de energia podem ser mais baratas se ocorrem redução no consumo em períodos de tarifas elevada. No aspecto geral, estes programas buscam o deslocamento da curva de demanda, o que não altera o padrão de consumo do usuário final (YANG *et al.*, 2013).

Os diferentes programas de resposta de demanda baseados no preço são descritos de forma sucinta a seguir.

- **Programas Baseados no Preço de Pico Crítico:** A Precificação de Pico Crítico (CPP, sigla em inglês) é a evolução natural de encargos na tarifa de energia quando os sistemas de medição inteligentes estão disponíveis. Neste tipo de programa, os consumidores reduzem a demanda no pico crítico da rede devido às tarifas elevadas neste horários. A CPP ocorre somente nas horas em que o sistema é mais requisitado, por contingências ou pelo custo elevado da operação. Tipicamente esta modalidade ocorre em tempo, duração e dias variados conforme os picos críticos de carga, podendo ou não ser informados antecipadamente aos consumidores (FERC, 2008);
- **Precificação para Dias Extremos:** Os programas de Precificação em Dia Extremo (EDP, sigla em inglês) são semelhantes ao CPP por terem taxas bastante elevadas, mas diferem com relação ao tempo de ocorrência. A EDP ocorre por um período de 24 horas, em poucos dias do ano quando os valores praticados pelo mercado de energia estão mais altos em relação aos valores repassados aos consumidores ou mesmo para alguma manobra da rede (ALBADI e EL-SAADANY, 2007). Os avisos sobre dia extremo ocorrem, geralmente, no dia anterior;
- **Precificação de Pico Crítico em Dias Extremos:** A Precificação de Pico Crítico em Dias Extremos (ED-CPP, sigla em inglês) é um *mix* entre as precificações de dia extremo e pico crítico. Além das tarifas do dia extremo, é sobreposta uma tarifa nas horas de

ocorrência do pico crítico (FARIA e VALE, 2011), (ALBADI e EL-SAADANY, 2007). Nos demais dias, a tarifa fixa é cobrada dos consumidores da rede;

- **Tarifas por Tempo de Uso:** As Tarifas por Tempo de Uso (ToU, sigla em inglês) representam uma modalidade de tarifa muito comum no mundo, sendo amplamente aplicada às unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais. O valor da tarifa de energia é diferenciada em blocos que correspondem ao nível de carga que ocorre durante o dia. Por exemplo, nos horários de ocorrência do pico de carga, a tarifa cobrada é mais cara que em outros horários, estimulando o deslocamento de parte da demanda destas horas para os horários fora do pico. Os reajustes nos valores cobrados são previamente definidos duas ou três vezes ao ano, conforme o período seco e úmido, ou a predominância de um tipo de geração na matriz elétrica (BORENSTEIN et al., 2002);
- **Precificação em Tempo Real:** Os programas de Reposta de Demanda que utilizam Precificação em tempo Real (RTP, sigla em inglês) fornecem o preço da tarifa em intervalos curtos de tempo, podendo ser em tempo real (hora a hora) ou para o dia seguinte, retornando resultados significativos quando a resposta de demanda é pequena em outros modelos (FERC, 2008), (SPEES e LAVE, 2007). Neste programa, os usuários da rede estão sujeitos a regras contratuais, que lhe permitem comprar energia segundo a volatilidade do preço do mercado naquele momento, tornando-os clientes mais ativos aos programas. As flutuações do preço da eletricidade tornam esta modalidade mais adequada para mercados competitivos como uma ferramenta mais eficiente para resposta da demanda (ALBADI e EL-SAADANY, 2007). Os programas de RTP são mais efetivos que os outros já citados na literatura, pois transmite aos consumidores os efeitos do mercado de energia e a operação em tempo real do sistema. Assim as taxas de eletricidade são mais voláteis que em outras modalidades de precificação.

2.3 CUSTOS E BENEFÍCIOS DOS PROGRAMAS DE RESPOSTA DE DEMANDA

Os benefícios da implantação dos PRDs abrangem todos os segmentos da sociedade atuando sobre a esfera dos consumidores e mercados energéticos, além de impactar diretamente nas questões ambientais. A figura 2.3 mostra esquematicamente os principais agentes envolvidos e os benefícios perceptíveis a cada um.

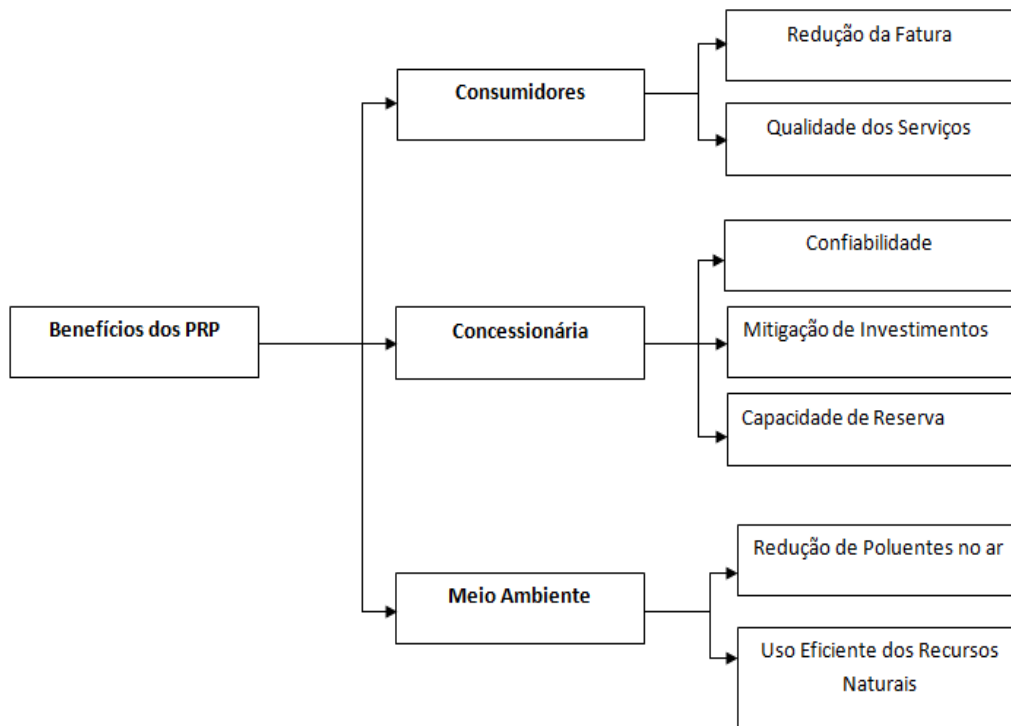


Figura 2.3 – Benefícios dos programas de resposta de demanda

Os consumidores podem reduzir o valor da conta de energia elétrica ao final do mês com os incentivos por metas alcançadas ou com a redução de consumo em períodos críticos onde o preço praticado pela energia é mais elevado.

A concessionária pode reduzir, no curto prazo, o funcionamento de unidades de geração mais caras, que geralmente atendem os consumidores nos horários de pico, como as termelétricas. No longo prazo, podem mitigar os investimentos na construção de novas usinas (BRADLEY, 2013).

Os programas de resposta de demanda bem estruturados influenciam de forma direta na redução da emissão de gases poluentes na atmosfera. Evitar os acionamentos de turbina térmica nos horários de pico reduz a emissão de gases poluentes no meio ambiente (GILBRAITH e POWERS, 2013). Entretanto a implantação dos programas requer gastos operacionais, os quais envolvem consumidores e empresas de distribuição de energia. Os consumidores devem arcar com despesas para compra e instalação de medidores

inteligentes, e as concessionárias arcarão com uma estrutura de comunicação bidirecional (AGAHAEI e ALIZADEH, 2013; ALBADI e EL-SAADANY, 2011).

2.4 O GERENCIAMENTO DA DEMANDA NO BRASIL

Com o advento das redes inteligentes e as infraestruturas de medição avançada (Advanced Metering Infrastructure - AMI), a participação da demanda terá um papel importante nos sistemas de distribuição. O objetivo é integrar os consumidores no mercado de energia elétrica, especialmente os de pequeno porte, através de sinais de preços eficientes para alterar o comportamento do consumo de eletricidade.

A seguir serão apresentadas as principais tecnologias utilizadas na RD no Brasil para estes consumidores: a Tarifa Branca e Bandeiras Tarifária. O caso do racionamento de 2001 será apresentado resumidamente como um programa de RD já implantado no Brasil.

A- TARIFA BRANCA

Aprovada pela ANEEL em 2011, a estrutura tarifária variável para sistemas de distribuição tem como objetivo enviar sinais econômicos que variam no tempo aos consumidores do Grupo B. Esta modalidade de precificação foi escolhida por ser de fácil implantação, permitindo a gestão pelo consumidor de suas cargas e otimizar o uso da rede de distribuição (FERREIRA *et al.*, 2013a; BUENO *et al.*, 2013).

A Tarifa Branca é um modelo de precificação por ToU composta por três postos tarifários definidos em: ponta, intermediários e fora da ponta. Segundo ANEEL (2010), o posto tarifário ponta é composto por três horas consecutivas no período de maior demanda da curva de carga definida pela distribuidora na área de concessão. O posto intermediário acompanha os horários pico com uma hora imediatamente anterior e outra posterior. O posto tarifário fora da ponta é o conjunto de horas não coincidentes com os postos intermediários e a ponta do sistema. A tarifa diferenciada somente ocorrerá de segunda a sexta-feira, sendo que nos domingos e feriados a tarifa cobrada será mais barata decorrente da menor demanda. A Figura 2.4 mostra a tarifa convencional em relação à tarifa branca.

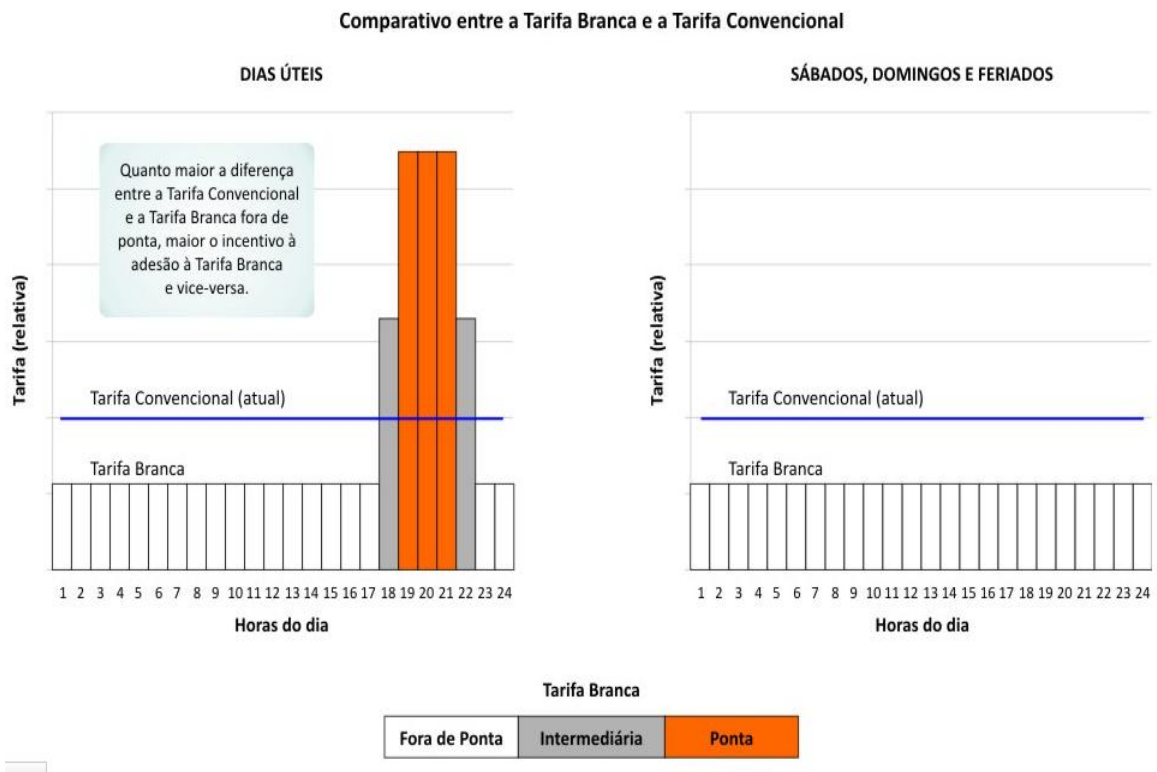


Figura 2.4 – Compativos das Tarifas Brancas e Convencional (Tarifa Fixa)
 Fonte: ANEEL (2015)

Com a aprovação da resolução normativa 502, que regula os sistemas de medição residencial a base de medidores eletrônicos, os usuários ficam sujeitos ao sistema tarifário diferenciado (ANEEL, 2012a). Os consumidores terão acesso direto sobre informações do consumo de energia através dos mostradores dos medidores digitais.

B- BANDEIRAS TARIFÁRIAS

A resolução normativa 547 estabelece procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias (ANEEL, 2012b). As bandeiras tarifárias são caracterizadas pelas cores verde, amarela e vermelha através das quais os consumidores são informados na fatura da conta de energia sobre o custo de geração do mês, tarifas e o consumo em cada bandeira:

1. **Bandeira Verde:** não implicará em cobrança adicional. A tarifa de energia não sofreria qualquer alteração, pois o sistema opera com unidades geradoras menos onerosas;
2. **Bandeira Amarela:** o sistema apresenta condições menos favoráveis à geração, portanto, será cobrado um custo adicional para cada 100 kWh consumidos;
3. **Bandeira Vermelha:** o sistema apresenta condições mais onerosas de operação devido ao custo de plantas pouco eficientes ou que utilizam combustíveis para produção de eletricidade. Logo, nos períodos de bandeira vermelha, a tarifa de energia sofreria um acréscimo acima dos cobrados pela bandeira amarela para cada 100 kWh consumidos.

As cores das bandeira vão depender dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas e do preço do combustível utilizado nas térmicas.

C- RACIONAMENTO DE 2001

O Brasil já teve um programa de resposta de demanda implantado de forma obrigatória. Nos anos de 2001 e 2002 o Brasil, vivenciou um dos momentos mais críticos em sua matriz energética. O parque gerador de eletricidade brasileiro não acompanhou o crescimento da demanda potencializada pelo baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas e por históricos de chuvas abaixo do esperado dos anos anteriores, resultando em déficit energético. Com a balança energética desfavorável, o racionamento tornou-se o caminho para o equilíbrio entre oferta e consumo (BARDELIN, 2004).

Em maio de 2001 foi aprovada a medida provisória N.º 2.148-1 que criava e instalava a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica com o objetivo de implementar medidas emergenciais para compatibilizar a demanda e a oferta de energia, como forma de evitar interrupções imprevistas no fornecimento de energia elétrica. Pode-se destacar algumas medidas adotadas (ANEEL, 2001):

- Racionamento para consumidores residenciais, comerciais e industriais de baixa tensão, com valor de 80% da média de consumo dos meses equivalentes do ano anterior para as regiões Sul, Sudeste e Nordeste, com exceção do estado do Mato Grosso do Sul cuja meta seria a redução de 10% da média. Outros estados foram incluídos durante o período de racionamento;
- Consumidores com consumo mensal inferior a 100 kWh estavam excluídos do racionamento;
- Os consumidores de alta tensão tiveram as metas fixadas entre 25% a 15% de redução do consumo médio, havendo variação conforme o ramo de atividades;
- Aplicação de bônus e penalidade aos consumidores em conformidade com as metas alcançadas;
- Redução na tensão dos alimentadores primários nas subestações que apresentavam viabilidade.

O racionamento obteve relativo sucesso na implantação, pois houve a desejada redução no consumo, sem a necessidade de cortes voluntários de carga para manter a estabilidade do sistema. A redução de carga ficou em torno de 23,1% no segundo semestre de 2001 em comparação ao mesmo período do ano anterior (BARDELIN, 2004).

2.5 REVISÃO DA LITERATURA

A Resposta de Demanda em redes inteligentes permite que sejam empregados vários critérios de otimização para a modulação da curva de carga. Diversos trabalhos tem sido desenvolvidos dentre os variados tipos de Programas de Resposta de Demanda nos quais a precificação variável ganha ênfase em relação aos modelos baseados em incentivos.

A referência (KIRSCHEN *et al.*, 2000) analisa o efeito que a estrutura do mercado tem sobre a elasticidade¹ da demanda por eletricidade, quando os comportamentos dos consumidores são considerados no planejamento da operação e na definição do preço da eletricidade. Da mesma forma (YU, N. e YU, J., 2006; AALAMI *et al.*, 2008; VENKATESAN *et al.*, 2011a; VENKATESAN *et al.*, 2011b), todos modelam os comportamentos de consumo pela elasticidade. Yu, N. e Yu, J. (2006) propõem uma metodologia que busca deixar a curva de carga do sistema mais plana, reduzindo o pico e preenchendo os vales. O problema de otimização ocorre em duas partes: (i) resolver um problema de otimização não linear para definir o deslocamento e/ou redução de carga em relação ao vale e ao pico; (ii) com valores otimizados da primeira parte, o preço da tarifa é calculado através de técnicas de fuzzificação do preço. A variação de demanda é utilizada para definir a função de pertinência trapezoidal, para obter o preço ótimo. Aalami *et al.* (2008) combinam a precificação por tempo de uso (ToU) com controle direto de carga. Com os dois PRD's, o pico de demanda é reduzido significativamente, logo, a combinação dos programas é economicamente benéfica para os envolvidos no mercado de energia.

Venkatesan *et al.* (2011a) desenvolvem um modelo de otimização para um mercado de energia operar em micro redes onde são oferecidos programas de resposta de demanda a consumidores residenciais. O trabalho abre caminho para os consumidores entrarem no mercado de energia oferecendo parte da demanda, assim os consumidores participam do mercado de energia como qualquer outro fornecedor, mas oferecendo sua demanda. Venkatesan *et al.* (2011b) apresentam um modelo de resposta de demanda em tempo real em uma rede de distribuição de 123 barras com objetivo de melhorar o perfil de tensão através de sinal de preços da energia repassados ao consumidor. Os sinais de preço são estipulados para o dia seguinte de operação da rede, logo os consumidores recebem as informações sobre metas no dia anterior.

Ferreira *et al.* (2013b) apresentam um modelo para definir a tarifa por tempo de uso, considerando incertezas relativas à elasticidade. O objetivo do trabalho é maximizar o bem-estar com o consumo de energia, sendo que a tarifa é composta por três partes: (i) custo fixo,

¹A elasticidade da demanda está relacionada com a sensibilidade entre o consumo de energia elétrica e a variação do preço.

(ii) custo variável relativo ao consumo e (iii) custo variável correspondente à capacidade do sistema.

Wu *et al.* (2004) propõem um algoritmo multiobjetivo utilizando um modelo de precificação no tempo. O modelo destina-se à maximização do lucro com o fornecimento da energia, minimização dos custos com o consumo e manutenção do consumo de energia. As tarifas são definidas conforme o custo marginal de geração a cada nível de carga. A conservação da energia é um dos critérios que os autores adotam para garantirem o bem-estar social dos usuários da rede.

Em Tang *et al.* (2005), é desenvolvido um método de precificação por ToU no qual os atrasos na resposta da demanda são considerados em relação aos sinais tarifários. Os autores propõe a divisão da curva de carga em níveis objetivando diminuir o atraso na reação dos consumidores, evitando prejuízos aos envolvidos. Os consumidores, diante de determinado atraso, podem deixar de transferir parte da carga para regiões de baixo consumo, conseqüentemente, os benefícios pelo lado do produtor de energia seriam reduzidos.

O trabalho de Jadid e Amoli (2007) estuda os efeitos da resposta de demanda na operação do sistema, considerando restrições operativas que podem ocorrer pela ineficiência do mercado de energia. O método proposto supõe as cargas como ativas com características elástica e inelásticas para minimizar o custo de operação. Estas características são modeladas por curvas quadráticas de formato similar aos geradores de energia, nas quais os autores atribuem o nome de curvas de oferta do consumidor em sistemas de transmissão (6 barras e 14 barras). Neste cenário a empresa de energia vai determinar o valor a ser oferecido para incentivar e desestimular os clientes da empresa através de sinais econômicos que ocorrem em tempo real aproximando do custo real de operação. Os resultados mostram que a redução das cargas diminui o congestionamento em linhas de transmissão, diminui o custo de geração e aumenta a eficiência do mercado de energia.

Em Friedman (2011), é realizado um levantamento do preço da energia praticada nos EUA nas concessões onde as tarifas são variantes no tempo. O modelo de tarifas por tempo de uso é discutido quanto aos valores praticados, quando comparados aos custos marginais da eletricidade nos horários de pico e fora da ponta. O autor mostra um modelo de precificação em duas partes, no qual a tarifa da eletricidade fica limitada entre o custo marginal nos horário fora e dentro do pico e mais uma parcela fixa referente à taxa de acesso na rede.

O trabalho de Parvania e Fotuhi-Firuzabad (2012) propõe um Programa de Resposta de Demanda que auxilia na integração da fonte eólica ao parque gerador. O problema de programação linear inteira mista define o compromisso das unidades geradoras em garantir o fornecimento em determinados horários, assim como a capacidade de reserva e a redução de carga pelos consumidores. Os consumidores são convidados a participarem do mercado de energia apresentando a redução de carga para o dia seguinte, com quantidade e preço da oferta, além de incluírem o tempo em que estão dispostos a reduzirem o consumo.

Çelebi e Fuller (2012) estudam a precificação por ToU em diversos mercados econômicos: mercado perfeito, mercado competitivo e monopólio. O modelo proposto considera o atraso na reação do consumidor em resposta ao valor da energia. O objetivo é determinar a tarifa nestes mercados, onde os interesses dos envolvidos são incluídos no negócio da energia: (i) minimização dos custos de operação da rede (Operador do Sistema - OS); (ii) maximizar os lucros com a geração de energia (Produtor) e (iii) minimizar a fatura de energia (Consumidores).

Os autores Faria *et al.*(2013) apresentam o aplicativo **DemSi** como ferramenta à gestão do consumo. O aplicativo utiliza modelagem de sistemas reais, incluindo transitórios elétricos provocados perante a mudança no perfil de carga em sistemas de distribuição. O objetivo é minimizar o valor global pago pelos consumidores individuais diante da diminuição da oferta. A solução do problema é obtida utilizando Otimização por Enxame de Partículas (PSO) e comparado com modelo tradicional em programação não linear.

Já em Chen *et al.*(2013), é proposto um algoritmo que auxilia os consumidores a reduzirem o consumo segundo a disposição de eletrodomésticos em uso. Neste contexto, a flexibilidade da carga é utilizada com fator preponderante no auxílio da meta de redução do consumo. Já Vidal e Batista (2014) propõem um Algoritmo Evolucionário (AE) que auxilia o problema de gerenciamento pelo lado da demanda com o deslocamento de parte da demanda do pico para outros horários, considerando a operação para o dia seguinte. As cargas são alocadas inicialmente de acordo com os horários prioritários adaptando-se ao estilo de vida do consumidor.

Holtschneider e Erlich (2013) apresentam um programa de resposta de demanda baseado no tempo de uso a partir de modelagem por redes neurais em um cenário de monopólio natural, ou seja, com uma única empresa responsável pela operação e distribuição

da energia. A estimativa para deslocamento da demanda ocorre segundo a motivação dos consumidores para responder ao novo valor da tarifa. Tais motivações decorrem do ajuste de parâmetros de uma função exponencial utilizada para calcular o valor da tarifa de energia. A técnica define a quantidade de energia elétrica que os consumidores podem utilizar considerando os limites máximos para o aumento e/ou redução no consumo naquele momento.

O trabalho apresentado por Yang *et al.* (2013) investiga um problema de reposta de demanda com a tarifa por tempo de uso considerando o comportamento do consumidor na operação do sistema. O trabalho demonstra que é possível aumentar os benefícios aos envolvidos, maximizando os lucros do distribuidor e os benefícios dos consumidores. O método considera o comportamento do consumidor dentro e fora do pico, respondendo a diferentes preços baseados no interesse próprio de consumo. O comportamento dos consumidores é modelado por uma função custo quadrática chamada de função de transferência de consumo, na qual para todo período considerado a quantidade de energia demandada não altera. Entretanto, o modelo não considera a rede elétrica no problema.

Já Vivekananthan *et al.* (2013) propõem uma metodologia de tarifação dinâmica para clientes residenciais como alternativa para mitigar as sobrecargas do sistema nos horários de pico. A modelagem do custo de consumo utiliza três componentes: o consumo de energia, a sensibilidade da tensão em relação ao consumo de cada consumidor e o custodo preço da geração em tempo real. Neste caso, a rede elétrica não é considerada, ou seja, os autores trabalham com sistema de barra única.

Siebert (2013) apresenta uma técnica de otimização em programas de resposta de demanda com base em tarifas, visando encontrar o conjunto ótimo de clientes, que, simultaneamente, possibilite a obtenção de ganhos para a concessionária. As curvas de cargas são estimadas a partir do conhecimento prévio dos dados de elasticidade e da tarifa aplicada durante o período, como se todos os consumidores fossem participantes do programa.

Ghasenifard *et al.*(2014) propõe uma estrutura de operação do sistema de distribuição utilizando programas de resposta de demanda com tarifas que variam no tempo. O problema formulado considera as principais características físicas e econômicas do sistema com operação de geração própria, capacidade dos transformadores em subestações, energia de reserva, custo de geração e compra no mercado e corte de cargas. O modelo matemático foi

desenvolvido em programação linear inteira mista, cujo objetivo é maximizar o lucro com a operação da rede onde são ofertados modelos de precificação CPP, RTP e ToU.

Em Soares *et al.*(2014), é utilizado um Fluxo de Potência Ótimo para otimizar o custo de operação de rede definindo o custo real da operação a cada um dos barramentos do sistema, incluindo os encargos com geração distribuída (GD) e programa de resposta de demanda (RD). O método utilizado para o custeio da operação em tempo real é o MW-miles (SHIRMOHAMMADI *et. al*, 1989) amplamente utilizado em redes de transmissão, considerando o fluxo de potência ativa e o comprimento da linha.

Cerna e Rider (2014) apresentam um algoritmo para o controle direto da demanda considerando as incertezas nos hábitos de consumo. O modelo proposto é composto por duas etapas. A primeira etapa define as curvas de carga por um algoritmo estimador de demanda que tem como objetivo simular as incertezas nos hábitos de consumo das unidades residenciais. Já na segunda parte, um algoritmo para solução de problemas de otimização binária mista seleciona os horários de operação de cada equipamento elétrico visando minimizar os gastos com fatura de energia. As simulações ocorrem em dois cenários, onde as cargas residenciais são consideradas individuais e coletiva resultando na otimização dos objetivos dos envolvidos.

Em Philoppou *et. al* (2015), é proposta uma ferramenta de otimização de tarifas dinâmicas por tempo de uso, com geração residencial fotovoltaica. Neste trabalho, os autores analisam o perfil de carga de consumidores/produtores de energia de diferentes regiões do Chile, com produção de energia de 3kWp. A relação entre os perfis de demanda e produção de eletricidade constitui a base da confecção das tarifas neste trabalho.

2.6 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou os principais conceitos e terminologia utilizados no gerenciamento pelo lado da demanda em redes inteligentes. As premissas sobre os programas de resposta de demanda e seus objetivos foram tratados destacando-se os efeitos sobre a operação da rede com a modulação da curva de carga. Realizou-se também revisão dos trabalhos relativos ao tema.

Pode-se observar que os programas de resposta de demanda são ferramentas importantes para a utilização eficiente da energia. Contudo uma série de estruturas e normas devem ser desenvolvidas para tornar o mercado susceptível a programas capazes de reproduzir tais efeitos. Foi verificado que a implantação de RD com base no preço pode beneficiar tanto o consumidor quanto a operadora do sistema. As tarifas variáveis no lugar das tarifas fixas resultam em economia nas duas pontas do sistema.

3 Metodologia Proposta

3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo propõe uma metodologia para o cálculo de tarifa variável de energia elétrica dentro do contexto de resposta de demanda. A metodologia proposta é baseada em um modelo de otimização para conduzir os participantes ao desejado processo ganha-ganha. Para tanto, o comportamento do consumidor, frente a variações tarifárias, é modelado através de funções lineares e não lineares as quais são introduzidas como restrições no problema de otimização proposto. O resultado do otimizador é o valor da tarifa capaz de modificar a curva de carga do sistema permitindo à empresa postergar investimentos para atendimento ao pico de carga. Neste contexto, dois modelos de otimização serão avaliados: (i) considerando dois postos tarifários correspondentes ao período de carga leve (não pico) e carga pesada (pico) quando a participação dos consumidores é modelada por curvas não lineares e (ii) considerando uma operação em tempo real, na qual o custo da energia elétrica no mercado varia em intervalos de tempo durante o dia assumindo-se, neste caso, que os consumidores possuem um comportamento aproximado ao linear.

Observados os trabalhos encontrados na literatura, pode-se destacar as seguintes contribuições do modelo proposto nesta dissertação:

- O trabalho considera simultaneamente o cálculo da tarifa variável e do deslocamento da demanda no horário de pico, permitindo a implantação do modelo ganha-ganha para tarifa ToU;
- Os custos de investimentos para análise de tarifa ToU, incluídos no otimizador proposto, também não têm sido considerados na literatura;
- O cálculo da tarifa RTP, na metodologia proposta, é obtido considerando o comportamento dos consumidores em relação à variação do valor da energia de hora em hora, refletindo aí a oportunidade de decisão dos participantes para reduzir custos com energia.

3.2 MODELO DE PRECIFICAÇÃO EM DOIS POSTOS TARIFÁRIOS

A seguir, serão apresentadas as visões dos participantes deste processo de resposta de demanda a fim de permitir a formalização do problema de otimização proposto neste trabalho.

A- VISÃO DO CONSUMIDOR

Com a adoção de tarifa variável (ToU), os consumidores podem programar a utilização dos equipamentos com horas de antecedência. Por exemplo, o consumidor residencial que tem o hábito de utilizar o chuveiro elétrico no horário de pico irá optar por fazê-lo em horários oportunos para redução da fatura de energia. No ambiente de casas inteligentes (*Smart Home*), os eletrodomésticos poderiam executar tarefas previamente programadas sem alteração da rotina dos usuários. Logo, o modelo com variação de preço conduz a faturas menores tornando-se um atrativo para os consumidores participarem do mercado de eletricidade.

O campo da economia comportamental é área de estudo que se compromete a determinar como os consumidores realmente fazem suas escolhas. Uma dessas áreas utiliza os modelos econômicos dos consumidores para maximizar os benefícios através de escolhas racionais de produtos e dos recursos para obtê-los. Entretanto, o mercado está sujeito a comportamentos irracionais dos consumidores o que não tornam os modelos de comportamento 100% eficazes.

A eficiência do programa de resposta de demanda depende diretamente do conhecimento dos hábitos de consumo dos clientes e também da sua resposta frente aos sinais tarifários. Assim, para avaliar o impacto da variação da tarifa na operação da rede, é necessário modelar o comportamento do consumidor frente a estes sinais econômicos (LI *et al*, 2014). Portanto, partindo do ponto inicial no qual a tarifa de energia elétrica seja fixa, a curva de carga é conhecida pois não há estímulos no mercado que altere o comportamento de consumo. Entretanto, quando a tarifa sobe ou diminui, ocorre o deslocamento da demanda neste período, seja diminuindo ou aumentando o consumo por energia elétrica. Os efeitos do preço sobre o deslocamento da demanda alcança um limite de reação dos consumidores quando as tarifas praticadas começam a interferir no bem-estar dos usuários, ou seja, a

variação percentual da tarifa vai tornando-se cada vez maior em relação à variação da demanda.

O modelo de curva proposto para este comportamento pode ser representado pelas equações (1) e (2), respectivamente para pico (p) e fora do pico (np):

$$Dx - \left(\frac{1}{1 + e^{-a(p)(Tar_{cons(p)} - c(p))}} - 0,5 \right) \cdot Kd = 0 \quad (1)$$

$$Dx - \left(\frac{1}{1 + e^{-a(np)(Tar_{cons(np)} - c(np))}} - 0,5 \right) \cdot Kd = 0 \quad (2)$$

onde:

- a : Coeficiente relacionado à sensibilidade da carga às variações do preço;
- c : Representa o valor tarifa fixa (T_f) praticada no modelo convencional (T_f é tarifa adotada para o modelo de precificação fixa);
- Kd : Este parâmetro ajusta a amplitude das curvas ao maior deslocamento da demanda no pico. Esta constante deve ser ajustada de forma a garantir que o deslocamento de carga não interfira no bem-estar dos consumidores;
- $Tar_{cons(np)}$: Tarifa de energia elétrica aplicada ao consumidor nos horários fora do pico;
- $Tar_{cons(p)}$: Tarifa de energia elétrica aplicada ao consumidor nos horários de pico;
- Dx : Deslocamento médio da demanda do pico.

As equações (1) e (2) são sigmóides que representam o comportamento esperado aos sinais econômicos, como descrito anteriormente. Logo existe: (i) um ponto $Dx = 0$ que corresponde à tarifa fixa (Tf), (ii) uma região que modela a variação da demanda aos preços praticados na rede e (iii) uma região onde a reação dos consumidores não é mais efetiva, logo menores variações de demanda são observadas em relação à tarifa de energia. Parte-se do pressuposto de que em (iii) as cargas não podem ser reduzidas ou desligadas por se tratarem de essenciais e uso contínuo. Logo é a constante Kd que limita a redução de demanda nesses horários. Neste trabalho é assumido um valor máximo para Kd que proporcione demandas máximas fora do pico e pico iguais, quando ocorrer Dx máximo.

A Figura 3.1 apresenta a curva característica de consumidores baseada na equação (1). Pode-se observar que quanto maior a tarifa no horário de pico ($Tar_{cons(p)}$) maior será o deslocamento da demanda (Dx) para o horário fora do pico. Outro aspecto observado corresponde ao ponto no qual $Dx = 0$ representando, portanto, o valor da tarifa fixa ($Tf = \text{parâmetro } c$). A curva com o aspecto de uma sigmoide é adequada, pois apresenta uma saturação necessária para identificar as limitações de mudança de consumo de energia por parte dos consumidores.

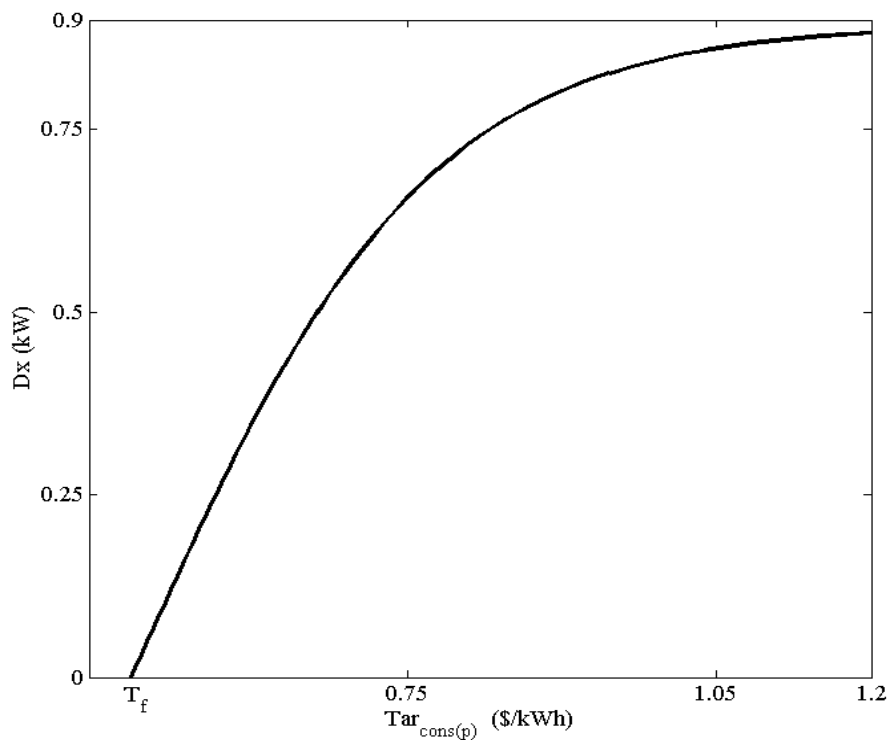


Figura 3.1 - Modelo do comportamento do consumidor-horário de pico

Um comportamento de consumo oposto é esperado pelos usuários do sistema para o horário fora do pico, aumentando o consumo de energia elétrica diante dos sinais tarifários mais baratos ($Tar_{cons(np)}$), como forma de absorver a demanda deslocada do pico, como mostra a Figura 3.2 correspondente à equação (2). Na ausência de variação de tarifa (Tf), o deslocamento da demanda torna-se zero ($Dx = 0$), resultando no modelo atual de tarifa fixa. O parâmetro a relaciona-se com sensibilidade do usuário diante das variações da tarifa. Quanto maior é este parâmetro (em módulo), mais inclinada é a curva, sugerindo que, para uma mesma tarifa, diferentes reações de demanda podem ser esperadas a diferentes tipos de consumidores, conforme o valor de a . Assim, para valores de a pequenos, maior deverão ser os incentivos nas tarifas para que os usuários respondam em direção aos objetivos traçados pelo Distribuidor. Supõem que os valores de a podem variar conforme os níveis de carga estipulados para a rede e as tendências de consumo em cada intervalo de tempo. Neste trabalho são considerados dois níveis de carga, com tendências opostas de consumo.

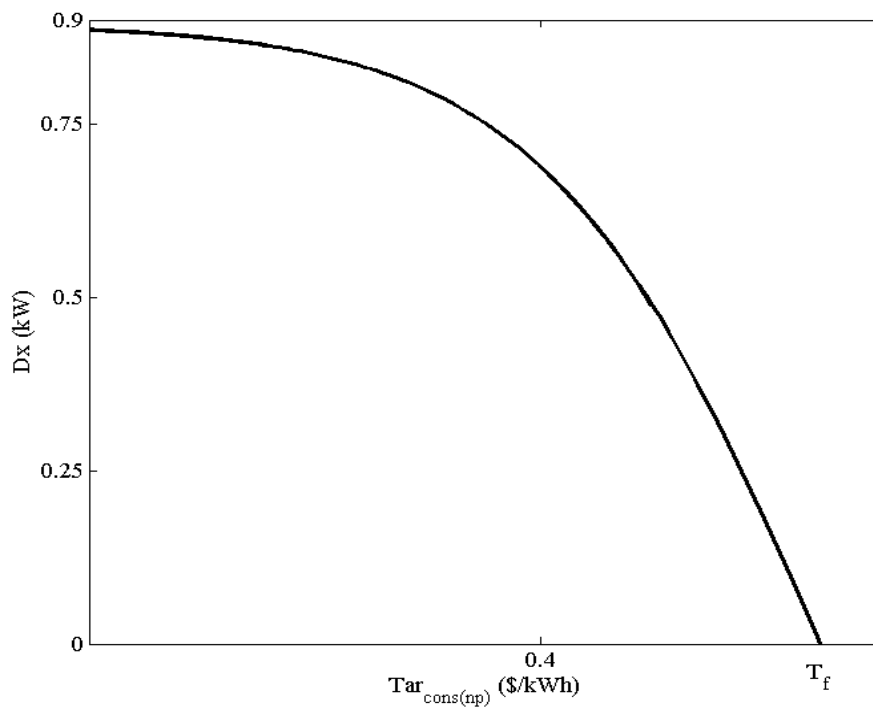


Figura 3.2 - Modelo de curva para o comportamento do consumidor fora do pico

Este modelo de comportamento é assumido para sistema de distribuição onde o Operador da Rede tem informações suficientes para a modelagem destas curvas. Os consumidores modelados por estas curvas são considerados residenciais, podendo ser estendidos a consumidores comerciais como boa aproximação, quando estes utilizam-se do

modelo de precificação fixa e apresentam comportamento conforme as equações (1) e (2). Já consumidores industriais não foram considerados neste trabalho um vez que possuem um modelo de precificação diferenciado e alguns casos por possuírem alimentadores exclusivos para o fornecimento de sua planta industrial.

O problema de otimização proposto visa maximizar os interesses dos envolvidos no mercado de energia. A empresa de energia busca maximizar seus lucros introduzindo os consumidores no mercado. Desta forma, a metodologia utilizada garante pelo menos a manutenção do comportamento de consumo no mercado sem incentivos. Considera-se este comportamento pela equação (3), estabelecendo uma fatura mensal para o consumidor no máximo igual ao valor obtido com o modelo de tarifa fixa.

$$Fatura_{TOU} \leq Fatura_0 \quad (3)$$

As faturas podem ser calculadas pelas equações (4) e (5), para o modelo atual de precificação fixa ($Fatura_0$) e para o modelo proposto ($Fatura_{TOU}$):

$$Fatura_0 = (D_{(p0)}t_{(p)} + D_{(np0)} \cdot t_{(np)}) \cdot Tf \quad (4)$$

$$Fatura_{TOU} = D_{(p)} \cdot t_{(p)} \cdot Tar_{cons(p)} + D_{(np)} \cdot t_{(np)} \cdot Tar_{cons(np)} \quad (5)$$

onde

$D_{(np0)}$ É a demanda média fora do pico do modelo de carga atual;

$D_{(p0)}$ É a demanda média no pico do modelo de carga atual;

$t_{(p)}$ Horas de ocorrência do pico de carga;

$t_{(np)}$ Horas de ocorrência da não pico;

Como a eletricidade é considerada um bem essencial às necessidades humanas, considera-se, neste trabalho, a posição de conservação de energia, assumindo a carga com características inelásticas, assim a quantidade deslocada nos horários de pico é consumida fora do pico, ou seja, a energia total não muda (YANG *et al*, 2013). Portanto, as demandas

médias calculadas em (6) e (7) asseguram que a energia consumida nos dois modelos de precificação sejam iguais:

$$D_{(np)} = D_{(np0)} + Dx \left(\frac{t_{(p)}}{t_{(np)}} \right) \quad (6)$$

$$D_{(p)} = D_{(p0)} - Dx \quad (7)$$

Onde $D_{(np)}$ é a demanda média fora do pico, e $D_{(p)}$ é a demanda média no pico

A vantagem para o consumidor ocorre quando há oportunidade de ganhos com a redução da fatura mensal de energia elétrica. Portanto, o consumidor busca maximizar a redução da fatura de energia correlacionados ao modelo de precificação fixo. Logo, o objetivo do consumidor está em aumentar a diferença entre os dois modelos, obtendo um desconto na conta de energia elétrica, tal como descrito em (8):

$$\text{Maximizar: } [Desconto_{cons}] \quad (8)$$

onde:

$$Desconto_{cons} = Fatura_0 - Fatura_{TOU} \quad (9)$$

Todas as equações anteriores buscam garantir a maximização do lucro do consumidor diante de tarifas variáveis, conduzindo o problema de otimização aos interesses do consumidor. O modelo de comportamento de consumo dos usuários no sistema busca escolher a quantidade de demanda deslocada do pico que lhe proporciona o maior nível de bem-estar. Desta forma, um conjunto de tarifas e demanda deslocada é esperado para garantir um posicionamento adequado dos usuários.

B- A VISÃO DO DISTRIBUIDOR

A possibilidade do achatamento da curva de carga tem sido reconhecida pelos operadores como uma forma eficaz de reduzir o custo operacional do sistema e mitigar

investimentos em sistemas subutilizados de distribuição, além de aumentar a capacidade de reserva do sistema. A partir da análise da curva de carga do sistema, é possível verificar o quanto está sendo eficiente a sinalização de preços no sentido de aliviar e otimizar o sistema de distribuição.

Os preços da energia que a distribuidora paga correspondem à parcela da produção e do transporte, sendo diferenciados de acordo com os níveis de carga. Assim, assume-se que $Tar_{SE(p)}$ seja o custo do kWh que chega na subestação (SE) nos horários de pico e $Tar_{SE(np)}$ o custo da energia fora do horário de pico. A expressão (10) mostra o valor da energia adquirida nos horários fora de pico e no pico:

$$Cen = D_{(p)}Tar_{SE(p)}t_{(p)} + D_{(np)}Tar_{SE(np)}t_{(np)} \quad (10)$$

na qual Cen representa o custo da distribuidora com a compra de energia no mercado para suprir a demanda de toda rede. Já $t_{(p)}$ e $t_{(np)}$ são constantes que definem a quantidade de horas para cada nível de carga durante o mês. As variáveis $D_{(p)}$ e $D_{(np)}$ são as demandas médias no horário de pico e fora do pico, respectivamente.

A SE possui um custo de investimentos mensal ($Cinv$) com a planta elétrica, que varia com a demanda média. Neste artigo, considera-se que esta variação ocorre de forma linear conforme descrito na equação (11):

$$Cinv = D_{(p)}C_{(p)} + D_{(np)}C_{(np)} \quad (11)$$

Onde $C_{(p)}$ e $C_{(np)}$ são os coeficientes dos custos de investimentos estimados para as demandas médias referentes ao mês, que assegurem a manutenção de equipamentos e a expansão da rede, permitindo a continuidade no fornecimento de energia e a conexão de novas cargas.

Outro custo a ser considerado está relacionado com o custo da demanda média ($Cdem$) para fora do pico e pico. A equação (12) representa uma função linear para este custo, onde $C_{d(p)}$ e $C_{d(np)}$ são custos fixo de demanda relacionados com o horário de operação:

$$C_{dem} = D_{(p)}C_{d(p)} + D_{(np)}C_{d(np)} \quad (12)$$

As equações (10) a (12) contabilizam os custos totais que a distribuidora tem com a operação do sistema. Logo, a receita (Re) é obtida pela venda de energia no varejo aos usuários conectados à rede, sendo calculada por (13):

$$Re = D_{(p)}Tar_{cons(p)}t_{(p)} + D_{(np)}Tar_{cons(np)}t_{(np)} \quad (13)$$

na qual $Tar_{cons(p)}$ e $Tar_{cons(np)}$ são as tarifas diferenciadas para pico e fora do pico, aplicada pelo modelo de reposta de demanda por tempo de uso. Logo, a função objetivo corresponde em maximizar o lucro da empresa de energia:

$$Maximizar (Re - C_{inv} - C_{dem} - C_{en}) \quad (14)$$

A função objetivo (14) busca garantir a maximização do lucro do operador da rede diante de tarifas variáveis. Entretanto, a forma como os consumidores tomam suas decisões interferem diretamente no lucro. Assim, a empresa deve se posicionar neste novo mercado de forma racional, com práticas tarifárias que lhe tragam algum benefício sem excluir o consumidor do cenário de oportunidades, pois, para que o modelo de precificação seja eficiente, a resposta pelo lado da demanda deve ser em direção aos objetivos comuns.

C- A FUNÇÃO OBJETIVO

A empresa vai executar o programa e estabelecer os valores das tarifas a serem cobradas do consumidor nos horários de ponta e fora da ponta de tal forma a maximizar o lucro (receita menos custos). No entanto, a empresa deve ao mesmo tempo incentivar os usuários com tarifas mais baratas estrategicamente para conduzi-los em direção aos objetivos comuns. Portanto, a função objetivo (FOB) do problema de otimização inclui os interesses dos envolvidos nesta oportunidade de ganha-ganha. A FOB do modelo é dada, respectivamente:

$$\text{Maximizar: } [K_{SE} \cdot \text{Lucro}_{SE} + K_{cons} \cdot \text{Desconto}_{cons}] \quad (15)$$

Aqui, K_{SE} e K_{cons} são ganhos que ajustam os objetivos da Distribuidora (Subestação) e do consumidor, respectivamente. A ponderação pode ser utilizada para evitar situações em que ocorram somente um beneficiado com as tarifas. Por exemplo, os valores de K_{SE} e K_{cons} ajustam os resultados de forma que os ganhos sejam mais equilibrados entre concessionárias e consumidores.

D- RESTRIÇÕES DE IGUALDADE

Neste modelo, as restrições de balanço de potência ou de carga são formadas por 4 (quatro) equações para cada barra. Cada par de equações de potência ativa e reativa representa o nível de carga no período: não pico (np) e pico (p). Assim, para os dois níveis de carga considerados, tem-se:

$$PG_{k(p)} - D_{k(p)} - \sum_{m \in \Omega_k} Pkm_{(p)} = 0 \quad (16)$$

$$PG_{k(np)} - D_{k(np)} - \sum_{m \in \Omega_k} Pkm_{(np)} = 0 \quad (17)$$

$$QG_{k(p)} - Q_{k(p)} - \sum_{m \in \Omega_k} Qkm_{(p)} = 0 \quad (18)$$

$$QG_{k(np)} - Q_{k(np)} - \sum_{m \in \Omega_k} Qkm_{(np)} = 0 \quad (19)$$

As equações (16) a (19) representam o balanço de potência no barramento k . As variáveis PG_k e QG_k são a potência ativa e reativa gerada no barramento, respectivamente. D_k e Q_k são quantidades demandadas para o consumo de potência ativa e reativa. Já Pkm e Qkm são o fluxo de potência ativa e reativa entre as barras k e m . O desenvolvimento destas equações de fluxo são dadas por Monticelli (1983):

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \text{sen} \theta_{km} \quad (20)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m g_{km} \text{sen} \theta_{km} \quad (21)$$

onde tem-se que:

V_k, V_m : são as magnitudes de tensão nas barras k e m , respectivamente;

θ_{km} : é a diferença angular entre as barras k e m ;

b_{km}, b_{km}^{sh} : são as susceptâncias série e shunt da linha entre as barras k e m , respectivamente;

g_{km} : é a condutância da linha k - m .

As quantidades de variáveis de estados e controle são proporcionais aos níveis de carga considerados no problema de otimização. Como neste trabalho foram utilizados dois níveis de carga (pico e não pico), as variáveis de estado e controle apresentaram multiplicidade por 2, assim para cada barra serão computados valores para pico e não pico, simultaneamente. Também é assumido que o fator de potência de cada barramento permanece constante.

E- RESTRIÇÕES DE DESIGUALDADE

As restrições de desigualdade ou de canalização são incorporadas ao programa para garantir que as variáveis estejam dentro de um intervalo de operação desejado. Logo, estas restrições definem as limitações físicas e operacionais da rede.

$$V^{min} \leq V \leq V^{max} \quad (22)$$

$$PG^{min} \leq PG \leq PG^{max} \quad (23)$$

$$QG^{min} \leq QG \leq QG^{max} \quad (24)$$

$$Tar_{cons(p)}^{min} \leq Tar_{cons(p)} \leq Tar_{cons(p)}^{max} \quad (25)$$

$$Tar_{cons(np)}^{min} \leq Tar_{cons(np)} \leq Tar_{cons(np)}^{max} \quad (26)$$

$$Dx^{min} \leq D \leq Dx^{max} \quad (27)$$

A equação (22) limita a faixa de operação da tensão para o barramento k .

As equações (23) e (24) representam os limites operativos no fornecimento para rede elétrica, nas quais PG^{min} e PG^{max} representam os vetores limites de potência ativa. QG^{min} e QG^{max} são os limites de potência reativa.

As equações (25) e (26) limitam as variações da tarifa de energia elétrica, como forma de regulamentação externa. Já a restrição (27) representa os limites para o deslocamento de demanda, que pode ser utilizado pela SE para fazer uma análise quantitativa do impacto do deslocamento de carga.

Os valores limites de demanda e tarifa são definidos conforme a condição do mercado de energia. A oferta de energia permite que os limites da demanda superior e inferior de tarifa sejam relaxados promovendo o consumo, quando asseguradas as condições mínimas de operação do sistema.

O modelo proposto permite calcular a tarifa e o deslocamento da demanda do pico, considerando o comportamento do consumidor. A técnica considera a maximização dos objetivos dos consumidores (redução da conta de energia) e da distribuidora de energia (maximizar lucros postergando custos). Logo, existe uma quantidade ideal que minimiza os custos totais e promove um lucro maior em relação ao modelo convencional de tarifa fixa.

F- FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Considerando as definições das equações anteriores, o modelo de otimização não linear, proposto neste trabalho, pode ser escrito como:

$$\text{Maximizar: } [K_{SE} \cdot \text{Lucro}_{SE} + K_{cons} \cdot \text{Desconto}_{cons}]$$

Sujeito a

$$Dx_{(k)} - \left(\frac{1}{1 + e^{-a_{(p,k)}(Tar_{cons(p,k)} - c_{(p,k)})}} - 0,5 \right) \cdot Kd_{(k)} = 0$$

$$Dx_{(k)} - \left(\frac{1}{1 + e^{-a_{(np,k)}(Tar_{cons(np,k)} - c_{(np,k)})}} - 0,5 \right) \cdot Kd_{(k)} = 0$$

$$D_{(p,k)} = D_{(p0,k)} - Dx_{(k)}$$

$$D_{(np,k)} = D_{(np0,k)} + Dx_{(k)} \left(\frac{t_{(p)}}{t_{(np)}} \right)$$

$$PG_{(p,k)} - D_{(p,k)} - \sum_{m \in \Omega_k} Pkm_p = 0 \quad (28)$$

$$PG_{(np,k)} - D_{(np,k)} - \sum_{m \in \Omega_k} Pkm_{np} = 0$$

$$QG_{(p,k)} - Q_{(p,k)} - \sum_{m \in \Omega_k} Qkm_p = 0$$

$$QG_{(np,k)} - Q_{(np,k)} - \sum_{m \in \Omega_k} Qkm_{np} = 0$$

$$Fatura_{TOU(k)} \leq Fatura_{0(k)}$$

$$D_{(p,k)} \geq D_{(np,k)}$$

$$Tar_{cons}^{\min} \leq Tar_{cons} \leq Tar_{cons}^{\max}$$

$$Dx^{min} \leq Dx \leq Dx^{max}$$

$$V^{min} \leq V \leq V^{max}$$

$$PG^{min} \leq PG \leq PG^{max}$$

$$QG^{min} \leq QG \leq QG^{max}$$

$$X^{min} \leq X \leq X^{max}$$

A solução do problema (28) é obtida através da aplicação do método de pontos interiores. Os resultados da simulação são os valores das tarifas a serem praticadas nos horários de pico (p) e fora de pico (np) bem como o valor da demanda deslocada aos consumidores do barramento k .

3.3 MODELO DE PRECIFICAÇÃO EM TEMPO REAL (HORA EM HORA)

Esta seção apresenta a proposta de uma metodologia para programas de resposta de demanda em tempo real. O sistema de precificação é semelhante a *ToU*, descrita anteriormente, porém os sinais tarifários ocorrem de hora em hora transmitindo aos clientes os valores praticados pelo mercado de energia elétrica. O modelo proposto é utilizado para determinar a demanda e a tarifa de energia horária resultando em melhores condições operativas da rede elétrica de distribuição.

Para atingir este objetivo, as empresas distribuidoras de energia devem atuar em dois passos: (*a-Calcular*) calcular o preço ótimo da tarifa de energia que induzirá o consumidor ou cliente a alterar o consumo na direção desejada e (*b-Informar*) informar ao cliente o valor da tarifa calculada para que o mesmo tome a decisão de aumentar, reduzir ou manter o consumo.

No ambiente de redes inteligentes, o passo (*b-Informar*) depende de uma infraestrutura de informação e comunicação bidirecional entre a empresa distribuidora e os medidores inteligentes dos consumidores. Já o passo (*a-Calcular*) depende da utilização de programas de otimização para definir o melhor preço da tarifa em cada horário.

A Figura 3.3 mostra a curva de variação da demanda utilizada para representar o comportamento do consumidor em tempo real. O ponto *A* representa o ponto atual de resposta do consumidor ao preço fixo de energia. À medida que este ponto percorre a curva surge um novo par de coordenadas que corresponde a um novo consumo de energia de acordo com a tarifa. A curva do consumidor é estabelecida pelo coeficiente α , que representa a sensibilidade dos usuários da rede aos sinais tarifários emitidos. Consequentemente, quando a tarifa de energia elétrica aumenta, a demanda diminui, o inverso também é observado.

O valor de α depende do perfil sócio econômico do consumidor e está relacionado com fatores de consumo da região onde ele mora. É possível adotar valores específicos de α para cada região da cidade, que divide toda a rede em micro redes. Esta premissa não impede o uso de diferentes formas de classificação que pode até considerar coeficientes individuais. O conhecimento de α pode ser obtido previamente a partir da análise de dados atuais das concessionárias ou através da realização de coleta de dados específicos.

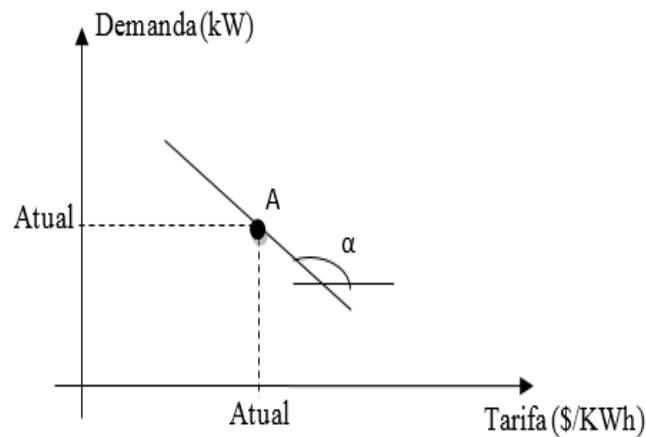


Figura 3.3 – Variação da demanda com a tarifa

A equação (29) representa o comportamento da demanda devido a alterações tarifárias para um coeficiente de inclinação α_i .

$$D_i^t = tg(\alpha_i) \cdot Td_i^t + b_i \quad (29)$$

onde:

Td_i^t : representa a tarifa especificada pela distribuidora para o consumidor i no instante t ($t = 0, 1, 2, \dots, 24h$). Destaca-se que esta variável deve ser determinada no problema;

D_i^t : representa a demanda esperada do consumidor i no instante t em resposta ao valor da tarifa Td_i^t . Destaca-se que este valor é uma variável no problema;

$tg(\alpha_i)$: representa a inclinação da reta previamente conhecida;

b_i : representa um valor conhecido que é determinado usando o ponto de operação atual A .

A equação (29) apresenta duas variáveis que devem ser calculadas pela distribuidora de energia elétrica: a tarifa (T_d) e o valor esperado de demanda do consumidor (D). Quando a distribuidora informa aos consumidores o valor da tarifa (T_d), eles respondem aumentando a demanda para preços mais baratos ou diminuindo-a para preços altos. Em outras palavras, essas duas variáveis desconhecidas devem ser obtidas a fim de maximizar o lucro do distribuidor e atender às restrições operacionais da rede.

Para este objetivo, um programa de otimização não linear é proposto considerando os novos tipos de cargas e os requisitos de operação tradicionais, como os limites de tensão e o fluxo de potência nos equipamentos. O problema de otimização proposto para calcular a Tarifa, a Demanda e os parâmetros convencionais da rede pode ser escrito como se segue:

$$MaxLucro = \sum (Td_i^t \cdot D_i^t) - T_a^t \cdot \sum (losses + D_i^t) \quad (30)$$

sujeito a

$$PG_i^t - D_i^t - \sum_{m \in \Omega_i} P_{mi} = 0 \quad (31)$$

$$QG_i^t - Q_i^t - \sum_{m \in \Omega_i} Q_{mi} = 0 \quad (32)$$

$$D_i^t - [tg(\alpha_i).Td_i^t + b_i] = 0 \quad (33)$$

$$X_i^{min} \leq X_i \leq X_i^{max} \quad (34)$$

$$Td_i^{min} \leq Td_i \leq Td_i^{max} \quad (35)$$

onde:

PG_i^t, QG_i^t : representa, respectivamente, a geração ativa e reativa de fontes de geração distribuída. Inclui-se, neste caso, a potência injetada na rede pela distribuidora;

T_a^t : representa a tarifa que o distribuidor paga no barramento da subestação;

P_{mi}, Q_{mi} : são os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente, entre os nós m e i .

A função objetivo (30) representa o lucro obtido com a venda de energia. O primeiro termo da função objetivo está relacionado com a tarifa que o distribuidor precisa determinar a fim de informar o preço para os consumidores (Td_i^t). O segundo termo representa o valor que o distribuidor paga na entrada da subestação devido à energia adquirida no mercado.

As equações (31) e (32) representam o balanço de potência ativa e reativa no barramento i no instante de tempo t . O comportamento do consumidor, ilustrado pela equação (33), representa sua resposta aos valores de tarifa, como descrito em (29). A equação (34) representa os limites operacionais da rede, tal como limites de tensão, limite de capacidade de transformação, etc. A equação (35) está relacionada com o limite de variação da tarifa em relação ao valor fixo praticado no atual modelo, por exemplo, 30% do valor atual.

Com base nas restrições operacionais da rede de energia elétrica, o distribuidor/operador executa o programa de otimização a fim de determinar o valor da tarifa para cada consumidor Td_i^t e o valor esperado da demanda D_i^t de cada consumidor em resposta ao preço proposto atendendo a todos os requisitos operacionais da rede.

A tarifa calculada é enviada a cada consumidor que decide reduzir ou aumentar a sua carga em resposta ao preço da energia. Por exemplo, se um afundamento de tensão está ocorrendo em um alimentador, o programa de otimização vai aumentar adequadamente a tarifa para os consumidores neste alimentador e esperar que os consumidores reduzam sua demanda, resultando na eliminação do problema.

3.4 CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentados dois modelos de resposta de demanda baseados no preço. Primeiramente foi apresentado um modelo de precificação para dois sinais tarifários, um no pico e outro fora do pico. Os custos totais de operação com o sistema como demanda requisitada, investimento e energia para suprir a carga foram considerados no primeiro modelo, assim como o comportamento do consumidor para um período de um mês. No segundo modelo de otimização, a operação e os sinais tarifários ocorrem em tempo real, ou seja, de hora em hora. Neste caso, o comportamento do consumidor foi considerado uma relação linear entre consumo e preço.

Nos modelos, as tarifas de energia elétrica são definidas considerando o comportamento do consumidor modelado por uma curva que busca representar o poder de compra. No horário de pico, os usuários estariam consumindo menos diante da tarifa elevada, assim como os distribuidores comprariam menos no mercado gerador. Este comportamento aumenta a capacidade de reserva do sistema (ou reserva de segurança para cargas emergenciais ou para fornecer energia a novas cargas), além de postergar investimentos.

4 Estudo de Casos

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos através das metodologias propostas para programas de resposta de demanda em sistemas de distribuição utilizando o comportamento de consumo dos usuários da rede no problema de otimização. Primeiramente foram considerados dois postos tarifários seguidos por uma tarifação de hora em hora como emissão de sinais tarifários. Nos estudos de caso serão utilizados duas redes testes: sistema de 33 barras (BARAN e WU, 1989) e o sistema de 119 barras em Zhang *et al* (2007).

O Apêndice A apresenta os dados dos sistemas utilizados nas simulações. Os resultados são comparados com o modelo de tarifa fixa, como forma de verificar a eficácia do método proposto para tarifa variável. Não foi considerada a incidência de impostos ou tributos na tarifa de distribuição, pois os encargos em receitas tributáveis fogem ao escopo deste trabalho.

A topologia do sistema de 33 barras é mostrada na Figura 4.1. Os dados desse sistema foram obtidos em BARAN e WU (1989). Dessa forma, esse sistema tem 37 trechos e 36 chaves manobráveis, sendo que cinco chaves são normalmente abertas. Além disso, a tensão nominal é 12,66 kV, e a carga total é de 3.715,0 kW e 2.300,0 kVAr no intervalo de máximo carregamento do sistema.

O sistema de 119 barras possui 118 barras de carga, 1 barra de subestação e 133 ramos. A tensão nominal é de 11,0 kV e as condições de carga total ativa e reativa são de 22.709,72 kW e 17.041,07 kVAr, assumidos como pico. Este sistema possui 15 chaves de interconexão inicialmente abertas. A Figura 4.2 mostra a configuração de rede proposta em ZHANG *et al* (2007).

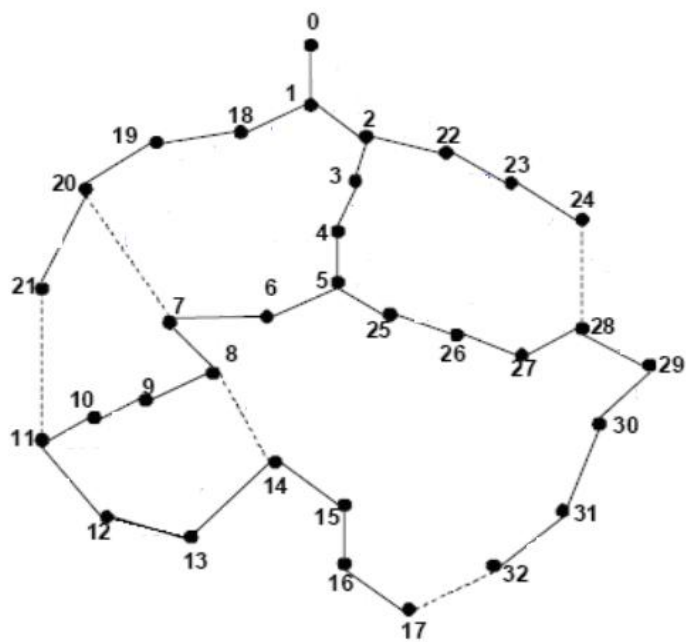


Figura 4.1 - Topologia do sistema de 33 barras

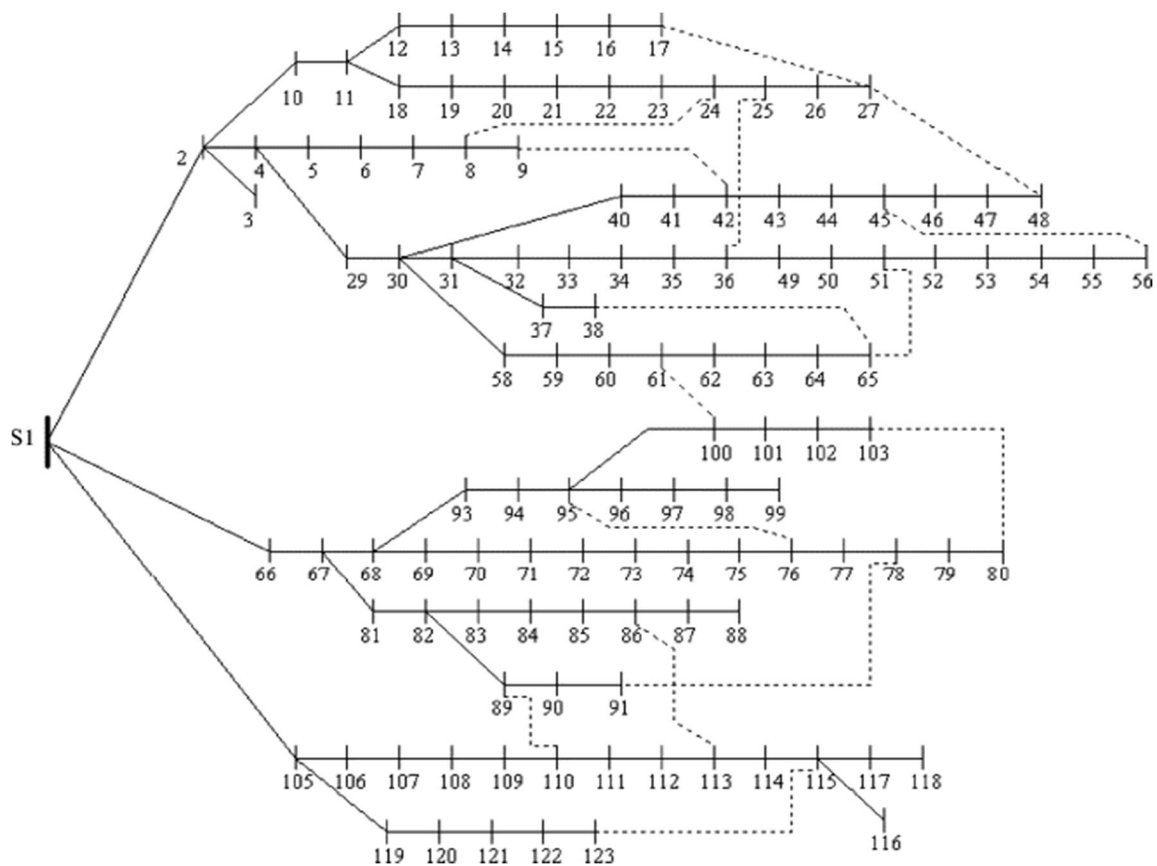


Figura 4.2 - Topologia do sistema de 119 barras

Fonte: ZHANG *et al* (2007)

4.2 SIMULAÇÃO PARA DOIS SINAIS TARIFÁRIOS

Este estudo de caso é conduzido supondo que a Subestação supri uma rede com demanda média definida em pico e fora do pico. Nos horários de pico, a carga do barramento é multiplicada por fator unitário resultando nos valores médios de carga, enquanto que fora do pico a carga é multiplicada por um fator de 0,625, considerando a ocorrência de 90 e 630 horas, respectivamente. O período de pico incide de 19:00 às 21:00 horas e os demais horários são considerados fora do pico. A tarifa do modelo de precificação fixa (T_f) é considerada igual a 0,4814 \$/kWh, que garante o retorno financeiro já estabelecido. O valor pago pela distribuidora pelo kWh que chega a SE, o custo da demanda e o custo de investimento estimado em kW médios ao mês adotados neste trabalho estão relacionados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1– Custo de operação da rede

Custos	Fora do Pico (np)	Pico (p)
C_d (\$/kW)	10,34	27,26
C (\$/kW)	17,00	17,00
Tar_{SE} (\$/kWh)	0,2736	0,4058

C_d : Custo da demanda;

C : Custo de investimento;

Tar_{SE} : custo da energia no mercado.

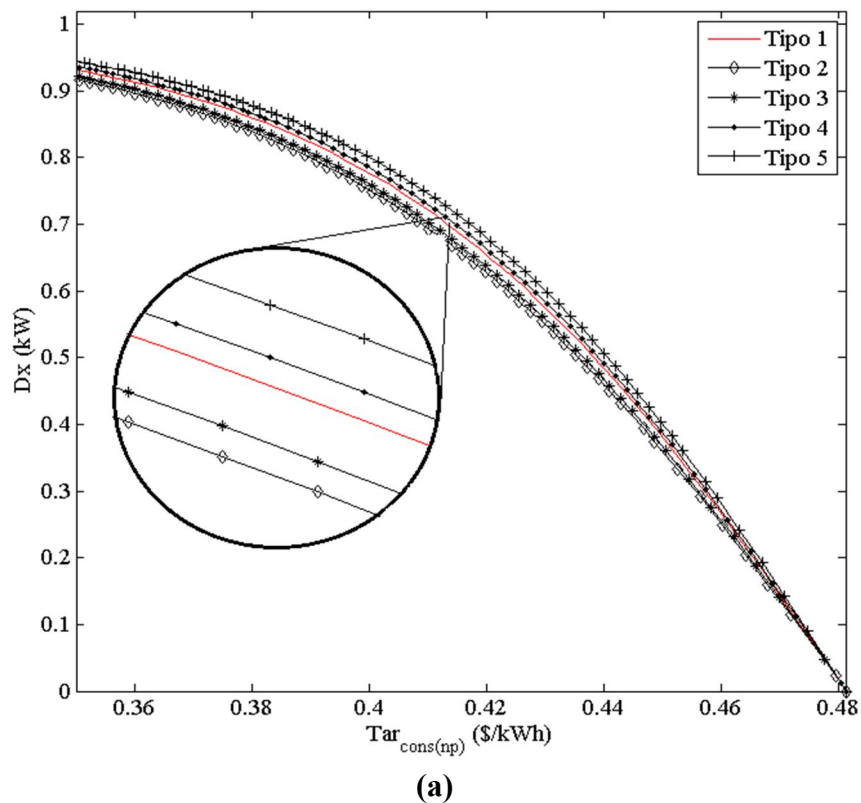
O comportamento do consumidor conectado à rede é conhecido pela distribuidora e faz parte do processo de otimização da operação, auxiliando na sinalização tarifária. Os parâmetros utilizados na modelagem do comportamento do consumidor são de conhecimento da distribuidora e podem ser ajustados pelo aprendizado e análise da própria resposta dos consumidores ao longo do tempo. No entanto, este aspecto não é considerado no trabalho.

O parâmetro c para os horários de pico e fora do pico foi considerado igual a 0,4814 \$/kWh. A Tabela 4.2 mostra os parâmetros utilizados na configuração da curva dos consumidores para o sistemas 33 e 119 barras. Foram estabelecidos 5 tipos de consumidores com comportamentos diferentes frente a variações de tarifa. A segunda coluna da tabela relaciona as barras do sistema que compõe cada tipo de consumidor. Os barramentos com os mesmos parâmetros apresentam deslocamento da demanda do pico na mesma porcentagem entre eles, pois supõe-se que estes consumidores apresentam mesma sensibilidade à variação

da tarifa de energia (KIRSCHEN *et al.*, 2000; FERREIRA *et al.*, 2013a; SIEBERT, 2013). A Figura 4.3 ilustra o comportamento de cada tipo de consumidores para fora do pico (a) e pico (b).

Tabela 4.2 - Parâmetro a da curva de comportamento do consumidor

Tipo	Pico (p)	Fora do Pico (np)
1	7	-25.5
2	5	-24
3	5.5	-24.5
4	6	-26
5	7	-27



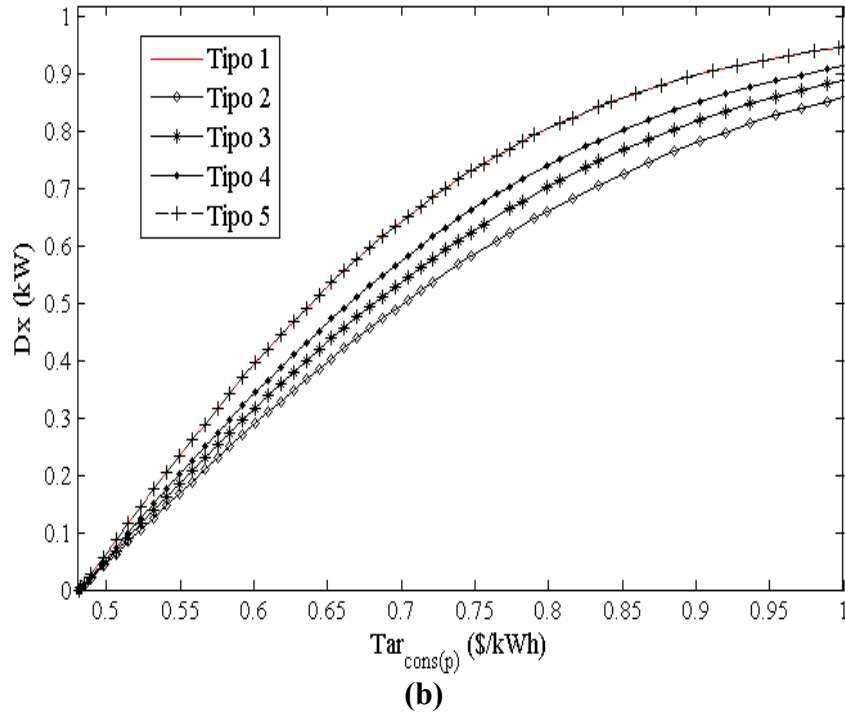


Figura 4.3 – Curva de comportamentos dos consumidores: (a) fora do pico, (b) pico

A Figura 4.3 mostra que os consumidores do tipo 5 são mais sensíveis ao aumento de preço nos horários de pico, reduzindo uma quantidade maior de carga do que os outros tipos de consumidores. Um comportamento semelhante também é observado fora da ponta do sistema, no qual as tarifas estimulam um aumento de consumo superior com relação aos outros tipos de consumidores. Isto mostra que os barramentos com este perfil apresentam maior sensibilidade em relação à variação da tarifa de energia elétrica.

Os pesos dos objetivos individuais da Subestação (K_{SE}) e consumidores (K_{cons}) são definidos em $K_{SE} = 2$ e $K_{cons} = 1$, respectivamente.

4.2.1 Sistema de 33 Barras

Definidos os parâmetros da rede, dos consumidores e os custos associados, o problema de otimização (28) pôde ser resolvido através da toolbox “*fmincon*” do MatLab. A Tabela 4.3 mostra os valores das tarifas para todos os tipos de consumidores.

Tabela 4.3 – Tarifas para horários de pico e fora do pico – Sistema 33 barras

Tipo	Barramento	Tarifa (\$)	
		Fora do Pico	Pico
1	4, 5, 8, 9, 10, 14, 15, 16, 21, 22, 25, 26, 27,32	0,4093	0,7442
2	2, 11, 12, 13, 19, 20, 28, 30	0,3889	0,9255
3	1, 3, 17, 18, 29, 31	0,3956	0,8635
4	6, 23	0,4035	0,8062
5	7, 24	0,3896	0,8225

A Figura 4.4 mostra os deslocamentos percentuais da demanda no horário de pico obtidos com a simulação. Os consumidores do tipo 5 foram os que mais apresentaram deslocamento de demanda quando tarifas mais caras são aplicadas. Já os consumidores do tipo 1 foram os que apresentaram menor deslocamento tendo em vista a menor sensibilidade à variação de tarifa. Os barramentos com mesmo perfil de consumo possuem a mesma proporção de demanda deslocada do pico. Por exemplo, a demanda deslocada pelo barramento 7 foi de 27,3%, mesma porcentagem do que o barramento 24. Ou seja, tarifas iguais para o mesmo comportamento apresentam os mesmos deslocamentos percentuais.

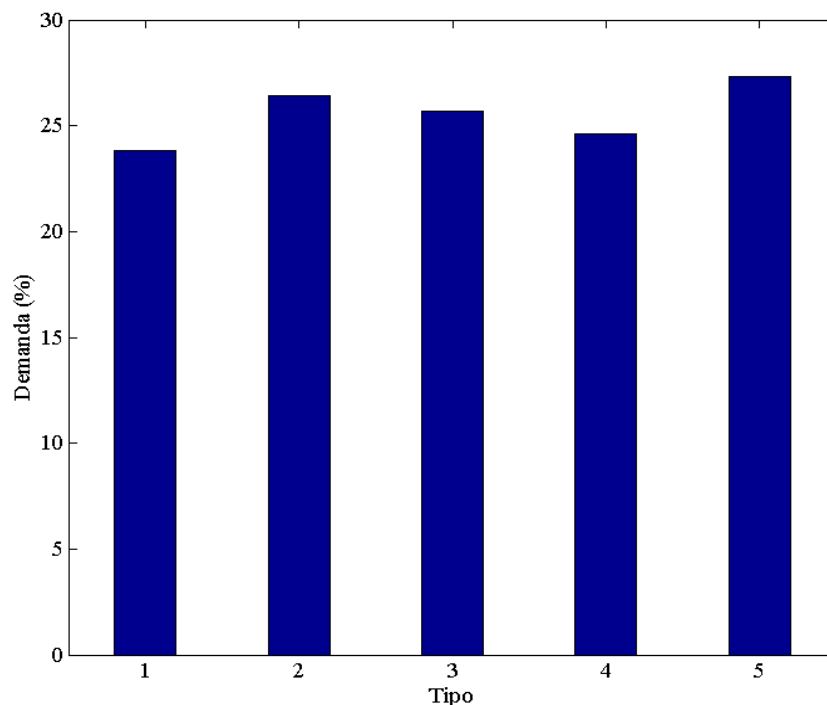


Figura 4.4 – Variação percentual média da demanda do pico - sistema 33 barras

Utilizando os valores otimizados das tarifas e deslocamento (Dx), pode-se determinar outros parâmetros para análise do mercado, tanto pelo lado do distribuidor como pelo lado do consumidor. A Tabela 4.4 apresenta os resultados para Distribuidora numa comparação de valores econômicos considerando a tarifa fixa e ToU . Pode-se observar uma redução no custo de investimentos na rede e custos com a demanda tendo em vista a diminuição no consumo no pico de carga. Adicionalmente, observa-se que a energia adquirida pela distribuidora neste período também diminuiu, resultando em mais benefícios para a empresa, com uma demanda média deslocada em torno de 1.040,73 kW. Estes fatos resultaram em um aumento do lucro de \$ 12.778,87 para a prática da tarifa ToU .

Tabela 4.4 – Valores econômicos da Distribuidora - Sistema 33 barras

Valores	Fixa (\$)	ToU (\$)
<i>Cinv</i>	107.344,80	92.111,04
<i>Ce</i>	556.196,63	543.115,59
<i>Cdem</i>	131.578,38	104.703,58
<i>Re</i>	865.139,00	822.728,28
Lucro:	70.019,19	82.798,06

C_d : Custo da demanda;
 C : Custo de investimento;
 Tar_{SE} : custo da energia no mercado.

A Tabela 4.5 mostra os valores econômicos pelo lado do consumidor. Pode-se observar que ocorreu uma redução na conta de energia para todos os grupos de consumidores. A Figura 4.5 mostra o desconto percentual obtido pelos consumidores com a aplicação da tarifa ToU em relação à tarifa fixa. Em média, a economia com a nova fatura de energia elétrica pelo consumidor chega a 4,90%.

Tabela 4.5 – Valores econômicos dos consumidores – Sistema 33 barras

Tipo	Fixa (\$)	ToU (\$)	Redução (%)
1	206.096,40	195.538,14	5,12
2	181.644,26	174.464,30	3,95
3	188.630,57	180.376,10	4,38
4	144.383,90	137.943,00	4,46
5	144.383,90	134.406,74	6,91

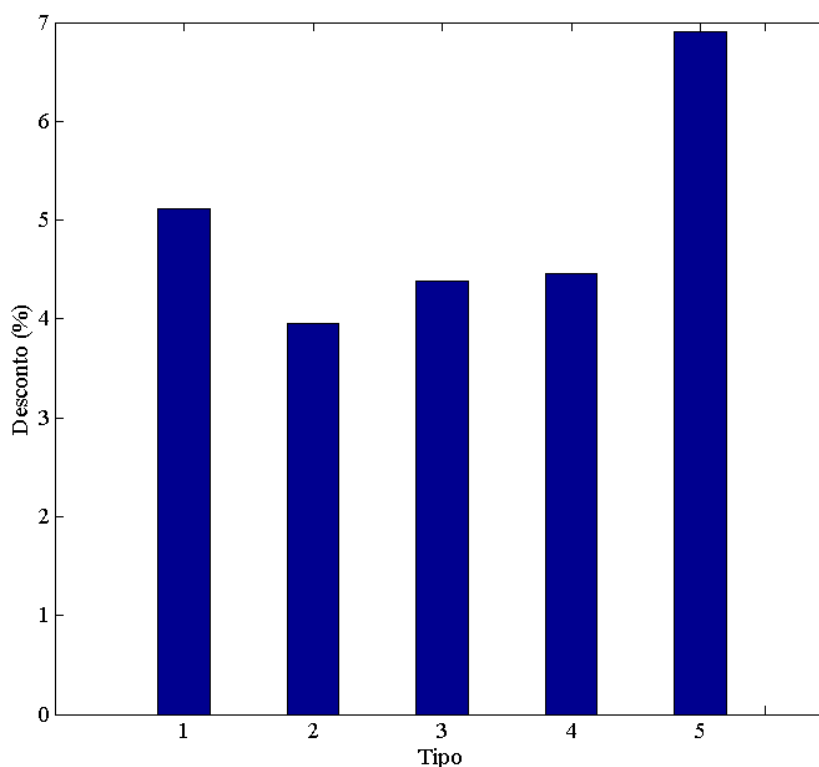


Figura 4.5 – Desconto médio na fatura dos consumidores por barramento - sistema 33 barras

A Figura 4.6 mostra a variação do lucro da empresa de distribuição em relação aos descontos médios fornecidos aos consumidores. Pode-se observar na figura o ponto ótimo encontrado pelo otimizador proposto que representa o melhor ponto na visão do distribuidor e consumidor, conforme o conjunto de equações (28). Por outro lado, pode-se observar na figura que o ponto ótimo para o distribuidor corresponde ao desconto médio de 2,1%. No

entanto, este desconto não é atrativo o suficiente para os consumidores, então o ponto ótimo global é um pouco pior para o distribuidor.

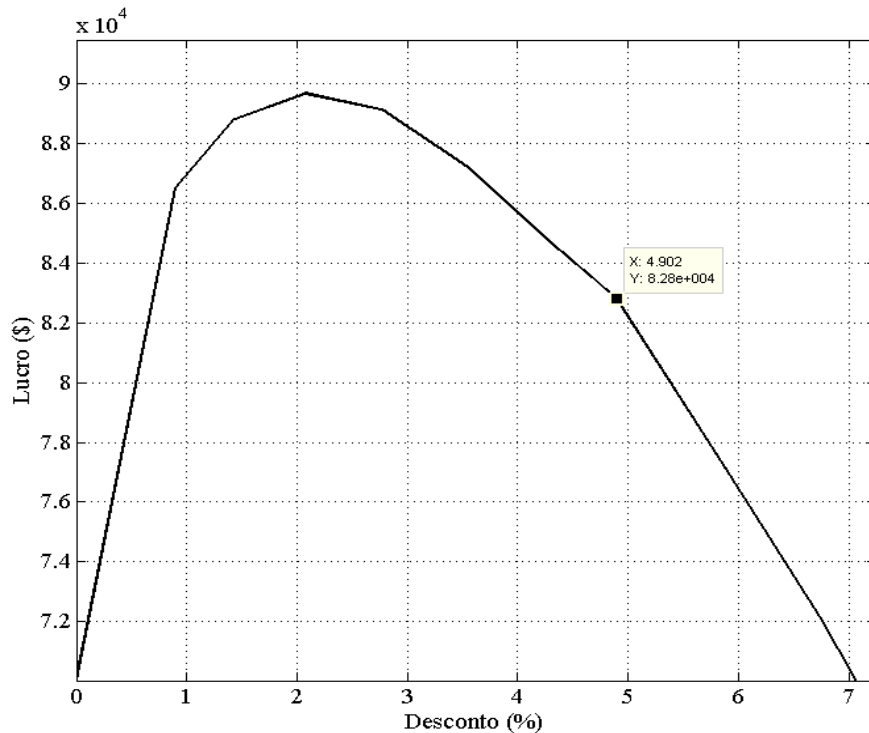


Figura 4.6 - Variação do Lucro em relação ao desconto na fatura do consumidor - sistema 33 barras

A partir dos resultados obtidos, pode-se verificar outros benefícios do deslocamento da demanda para a rede. Por exemplo, o barramento 17 apresentava uma tensão de 0,913 p.u. para tarifa fixa no horário de pico. Este valor aumentou para 0,9365 p.u. com o deslocamento de carga do pico. Este comportamento já era esperado uma vez que, havendo redução do pico, ocorre uma melhoria no perfil de tensão de todo o sistema. Com isso, novos consumidores podem ser conectados à rede sem que haja investimentos para manter a tensão dentro dos limites operativos. Outra vantagem do deslocamento de demanda é a redução das perdas técnicas de energia que neste estudo de caso foi de 3,92% ou 2,57 MW.mês.

4.2.2 Sistema de 119 Barras

Seguindo a mesma sequência de análise realizada com o sistema 33 barras, o problema de otimização (28) pode ser resolvido, através da toolbox “*fmincon*” do MatLab, para o sistema 119 barras.

A Tabela 4.6 mostra os valores das tarifas obtidas para todos os cinco tipos de consumidores adotados neste trabalho, veja os parâmetros na Tabela 4.2. A segunda coluna da Tabela 4.6 apresenta os barramentos que compõe cada tipo de consumidor.

Tabela 4.6 – Tarifas para horários de pico e fora do pico – Sistema 119 barras

Tipo	Barramento	Tarifa (\$)	
		Fora do Pico	Pico
1	105 ao 123	0,3283	1,0392
2	45 ao 65	0,3786	0,9750
3	29 ao 44	0,4018	0,8361
4	66 ao 103	0,4030	0,8081
5	2 ao 27	0,3936	0,8077

Os valores médios das demandas deslocadas do pico para cada grupo de consumidores são observados na Figura 4.7. A demanda deslocada pelos barramentos 105 ao 123 (Consumidores Tipo-1) foi de 31,5%. Já os consumidores do barramento 116 foram os que mais deslocaram a demanda, cerca de 289 kW médios no horários de pico, incentivados por tarifas de \$0,3283 fora do pico e \$1,0392 no horário de pico. Estes valores de tarifas são característicos aos consumidores do Tipo 1, pois, quando aplicadas a outros tipos de usuários a variação de demanda será diferente.

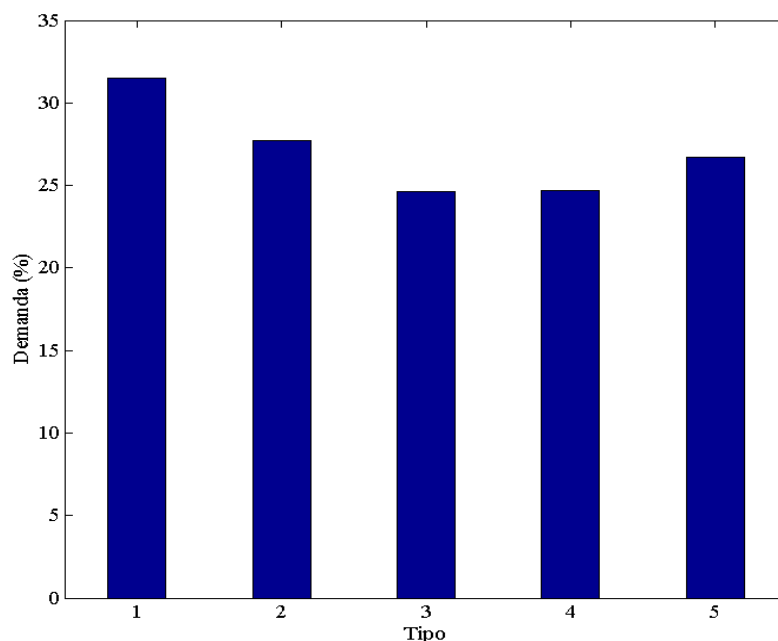


Figura 4.7 – Variação percentual média da demanda do pico - sistema 119 barras

A Tabela 4.7 mostra os resultados obtidos para a distribuidora de energia, tanto para tarifa fixa quanto para tarifa *ToU*. Observa-se uma redução no custo de investimento e no custo com a tarifa de demanda, ambos ocasionados pelo deslocamento da demanda no período de maior carregamento da SE. Conseqüentemente, houve uma redução no custo da energia comprada no mercado para fornecer ao sistema, resultando em um deslocamento médio aproximado de 6.737,73 kW da demanda no pico. Estes valores resultaram em um aumento do lucro de \$12.212, 33 mensais.

Tabela 4.7– Valores econômicos da Distribuidora - sistema 119 barras

Valores	Fixa (\$)	ToU (\$)
<i>C_{inv}</i>	657.480,93	558.836,27
<i>C_e</i>	3.405.027,21	3.320.134,27
<i>C_{dem}</i>	806.115,29	632.113,67
<i>R_e</i>	5.288.577,14	4.943.250,76
Lucro:	419.953,71	432.166,55

C_d: Custo da demanda;
C: Custo de investimento;
Tar_{SE}: custo da energia no mercado.

A Tabela 4.8 mostra os valores econômicos pelo lado do consumidor. Pode-se observar que ocorreu uma redução na conta de energia para todos os grupos de consumidores, conforme descrito na coluna 4 da tabela. Os descontos ótimos obtidos pelos consumidores, como forma de incentivos ao deslocamento de carga, podem ser observados na Figura 4.8. Em média, houve uma economia de 6,53% na fatura mensal dos usuários da rede, resultando num total de descontos em torno de \$345.326,38 fornecidos pelo operador da rede. A figura mostra que os consumidores do Tipo 1 foram os que mais obtiveram descontos, 13,0% em média, decorrente do maior deslocamento de carga do pico. Estes valores são obtidos no processo de otimização que busca atingir os objetivos dos consumidores e distribuidora de energia, portanto a combinação destes fatores torna-se uma estratégia que maximize os interesses de ambos.

Tabela 4.8 - Valores econômicos dos consumidores – Sistema 119 barras

Tipo	Fixa	ToU	Redução (%)
1	1.175.619,55	1.022.881,76	13,0
2	694.624,63	662.025,03	4,7
3	1.072.654,27	1.030.907,68	3,9
4	1.718.711,89	1.641.367,76	4,5
5	626.966,80	586.068,53	6,5

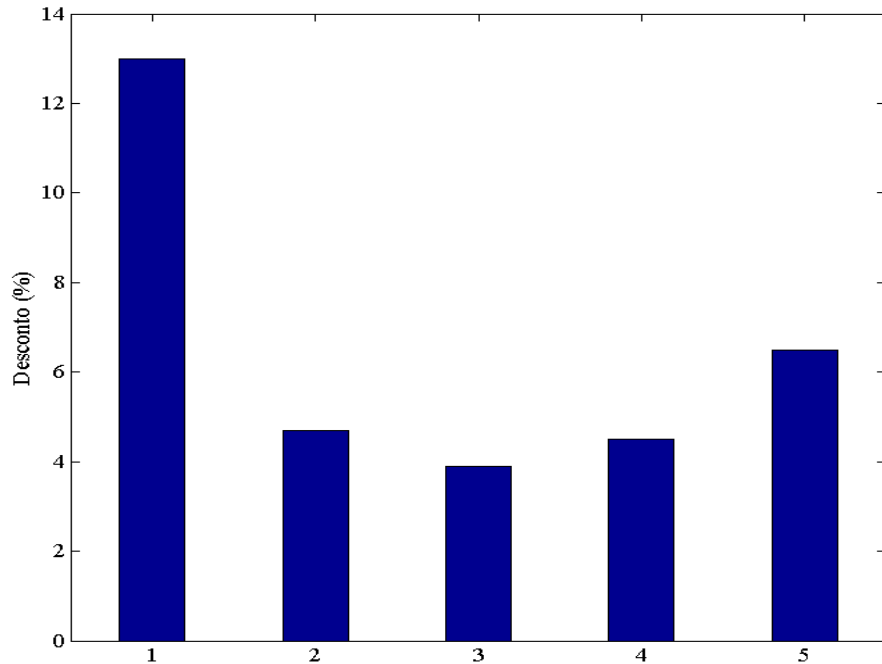


Figura 4.8 – Desconto médio na fatura dos consumidores por barramento - sistema 119 barras

A Figura 4.9 mostra a variação do lucro da empresa de distribuição em relação aos descontos médios fornecidos aos consumidores. Pode-se observar na figura o ponto ótimo encontrado pelo otimizador proposto que representa o melhor ponto na visão do distribuidor e consumidor. Entretanto, outros pontos podem ser considerados. Por exemplo, para um desconto médio de 7,1% é possível obter o lucro de \$420.000,00, ainda superior ao lucro obtido com a tarifa fixa.

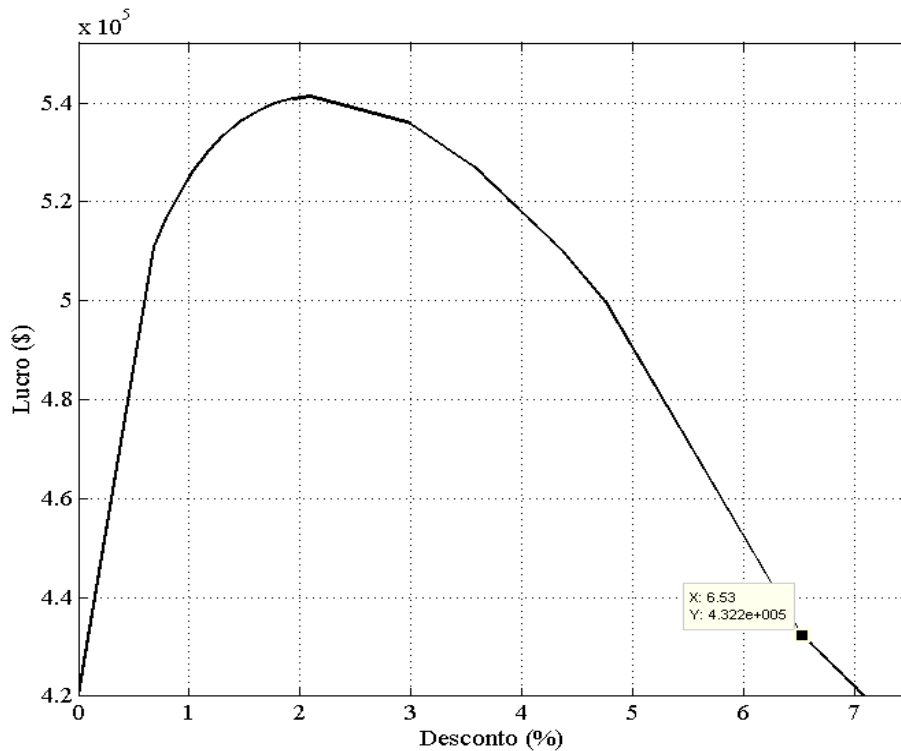


Figura 4.9 - Variação do Lucro em relação ao desconto na fatura do consumidor - sistema 119 barras

Assim como no sistema 33 barras, outros aspectos positivos da aplicação da tarifa variável podem ser destacados: (i) O barramento 80 apresentava afundamento de tensão de 0,869 p.u. no horário de pico, com o deslocamento de carga, o valor de tensão no barramento melhorou para 0,9045 p.u. e (ii) ocorreu uma redução nas perdas de 4,16% equivalente a 17,28 MW.mês. Estes aspectos mostram que vários benefícios podem ser alcançados pelo sistema, embora eles não tenham sido contemplados na função objetivo. No entanto, somente pela redução do pico de carga, o sistema consegue melhorar o processo operativo com benefícios mútuos para toda a sociedade.

4.3 MODELO DE RESPOSTA DE DEMANDA EM TEMPO REAL

Para este estudo de caso, foram adotados os custos da energia para a distribuidora mostrados na Tabela 4.9. A comparação dos resultados é feita considerando o modelo de tarifa fixa em 0,4814 \$/kWh.

Tabela 4.9 – Custo do kWh no mercado

Horários	00:00 às 09:00	09:00 às 17:00 22:00 às 00:00	17:00 às 22:00
Valor (\$)	0,1610	0,2410	0,4814

A Figura 4.10 mostra uma curva típica de carga em *p.u.* adotada, onde ocorre a aplicação de tarifa fixa ao longo do dia.

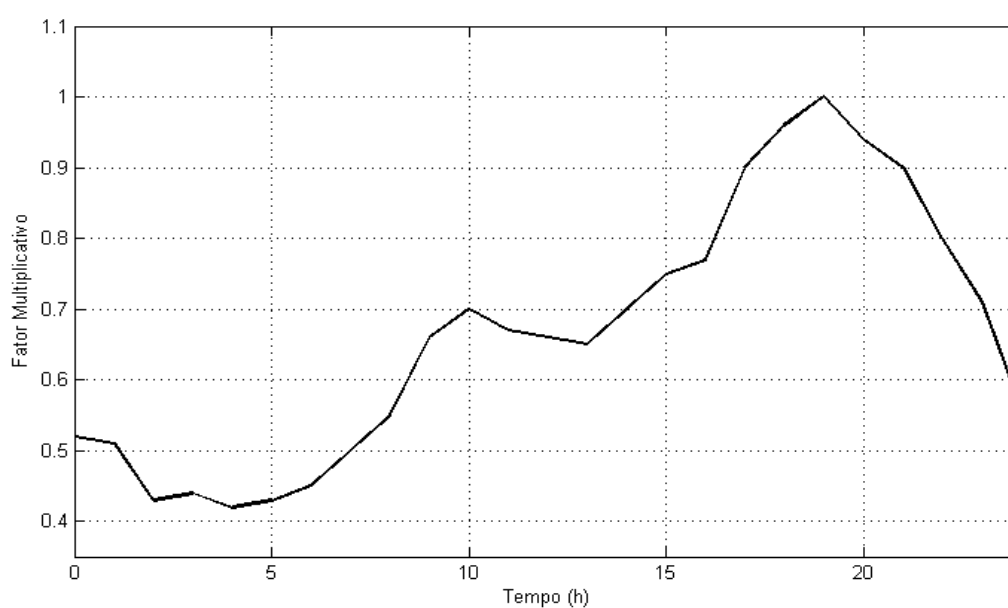


Figura 4.10- Curva de Demanda - Tarifa Convencional

A rede está dividida em três tipos de consumidores de acordo com a inclinação da reta da equação (29). Os valores de α_i adotados para cada alimentador são dados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Valores do parâmetro α

Alimentador	α_i(Graus)
1	120°
2	105°
3	110°

O programa de otimização proposto em (30) é utilizado para determinar o valor ótimo da tarifa de hora em hora.

4.3.1 Sistema de 33 Barras

A rede foi dividida em três alimentadores segundo os tipos de consumidores, conforme mostrado na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Classificação dos barramentos – sistema 33 barras

Alimentador	Barras
1	1 ao 17
2	25 ao 32
3	18 ao 24

O algoritmo é executado de hora em hora emitindo sinais tarifários aos consumidores da rede. A cada instante, a curva de comportamento do consumidor é ajustada considerando o comportamento anterior, ou seja, a hora em que o programa é executado, a curva desloca-se paralelamente graças à necessidade de consumo diferente nas horas do dia.

A Figura 4.11 mostra as curvas de demanda da subestação para um cenário de tarifa fixa e variável. Pode-se observar que, com tarifa variável, o valor de pico da curva de demanda diminuiu e ocorreu um aumento no consumo em outros horários. A diferença entre a demanda do ponto de máximo carregamento das curvas chega a 756,6 kW, correspondente à redução de 19,31% entre picos. No geral houve uma redução de 896,9 kWh de energia consumida pelo sistema.

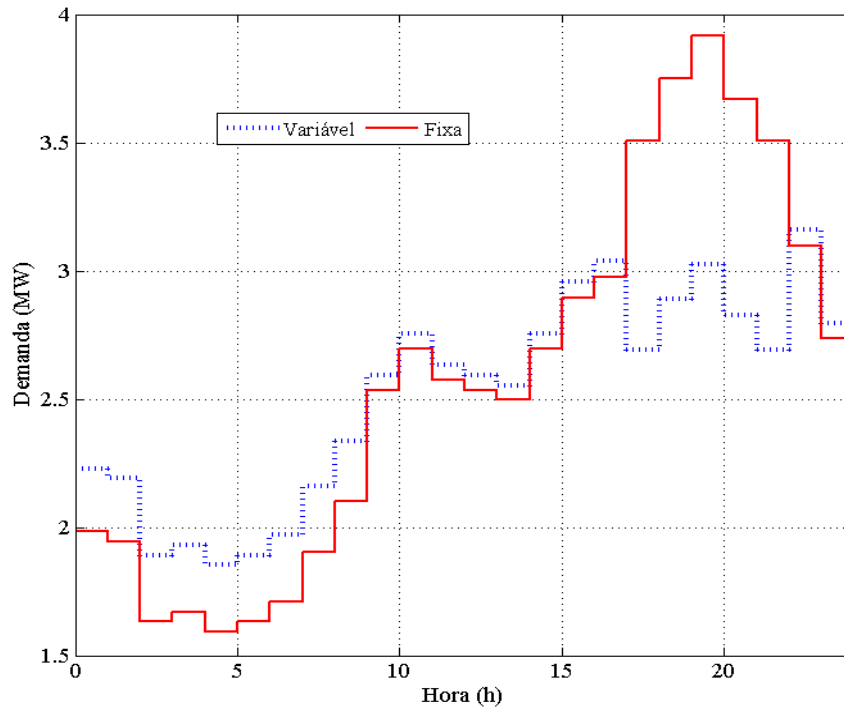


Figura 4.11 - Curva de carga da subestação – sistema 33 barras

A redução do consumo nos horários de máximo carregamento do sistema associada ao aumento nos horários em que o sistema é subutilizado resultaram no aumento do lucro da SE em 22,23% devido à redução no custo da energia elétrica comprada no mercado e no aumento da receita no horário de pico. Em média, a cada kWh consumido, a empresa de energia lucra \$0,227 contra \$0,183 do modelo de precificação fixa.² A Tabela 4.12 resume os ganhos da empresa distribuidora de energia.

Tabela 4.12 - Valores com a operação da rede em (\$) – sistema 33 barras

Valores	Tarifa Fixa	Tarifa Variável
Receita	29.651,69	30.608,55
Custo	18.346,01	16.819,72
Lucro	11.305,68	13.788,83

² Estes valores são deduzidos dividindo-se o lucro com a operação do sistema pela carga consumida pelos usuários da rede.

A redução do consumo no período de máximo carregamento do sistema é benéfica para a operação do sistema, contribuindo para que as variáveis de estado e de controle operem dentro dos limites aceitáveis. Isto pode ser verificado no perfil de tensão do sistema com destaque para o barramento 17. Este barramento apresentava o menor valor de tensão no sistema, com 0,913 p.u. às 19:00, conforme verificado na Figura 4.12.

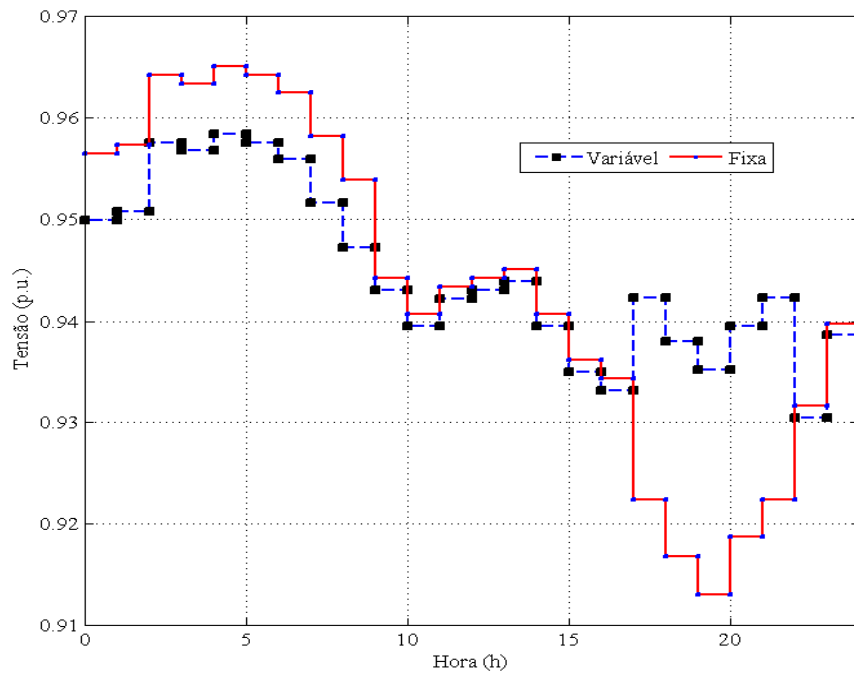


Figura 4.12 – Perfil de tensão do barramento 17 – sistema 33 barras

O perfil de tensão do barramento 17 mostra que nos horários de subutilização do sistema houve um aumento no consumo do alimentador que proporcionou uma queda nos valores de tensão dentro do limite pré-especificado. No horário de ponta, foi verificada uma melhora do perfil de tensão do sistema, resultado da redução no consumo neste período.

Outros resultados foram obtidos a partir das simulações, como mostrado nas Figuras 4.13 e 4.14. A Figura 4.13 apresenta o comportamento da demanda de potência ativa dos consumidores localizados no barramento 17. Já a variação da tarifa para este barramento é mostrada na Figura 4.14. Como esperado, durante o período de carga leve, os consumidores são incentivados a aumentar o consumo de energia motivado pela tarifa mais barata. Finalmente, durante o período de carga pesada, a tarifa aumentou em 27%, reduzindo drasticamente a demanda de ponta. Entretanto, houve uma ligeira queda no consumo deste barramento que resultou no valor de \$716,35 na fatura diária, contra \$718,36 da aplicação da tarifa fixa.

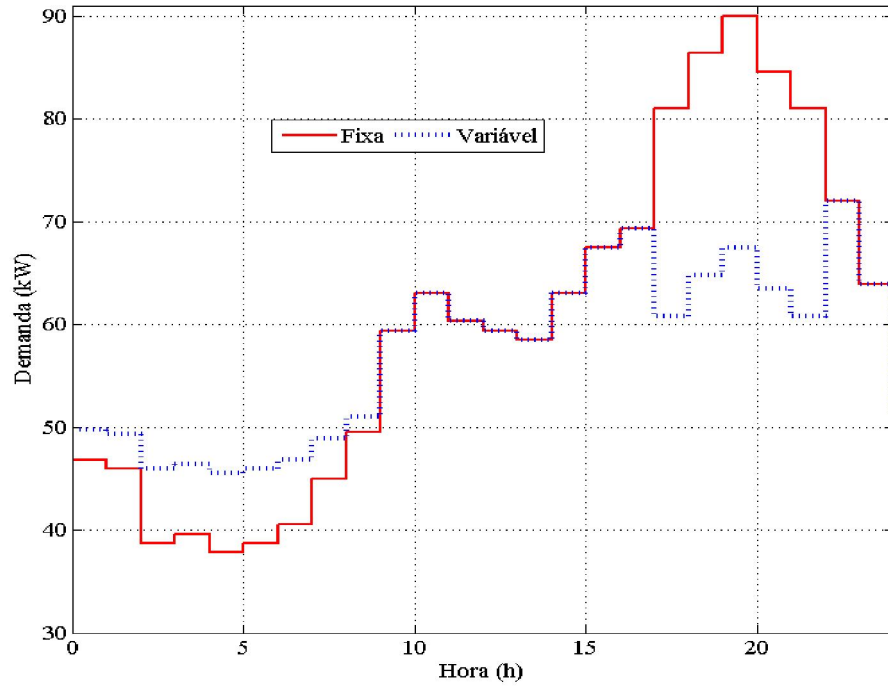


Figura 4.13 - Curva de demanda para barramento 17 – sistema 33 barras

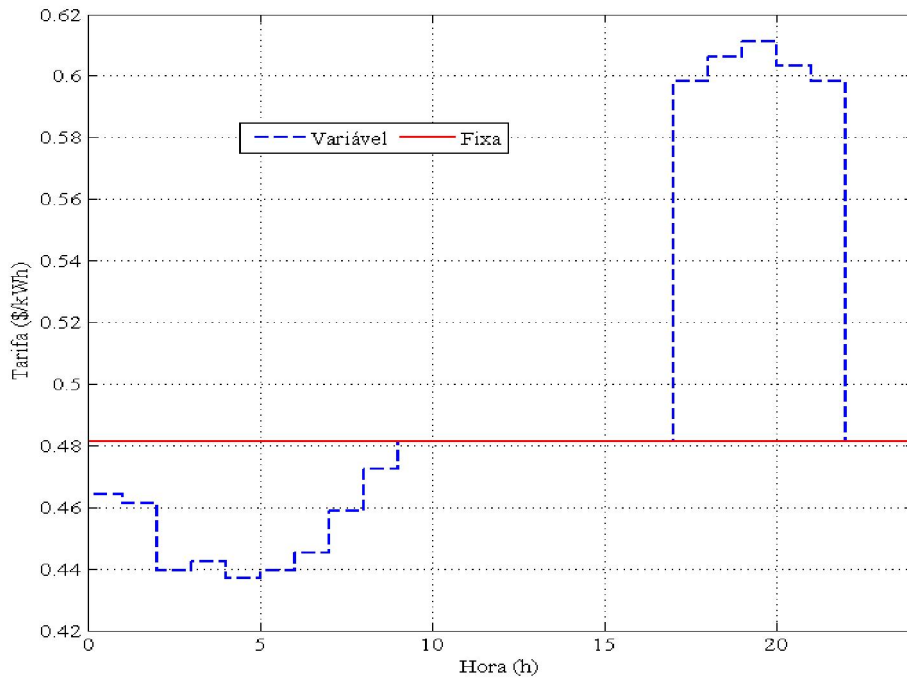


Figura 4.14 - Tarifa para barramento 17 – sistema 33 barras

4.3.2 Sistema de 119 Barras

No sistema 119 barras, a rede é dividida em trechos de alimentadores com características semelhantes. Neste estudo são considerados três tipos de consumidores agregados com variações de demanda distintas ao mesmo sinal tarifário. A Tabela 4.13 mostra a classificação dos barramentos quanto ao alimentador.

Tabela 4.13 – Classificação dos barramentos – sistema 119 barras

Alimentador	Barras
1	28 ao 65
2	105 ao 123
3	2 ao 27 e 66 ao 103

A Figura 4.15 mostra as curvas de carga da subestação para os modelos de precificação fixo e variável.

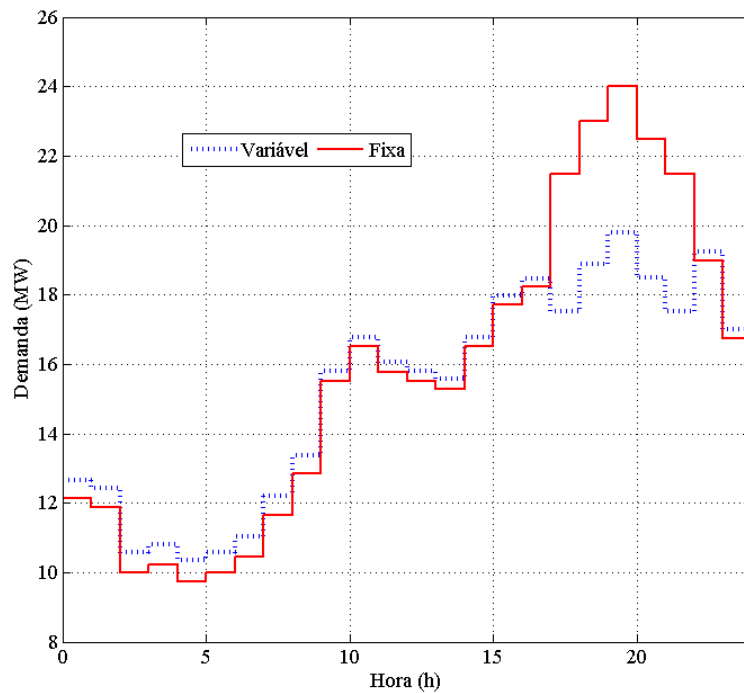


Figura 4.15 - Curva de carga da subestação – sistema 119 barras

A redução do consumo nos horários de máximo carregamento do sistema, associados ao aumento nos horários em que o sistema é subutilizado, resultaram no aumento no lucro em \$19.426,03. Em média, para cada kWh consumido, a empresa de energia lucra \$0,241 contra \$0,183 do modelo de tarifa fixa. A Tabela 4.14 resume os ganhos da empresa distribuidora de energia.

Tabela 4.14 – Valores com a operação da rede – sistema 119 barras

Valores	Tarifa Fixa	Tarifa Variável
Receita (\$)	181.260,17	192.516,78
Custo (\$)	112.337,40	104.167,98
Lucro (\$)	68.922,77	88.348,80

Com a redução no consumo no horário de pico, o perfil de tensão do sistema melhora. Por exemplo, a Figura 4.16 mostra o perfil de tensão para o barramento 80 onde pode ser observado que, no horário de máximo carregamento da rede, a tensão subiu de 0,87, com a tarifa fixa, para 0,89 p.u. com a tarifa variável. Este aspecto positivo também ocorreu para as outras barras do sistema.

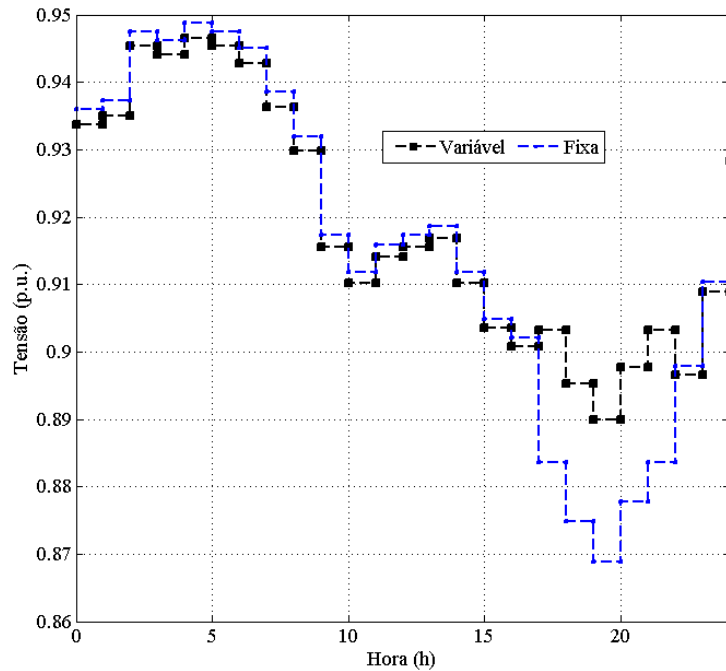


Figura 4.16 – Perfil de tensão no barramento 80 – sistema 119 barras

A Figura 4.17 apresenta o comportamento da demanda de potência ativa dos consumidores localizados no barramento 80. A variação da tarifa para este barramento pode ser verificada na Figura 4.18, tendo como maior valor a tarifa de \$0,541 e uma redução de 10,75kW entre os picos das duas curvas que correspondem a 16,35% do máximo carregamento. Entretanto, houve um aumento no consumo deste barramento no período considerado que resultou no valor de \$536,18 na fatura diária contra \$524,79 do modelo com tarifa fixa.

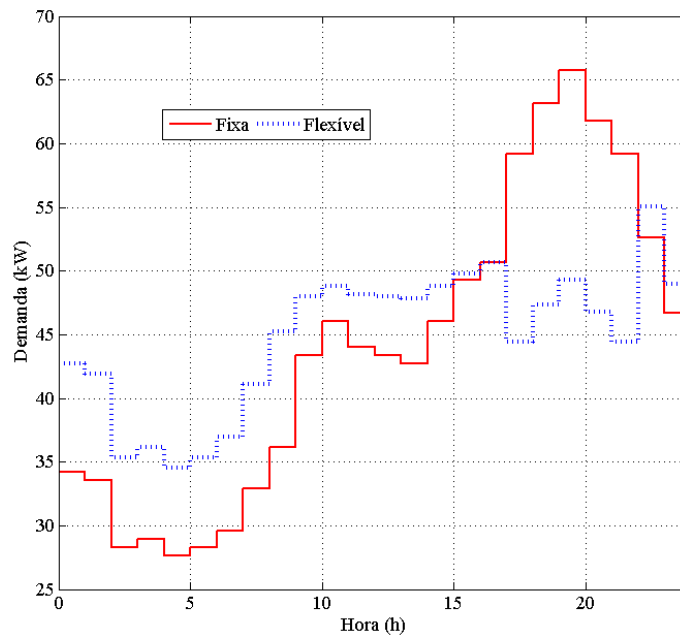


Figura 4.17 - Curva de demanda para barramento 80 – sistema 119 barras

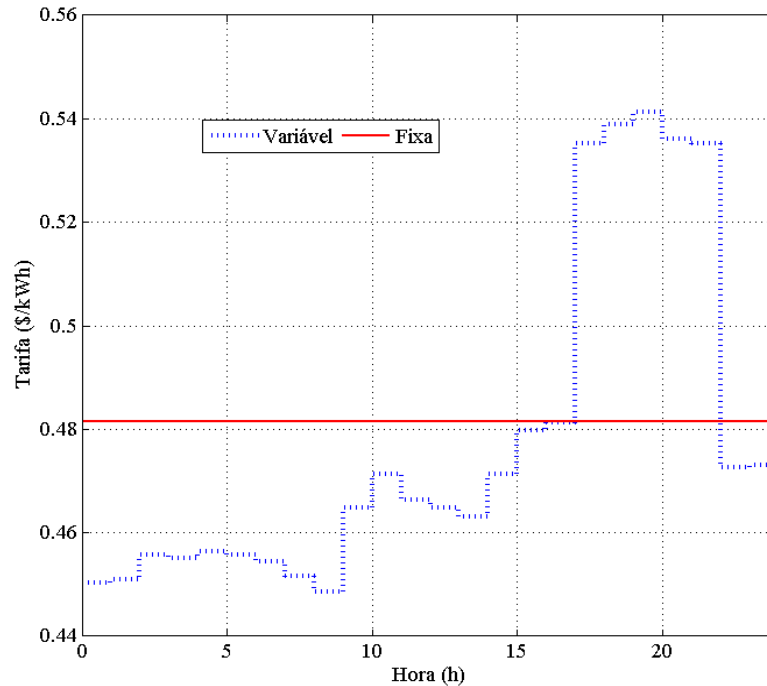


Figura 4.18 - Tarifa para barramento 80 – sistema 119 barras

4.4 COMPARAÇÃO ENTRE OS MODELOS

Baseado nos resultados obtidos com as simulações, alguns aspectos comparativos podem ser destacados entre o modelo de resposta de demanda de dois postos horários (*ToU*) e o modelo de preço em tempo real (*RTP*):

- O modelo *ToU* é mais fácil de implementar, pois apresenta apenas dois horários, reduzindo substancialmente o tamanho do problema. Este aspecto permite uma melhor utilização em sistemas reais de grande porte.
- Os modelos *ToU* são amplamente utilizados em vários países, devido à simplicidade desta modalidade em relação ao *RTP*. A utilização de equipamentos inteligentes é uma das peças fundamentais para a eficácia da *RTP*, o que aumenta os custos de implementação deste modelo de precificação no tempo. A emissão de dois sinais tarifários em horários fixos pode até acontecer através na fatura de energia elétrica dos consumidores.
- Os dois modelos apresentam ganhos consideráveis para a subestação com a redução do pico de carga. O modelo *ToU* apresentou redução significativa no pico do sistema em relação ao *RTP*, graças ao deslocamento de carga agendado para os períodos nos quais a

rede é subutilizada. Contudo, o *RTP* pode produzir um maior efeito sobre a curva de carga, se assumimos uma resposta imediata em busca do equilíbrio entre oferta e demanda.

- O modelo de *RTP* pode ser utilizado para melhorar os indicadores de qualidade da rede em tempo real com emissão de sinais tarifários. Já com o modelo *ToU*, o efeito em tempo real não pode ser considerado, pois as tarifas são alteradas em maior período de tempo.

Devido as características adversas dos dois modelos apresentados nesta dissertação, pode-se afirmar que a redução do pico de carga é benéfica para o sistema e a manutenção da qualidade da energia elétrica fornecida. Novas cargas podem ser conectadas aos barramentos sem que haja novos investimentos em infra estrutura, pois as redes atuais dimensionadas para o fornecimento na ponta do sistema passam a aumentar sua capacidade de operação, devido à utilização eficiente da rede.

4.5 CONCLUSÃO

Este capítulo apresentou e analisou os resultados das simulações para duas metodologias de programas de resposta de demanda baseados no preço, a tarifa *ToU* e a *RTP*. Os sistemas de 33 e 119 barras, amplamente difundidos na literatura, foram utilizados nas simulações. Em ambos os modelos, o comportamento dos consumidores foi considerado no processo de otimização representados por curvas que buscam modelar o consumo dos usuários. Ou seja, quando a tarifa de energia elétrica está alta, há uma tendência em diminuir a quantidade demandada, o contrário acontece quando tarifas mais baixas são utilizadas para incentivar o consumo.

O modelo *ToU* considerou a curva de carga em dois níveis, onde o consumo de energia elétrica é considerado inelástico, ou seja, o consumo total não varia (conservação da energia). Os resultados mostraram que o modelo foi efetivo para proporcionar um ambiente de oportunidades no qual consumidores e distribuidora de energia maximizaram seus objetivos. Os descontos aos consumidores podem ser oferecidos de acordo com o deslocamento de carga e as sensibilidades aos sinais tarifários.

Os sinais tarifários de hora em hora são eficientes para modelagem da curva de carga do sistema reduzindo ou incentivando o consumo, fato este verificado pela melhora no perfil de tensão da rede.

5 Conclusões

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho focou no desenvolvimento de metodologias de otimização para Programas de Resposta de Demanda com base na tarifa de energia elétrica para redes de distribuição. Com o advento das redes inteligentes, a possibilidade de mudar o atual perfil da curva de carga tem atraído o interesse das distribuidoras de energia, principalmente com a atuação direta dos consumidores no mercado de energia. O deslocamento de carga ou redução da demanda por energia elétrica, no ponto de máximo carregamento do sistema, proporciona melhoria à segurança na operação e nos indicadores de qualidade no fornecimento.

Foram propostos dois modelos de resposta de demanda baseados no preço. Nos dois casos, a tarifa de energia elétrica é definida considerando o comportamento do consumidor diante dos sinais tarifários, assim os consumidores atuam em consonância com os preços praticados. A inclusão do comportamento do consumidor no processo de otimização auxilia na confecção de tarifas de energia elétrica mais eficientes.

O primeiro modelo investigou a tarifa variável de energia elétrica considerando o comportamento do consumidor modelado por curvas não-lineares. A resposta do consumidor aos sinais tarifários foi estabelecida para dois níveis de carga caracterizados em pico e não pico. A partir dos resultados obtidos o modelo de otimização proposto foi suficiente para proporcionar preços de tarifa atrativos ao consumidor para o deslocamento da demanda para o horário de não pico. Os valores otimizados da tarifa aumentaram o lucro da distribuidora tendo em vista a redução do investimento em equipamentos para atendimento ao pico de demanda ou expansão da rede. Além disto verificou-se que a distribuidora pode oferecer maior redução na fatura do consumidor e ainda obter um aumento no lucro, quando ocorre uma redução de carga no horário de pico. O modelo proposto mostrou que a tarifa por tempo de uso (*ToU*) é capaz de garantir um cenário de oportunidades de ganhos aos consumidores e empresas distribuidoras de energia elétrica (Modelo ganha-ganha).

Já o modelo de precificação horário, proposto no trabalho, mostrou-se eficiente para provocar uma redução ou um aumento do consumo de energia conforme o sinal tarifário, beneficiando a operação do sistema em tempo real, fato verificado na melhoria no perfil de tensão. Esta eficiência ocorre porque a variação do preço da energia conduz os consumidores ao mercado da eletricidade. Os resultados baseados neste modelo também mostraram que a metodologia proposta é muito atraente para controle através do ajuste da tarifa. A curva de demanda teve seu formato modificado, pois, nos horários de subutilização do sistema, ocorreu um aumento no consumo devido aos incentivos do mercado, já no pico, a energia demandada foi menor.

Por fim, foi possível verificar os efeitos que a tarifa de energia elétrica proporcionou sobre a carga ativa do sistema. Desta forma, quando há um comportamento racional dos usuários, a modulação da curva de carga é verificada, resultando em menores custos, bem como na mitigação de investimentos em redes e diminuição no custo de operação de plantas elétricas ineficientes.

5.2 SUGESTÕES PARA ESTUDOS FUTUROS

Seguindo a linha de desenvolvimento deste trabalho e com os resultados obtidos, algumas propostas são sugeridas a seguir:

- Representação de fontes de incertezas no comportamento dos consumidores;
- Estender a aplicação do método para outros tipos de consumidores (comerciais e industriais);
- Introduzir geração distribuída para verificar a incidência sobre a tarifa de energia elétrica;
- Investigar os modelos de precificação em tempo real para operação do sistema de distribuição no dia seguinte, incluindo incertezas de geração e do consumo;

- Avaliar o impacto das tarifas variáveis de energia elétrica sobre a transmissão e geração;
- Implementar e avaliar o comportamento inelástico em sistemas com precificação em tempo real.

5.3 CONCLUSÃO FINAL

Esta dissertação apresentou o estado da arte sobre Tarifa de Demanda. Baseado nesta fronteira de conhecimento, o trabalho proposto apresentou uma contribuição para o tema dando a oportunidade de continuidade e aprimoramento do documento apresentado a outros pesquisadores e engenheiros do setor elétrico.

Referências Bibliográficas

- AALAMI, H., YOUSEFI, G. R., MOGHADAM M. P., 2008, “Demand Response Model Considering EDRP and TOU Programs”, *IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition*, pp. 1-6, April.
- AGHAEI, J., ALIZADEH, M.-I., 2013, “Demand Response in Smart Electricity Grids Equipped with Renewable Energy Sources: A Review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 64-72, February.
- ALBADI, M. H., EL-SAADANY, E. F., 2007, “Demand Response in Electricity Markets: An Overview”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-5, June.
- ALBADI, M. H., EL-SAADANY, E. F., 2008, “A Summary of Demand Response in Electricity Markets”, *Electric power systems Research*, vol. 78, n. 11, pp. 1989-1996, November.
- ANEEL, 2001, Resolução N.º 4. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/acionamento/docs/RESOLUCAO_4_.htm>. Acesso em 29 de Junho de 2015.
- ANEEL, 2010, Resolução Normativa Nº 414, Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em 29 de Junho de 2015.
- ANEEL, 2012a, Resolução Normativa Nº 502. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em 29 de Junho de 2015.
- ANEEL, 2012b, Resolução Normativa Nº 547. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em 29 de Junho de 2015.
- ANEEL, 2015, *Tarifa Branca*. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=781>. Acesso em 12 de Junho de 2015.

- BARAN, M. E., MU, F. F., 1989, “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing”, *IEEE Transactions Power Delivery*, vol. 4, n. 2, pp. 1401 – 1407, April.
- BARTUCH, C., 2011, ”Introducing a Demand-Based Electricity Distribution Tariff in the Residential Sector: Demand Response and Customer Perception”, *Energy Policy*, vol. 39, n. 9, pp. 5008-5025, September.
- BARDELIN, C. E. A., 2004, Os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002 com ênfase no Consumo de energia elétrica. 2004. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.
- BORENSTEIN S., JASKE M., ROSENFELD A., 2002, “Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets”, Disponível em: <<http://escholarship.org/uc/item/11w8d6m4>>, acesso em 20 Abril de 2015.
- BRADLEY, P., 2013, “A Review of the Costs and Benefits of Demand Response for Electricity in the UK”, *Energy Policy*, vol. 52, pp. 312–327, January.
- BUENO, E. A. B., UTUBERY, W., HOSTT, R. R., 2013, “Evaluating the Effect of the White Tariff on a Distributions Expansions Project in Brazil”, *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, pp. 1-8, April.
- ÇELEBI, E., FULLER, J. D., 2012, “Time-of-Use Pricing in Electricity Markets Under Different Market Structures”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, n. 3, pp 1170-1181, August.
- CERNA, F.V., RIDER, M. J., 2014, “Modelo de Programação Linear Binária Mista para o Controle Direto da Demanda Considerando Incertezas nas Unidades Consumidoras”, *Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática (CBA-2014)*, Belo Horizonte, pp. 3297-3304.

- CHEN, C. R., LAN, M. J., HUANG, C. C., HONG, Y. Y., LOW S. H., 2013, “Demand Response Optimization for Smart Home Scheduling Using Genetic Algorithm”, *IEEE International Conference on Systems*, pp.1461-1465, October.
- DEPURU, S. S. S. R., LINGFENG, W, DEVABHAKTUNI, V., GUDI, N., 2011, “Smart meters for power grid - challenges, issues, advantages and status”, *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1-7, March.
- DOE, U.S. Department of Energy, 2006, Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them: a report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf>. Acesso em 10 Julho de 2015.
- EARLE R., KAHN, E. P., MACAN, E., 2009, “Measuring the Capacity Impacts of Demand Response”, *The Electricity Journal*, vol. 22, n. 6, pp. 47-58, July.
- FARIA, P., VALE, Z., 2011, “Demand Response in Electrical Energy Supply: An Optimal Real Time Pricing Approach”, *Energy*, vol. 36, n. 8, pp. 5374-5384, August.
- FARIA, P., VALE, Z., SOARES, J., FERREIRA, J., 2013, “Demand Response Management in Power Systems Using Particle Swarm Optimization”, *IEEE Computer Society*, pp. 43-51, July-August.
- FARIA, P., SOARES, T., VALE, Z., MORAIS, H, 2014, “Distributed generation and demand response dispatch for a virtual power player energy and reserve provision”, *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 686-695, June.
- FERC, Federal Energy Regulatory Commission – (2008) Assessment of Demand Response and Advanced Metering, disponível em < <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf> >. Acesso em 22 Junho de 2015.

- FERREIRA, M., AOKI, A. R., EGGCA, R. F., 2013, “Energy management application for smart grids aiming at mobile device”, *IEEE PES Conference Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, pp. 1-8, April.
- FERREIRA, R. S., BARROSO, L. A., LINO, P. R., CARVALHO, M. M, VALENZUELA, P., 2013a, “Time-of-Use Tariff Design Under Uncertainty in Price-Elasticities of Electricity Demand: A Stochastic Optimization Approach”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, n. 4, pp. 2285-2295, December.
- FERREIRA, R. S., BARROSO, L. A., LINO, P. R., VALENZUELA, P., CARVALHO, M. M., 2013b, “Time-of-Use Tariffs in Brazil: Design and Implementation Issues”, *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, pp. 1-8, April.
- FRIEDMAN, L. S., (2011), “The importance of marginal cost electricity pricing to the success of greenhouse gas reduction programs”, *Energy Policy*, vol. 39, n. 11, pp. 7347-7360, November.
- GELLINGS, C. W., 1985, “The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities”, *Proceeding of the IEEE*, vol. 73, n. 10, pp. 1468-1470, October.
- GHASEMIFARD, M. H., PARVANIA, M., ABBASPOUR, A., FIRUZABAD, M. F., 2014, “Incorporating Time-Varying Electricity Rates into Day-Ahead Distribution System Operation”, *Environment and Electrical Engineering, 14th International Conference*, pp. 193-198, May.
- GILBRAITH, N., POWERS, S.E., 2013, “Residential Demand Response Reduces Air Pollutant Emissions on Peak Electricity Demand Days in New York City”, *EnergyPolicy*, vol. 59, pp. 459–469, August.
- HOLTSCHEIDER, T., ERLICH, I., 2013, “Optimization of Electricity Pricing Considering Neural Network based Model of Consumers’ Demand Response”, *IEEE Computational Intelligence Applications in Smart Grid*, pp. 154-160, April.

- JADID, S., AMOLI, N. A., 2007, “Factoring the Price Elasticity of Demand in the Optimal Power Flow”, *The 8th. International Power Engineering Conference*, pp. 12-17, December.
- JOUNG, M., KIN, J., 2013, “Assessing Demand Response and Smart Metering Impacts on LongTerm Electricity Market Prices and System Reliability”, *Applied Energy*, vol. 101, pp 441-448, January.
- KIM, B., LAVROVA, O., 2013, “Two Hierarchy (Home and Local) Smart Grid Optimization by Using Demand Response Scheduling”, *IEEE PES Conference Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, pp. 1-8, April.
- KIRSCHEN, D. S., STRBAC, G., CUMPERAYOT, P., MENDES, D. P., 2000, “Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, n. 2, pp. 612-617, May.
- LI, R., WANG, Z, BLOND, S. L., LI, F., 2014, “Development of Time-of-Use Price by Cluster Techniques”, *IEEE PES General Meeting, Conference & Exposition*, pp. 1-5, July.
- MONTICELLI, A., 1983. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, 1983
- PARVANIA, M., FOTUHI-FIRUZABAD, M., 2012, “Integrating Load Reduction into Wholesale Energy Market with Application to Wind Power Integration”, *IEEE Systems Journal*, vol. 6, n. 1, pp. 35-45, March.
- PHILIPPOU, N., HADJIPANAYI, M., MAKRIDES, G., EFTHMIOU, V., GEORGHIOU, G. E., 2015, “Effective dynamic tariffs for price-based Demand Side Management with grid-connected PV systems”, *IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. 1-5, June-July.
- SANTOS, P. E. S., 2011. Tarifas de Energia Elétrica: estrutura tarifária., Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

- SHIRMOHAMMADI, D., GRIBIK, PAUL R., LAW, E.T.K., MALINOWSKI, J. H., O'DONNELL, R.E., 1989, "Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, n. 4, pp. 1405-1413, November.
- SIANO, P., 2014, "Demand response and smart grids – A survey", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 461-478, February.
- SIEBERT, L. C., 2013, Sistema de Otimização de Resposta à Demanda para Redes Elétricas Inteligentes, Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Paraná, Curitiba, PR, Brasil.
- SILVA, H. B., 2013, Resposta à Demanda via Precificação em Tempo Real para Controle da Demanda de Energia, Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, Brasil.
- SOARES, T., FARIA, P., VALE, Z., MORAIS, H., 2014, "Definition of Distribution Network Tariffs Considering Distribution Generation and Demand Response", *IEEE PES T&D Conference and Exposition*, pp. 1-5, April.
- SOUSA, H. W. A., 2013., Utilização de programas de reação da demanda como alternativa à necessidade de geração termelétrica complementar para garantia do suprimento de energia elétrica., Dissertação (Mestrado), Centro de Estudos em Regulação de Mercados, Universidade de Brasília, Brasília-DF, Brasil.
- SPEES, K., LAVE, L. B., 2007, "Demand Response and Electricity Market Efficiency", *The Electricity Journal, Elsevier Inc.*, vol. 20, n. 3, pp. 69-85, April.
- SPÍNOLA, J.; FARIA, P.; VALE, Z., (2015), "Scheduling and Aggregation of Distributed Generators and Consumers Participating in Demand Response Programs", *IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. 1-6, June-July.

- TANG, Y., SONG, H., HU, F. e ZOU, Y., 2005, “Investigation on TOU pricing principles”, *IEEE Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific*, pp. 1-9.
- VENKATESAN, N., SOLANKI, J., KHUSHALANI, S., 2011a, “Demand Response Model and its Effects on Voltage Profile of a Distribution System”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-7, July.
- VENKATESAN, N., SOLANKI, J., SOLANKI, S. K., 2011b, “Market Optimization for Microgrid with Demand Response Model”, *North American Power Symposium*, pp. 1-6, August.
- VIDAL, A.R.S.; BATISTA, L. S., (2014), “Otimização evolutiva do Gerenciamento pelo Lado da Demanda em Smart Grid”, *Anais do XX Congresso Brasileiro de Automática (CBA-2014), Belo Horizonte*, pp. 3267-3274.
- VIVEKANANTHAN, C., MISHA, Y., LEDWICH, G., 2013, “A Novel Real Time Pricing Scheme for Demand Response in Residential Distribution Systems”, *39TH Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1956-1961, November.
- YANG, L., DONG, C., WAN, C. L. J., NG, C. T., 2013, “Electricity time-of-use tariff with consumer behavior consideration”, *International Journal of Production Economics*, vol. 146, n. 2, pp. 402-410, December.
- YU, N. e YU, J., 2006, “Optimal TOU decision considering demand response model”, *IEEE International Conference on Power System Technology*, pp. 1-5, October.
- WU, Q., WANG, L., CHEN, H., 2004, “Research of TOU Power Price Based on Multi-Objective Optimization of DSM and Costs of Power Consumers”, *IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies*, vol. 1, pp. 343-348, April.

ZHANG, D., FU, L., ZANG, L., 2007, “An Improved TS Algorithm for Loss minimum Reconfiguration in Large-Scale Distribution Systems.”, *Electric Power Systems Research*, vol. 77, n. 5-6, pp. 685–694, April.

ZHANG, Y., 1996, “Solving large-scale linear programs by interior-point methods under the Matlab environment”, Department of Mathematics and Statistics, University of Maryland, Baltimore County, Baltimore, Maryland.

Apêndice A

A.1 DADOS COMPLEMENTARES DOS SISTEMAS

As tabelas a seguir apresentam informações de carga ativa e reativa em cada barramento e os dados de linhas para os sistemas 33 barras e 119 barras, nesta ordem. As cargas correspondem à numeração da coluna *Para* em referência aos barramentos das Figuras 4.1 e 4.2.

Tabela A. 1– Dados complementares do sistema de 33 barras

Circuito	Ramo		Impedância (Ω)		Carga	
	De	Para	R	X	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	1	0.0922	0.047	100.0	60.0
2	1	2	0.493	0.2511	90.0	40.0
3	2	3	0.366	0.1864	120.0	80.0
4	3	4	0.3811	0.1941	60.0	30.0
5	4	5	0.819	0.707	60.0	20.0
6	5	6	0.1872	0.6188	200.0	100.0
7	6	7	0.7114	0.2351	200.0	100.0
8	7	8	1.03	0.74	60.0	20.0
9	8	9	1.044	0.74	60.0	20.0
10	9	10	0.1966	0.065	45.0	30.0
11	10	11	0.3744	0.1238	60.0	35.0
12	11	12	1.468	1.155	60.0	35.0
13	12	13	0.5416	0.7129	120.0	80.0
14	13	14	0.591	0.526	60.0	10.0
15	14	15	0.7463	0.545	60.0	20.0
16	15	16	1.289	1.721	60.0	20.0
17	16	17	0.732	0.574	90.0	40.0
18	1	18	0.164	0.1565	90.0	40.0
19	18	19	15.042	13.554	90.0	40.0

20	19	20	0.4095	0.4784	90.0	40.0
21	20	21	0.7089	0.9373	90.0	40.0
22	2	22	0.4512	0.3083	90.0	50.0
23	22	23	0.898	0.7091	420.0	200.0
24	23	24	0.896	0.7011	420.0	200.0
25	5	25	0.203	0.1034	60.0	25.0
26	25	26	0.2842	0.1447	60.0	25.0
27	26	27	1.059	0.9337	60.0	20.0
28	27	28	0.8042	0.7006	120.0	70.0
29	28	29	0.5075	0.2585	200.0	600.0
30	29	30	0.9744	0.963	150.0	70.0
31	30	31	0.3105	0.3619	210.0	100.0
32	31	32	0.341	0.5302	60.0	40.0
33	7	20	1.0	2.0	0.0	0.0
34	8	14	2.0	2.0	0	0
35	11	21	2.0	2.0	0	0
36	17	32	0.5	0.5	0	0
37	24	28	0.5	0.5	0	0

Tabela A. 2 - Dados complementares do sistema de 119 barras

Circuito	Ramo		Impedância (Ω)		Carga	
	De	Para	R	X	P (kW)	Q (kVAr)
1	0	1	0	0	0.0	0.0
2	1	2	0.036	0.01296	133.84	101.14
3	2	3	0.033	0.01188	16.214	11.292
4	2	4	0.045	0.0162	34.315	21.845
5	4	5	0.015	0.054	73.016	63.602
6	5	6	0.015	0.054	144.2	68.604
7	6	7	0.015	0.0125	104.47	61.725
8	7	8	0.018	0.014	28.547	11.503
9	8	9	0.021	0.063	87.56	51.073
10	2	10	0.166	0.1344	198.2	106.77
11	10	11	0.112	0.0789	146.8	75.995
12	11	12	0.187	0.313	26.04	18.687
13	12	13	0.142	0.1512	52.1	23.22
14	13	14	0.18	0.118	141.9	117.5
15	14	15	0.15	0.045	21.87	28.79
16	15	16	0.16	0.18	33.37	26.45
17	16	17	0.157	0.171	32.43	25.23
18	11	18	0.218	0.285	20.234	11.906
19	18	19	0.118	0.185	156.94	78.523
20	19	20	0.16	0.196	546.29	351.4
21	20	21	0.12	0.189	180.31	164.2
22	21	22	0.12	0.0789	93.167	54.594
23	22	23	1.41	0.723	85.18	39.65
24	23	24	0.293	0.1348	168.1	95.178
25	24	25	0.133	0.104	125.11	150.22
26	25	26	0.178	0.134	16.03	24.62
27	26	27	0.178	0.134	26.03	24.62
28	4	29	0.015	0.0296	594.56	522.62
29	29	30	0.012	0.0276	120.62	59.117
30	30	31	0.12	0.2766	102.38	99.554

31	31	32	0.21	0.243	513.4	318.5
32	32	33	0.12	0.054	475.25	456.14
33	33	34	0.178	0.234	151.43	136.79
34	34	35	0.178	0.234	205.38	83.302
35	35	36	0.154	0.162	131.6	93.082
36	31	37	0.187	0.261	448.4	369.79
37	37	38	0.133	0.099	440.52	321.64
38	30	40	0.33	0.194	112.54	55.134
39	40	41	0.31	0.194	53.963	38.998
40	41	42	0.13	0.194	393.05	342.6
41	42	43	0.28	0.15	326.74	278.56
42	43	44	1.18	0.85	536.26	240.24
43	44	45	0.42	0.2436	76.247	66.562
44	45	46	0.27	0.0972	53.52	39.76
45	46	47	0.339	0.1221	40.328	31.964
46	47	48	0.27	0.1779	39.653	20.758
47	36	49	0.21	0.1383	66.195	42.361
48	49	50	0.12	0.0789	73.904	51.653
49	50	51	0.15	0.0987	114.77	57.965
50	51	52	0.15	0.0987	918.37	1205.1
51	52	53	0.24	0.1581	210.3	146.66
52	53	54	0.12	0.0789	66.68	56.608
53	54	55	0.405	0.1458	42.207	40.184
54	54	56	0.405	0.1458	433.74	283.41
55	30	58	0.391	0.141	62.1	26.86
56	58	59	0.406	0.1461	92.46	88.38
57	59	60	0.406	0.1461	85.188	55.436
58	60	61	0.706	0.5461	345.3	332.4
59	61	62	0.338	0.1218	22.5	16.83
60	62	63	0.338	0.1218	80.551	49.156
61	63	64	0.207	0.0747	95.86	90.758
62	64	65	0.247	0.8922	62.92	47.7
63	1	66	0.028	0.0418	478.8	463.74
64	66	67	0.117	0.2016	120.94	52.006

65	67	68	0.255	0.0918	139.11	100.34
66	68	69	0.21	0.0759	391.78	193.5
67	69	70	0.383	0.138	27.741	26.713
68	70	71	0.504	0.3303	52.814	25.257
69	71	72	0.406	0.1461	66.89	38.713
70	72	73	0.962	0.761	467.5	395.14
71	73	74	0.165	0.06	594.85	239.74
72	74	75	0.303	0.1092	132.5	84.363
73	75	76	0.303	0.1092	52.699	22.482
74	76	77	0.206	0.144	869.79	614.775
75	77	78	0.233	0.084	31.349	29.817
76	78	79	0.591	0.1773	192.39	122.43
77	79	80	0.126	0.0453	65.75	45.37
78	67	81	0.559	0.3687	238.15	223.22
79	81	82	0.186	0.1227	294.55	162.47
80	82	83	0.186	0.1227	485.57	437.92
81	83	84	0.26	0.139	243.53	183.03
82	84	85	0.154	0.148	243.53	183.03
83	85	86	0.23	0.128	134.25	119.29
84	86	87	0.252	0.106	22.71	27.96
85	87	88	0.18	0.148	49.513	26.515
86	82	89	0.16	0.182	383.78	257.16
87	89	90	0.2	0.23	49.64	20.6
88	90	91	0.16	0.393	22.473	11.806
89	68	93	0.669	0.2412	62.93	42.96
90	93	94	0.266	0.1227	30.67	34.93
91	94	95	0.266	0.1227	62.53	66.79
92	95	96	0.266	0.1227	114.57	81.748
93	96	97	0.266	0.1227	81.292	66.526
94	97	98	0.233	0.115	31.733	15.96
95	98	99	0.496	0.138	33.32	60.48
96	95	100	0.196	0.18	531.28	224.85
97	100	101	0.196	0.18	507.03	367.42
98	101	102	0.1866	0.122	26.39	11.7

99	102	103	0.0746	0.318	45.99	30.392
100	1	105	0.0625	0.0265	100.66	47.572
101	105	106	0.1501	0.234	456.48	350.3
102	106	107	0.1347	0.0888	522.56	449.29
103	107	108	0.2307	0.1203	408.43	168.46
104	108	109	0.447	0.1608	141.48	134.25
105	109	110	0.1632	0.0588	104.43	66.024
106	110	111	0.33	0.099	96.793	83.647
107	111	112	0.156	0.0561	493.92	419.34
108	112	113	0.3819	0.1374	225.38	135.88
109	113	114	0.1626	0.0585	509.21	387.21
110	114	115	0.3819	0.1374	188.5	173.46
111	115	116	0.2445	0.0879	918.03	898.55
112	115	117	0.2088	0.0753	305.08	215.37
113	117	118	0.2301	0.0828	54.38	40.97
114	105	119	0.6102	0.2196	211.14	192.9
115	119	120	0.1866	0.127	67.009	53.336
116	120	121	0.3732	0.246	162.07	90.321
117	121	122	0.405	0.367	48.785	29.156
118	122	123	0.489	0.438	33.9	18.98
<i>119</i>	<i>48</i>	<i>27</i>	<i>0.5258</i>	<i>0.2925</i>	<i>0.0</i>	<i>0.0</i>
<i>120</i>	<i>17</i>	<i>27</i>	<i>0.5258</i>	<i>0.2916</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>121</i>	<i>8</i>	<i>24</i>	<i>0.4272</i>	<i>0.1539</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>122</i>	<i>56</i>	<i>45</i>	<i>0.48</i>	<i>0.1728</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>123</i>	<i>65</i>	<i>56</i>	<i>0.36</i>	<i>0.1296</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>124</i>	<i>38</i>	<i>65</i>	<i>0.57</i>	<i>0.572</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>125</i>	<i>9</i>	<i>42</i>	<i>0.53</i>	<i>0.3348</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>126</i>	<i>61</i>	<i>100</i>	<i>0.3957</i>	<i>0.1425</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>127</i>	<i>76</i>	<i>95</i>	<i>0.68</i>	<i>0.648</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>128</i>	<i>91</i>	<i>78</i>	<i>0.4062</i>	<i>0.1464</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>129</i>	<i>103</i>	<i>80</i>	<i>0.4626</i>	<i>0.1674</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>130</i>	<i>113</i>	<i>86</i>	<i>0.651</i>	<i>0.234</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>131</i>	<i>110</i>	<i>89</i>	<i>0.8125</i>	<i>0.2925</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>132</i>	<i>115</i>	<i>123</i>	<i>0.7089</i>	<i>0.2553</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

<i>133</i>	<i>25</i>	<i>36</i>	<i>0.5</i>	<i>0.5</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
------------	-----------	-----------	------------	------------	----------	----------

No sistema de 33 barras, os circuitos de 33 a 37 são Normalmente Abertos (NA), e, no sistema de 119 barras, os circuitos 119 a 133 são NA.