ALEXANDRE DE CAMPOS

Tarifas inteligentes e resposta da demanda: cenários

São Paulo

2017

ALEXANDRE DE CAMPOS

Tarifas inteligentes e resposta da demanda: cenários

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Ciências

Orientador: Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira
Tahan

São Paulo
2017

ALEXANDRE DE CAMPOS

Tarifas inteligentes e resposta da demanda: cenários

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Ciências

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador: prof. Dr. Carlos Márcio Vieira
Tahan

São Paulo
2017

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____.

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Campos, Alexandre

Tarifas inteligentes e resposta da demanda: cenários / A. Campos --
versão corr. -- São Paulo, 2017
129p.

Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Redes Inteligentes 2. Tarifas Inteligentes 3. Resposta da Demanda
4. Preços Dinâmicos I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

CAMPOS, A. **Tarifas inteligentes e resposta da demanda: cenários**. São Paulo. 2016. 131 p. Doutorado, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer ao Professor Doutor Carlos Márcio Vieira Tahan e a todos que o cercam e cercaram: a Maria Célia, a Baronesa e o Sonny (agora com o Noah), a Cida, o Zé, a Ismênia, a Jolly... Preciso aqui tornar público e agradecer a sempre calorosa recepção e o apoio.

Agradeço ao senhor meu pai, o Aléssio, e a senhora minha mãe, Antonia, ao meu irmão, Adriano, e a minha cunhada, a Sara. Fica também um oi para alguns primos: a Fernanda, a Rose, a Salete, o Deoclécio, a Cida... Imagino que eles achem interessante ter uma tese na família. Associado ao meu pai vem a imagem do Bar do Aléssio e de todos que por lá passaram. Alguns já passaram para o lado de lá, mas o abraço é extensível a todos.

Também um olá àquela meia dúzia de amigos: ao Humberto (e família), ao Alexandre Seijas Andrade (mais a Cláudia), ao Marcelo Bronca (e Priscila), ao Rafael (junto a Cris), ao Tércio (mais Carol). E mais meia dúzia: Marcelo Lavrador, Maccarrão, Dandan, Mari, Seu Santana, Farid, Leão e todos os demais que frequentam o Bar do Pinu. E também ao Pinu, claro. Se eu esqueci alguém, sinta-se abraçado também.

Agradecer ao Alexandre Maduenho que, com nossas conversas, me ajudou a concluir este trabalho. Falar um obrigado ao Luiz Mocelin e ao Eli Pellin. Uma conversa na hora em que a inspiração some, e uma conversa durante o almoço ajudam a clarear as ideias. E também a Sandra Rabello, que em momento algum deixou de perguntar como estavam as coisas.

Neste momento a Melissa deve estar pensando que eu me esqueci dela. Não! Então receba um beijo carinhoso e o agradecimento por todos estes anos. Apesar de que ainda me é incrível você me aguentar por tantos anos e ainda pensar em muitos anos à frente. Bem, podemos brindar em Paris!

Se você for tentar, tente de verdade. Caso contrário, nem comece. Isso pode significar perder tudo. E talvez até sua cabeça. Isso pode significar não comer nada por três ou quatro dias. Isso pode significar congelar num banco de praça. Isso pode significar escárnio, isolamento. Isolamento é uma dádiva. Todo o resto é teste da sua resistência. De quanto você realmente quer fazer isso. E você vai fazer isso, enfrentando rejeições das piores espécies. E isso será melhor do que qualquer coisa que você já imaginou. Se você for tentar, tente de verdade. Não há outro sentimento melhor que isso. Você estará sozinho com os deuses. E as noites vão arder em chamas. Você levará sua vida direto para a risada perfeita. Esta é a única briga boa que existe.

Charles Bukowski

RESUMO

Os consumidores residenciais de energia elétrica no Brasil pagam um preço constante pela mesma em qualquer horário do dia, a despeito da variação constante nos custos de oferta. Isto não é economicamente eficiente. Para se atingir esta eficiência a implantação de uma tarifa inteligente se faz necessária, questão mais factível com o advento das redes inteligentes. Este trabalho busca antever se este desenvolvimento é custo efetivo ou não. Em primeiro lugar, os conceitos de redes inteligentes e de medidores avançados são apresentados. Em segundo lugar, são apresentados os conceitos de resposta da demanda e se demonstra porque o preço da eletricidade, para o consumidor final, deve ser maior na ponta do que fora da ponta. Por fim, se busca fazer uma análise custo benefício de um projeto hipotético de Infraestrutura de Leitura Avançada, desenvolvido por uma distribuidora de energia da região Centro Oeste do Brasil, a partir do estudo de cenários. Esse projeto hipotético ocorre num horizonte de dez anos, entre 2014 e 2023. O primeiro passo foi o desenvolvimento de campanhas de medição entre os anos de 2012 e 2013. Usando os dados aí obtidos, duas curvas de carga horárias foram desenvolvidas, uma para os dias úteis e a outra para finais de semana e feriados. O horário de pico é entre as 19 e as 22 horas nos dias úteis, e das 18 as 23 horas nos finais de semana e feriados. O custo da oferta e o consumo total de eletricidade foram obtidos, respectivamente, no Operador Nacional do Sistema e na Agência Nacional de Energia Elétrica. Os resultados obtidos em 15 experimentos prévios foram usados para estimar as hipotéticas elasticidades preço e elasticidades de substituição. Duas modalidades tarifárias foram testadas nos cenários: Tarifa Pelo Horário de Uso e Tarifa Pelo Horário de Uso com Preço de Pico Crítico. Os resultados obtidos ficaram aquém dos conceitualmente previstos. Uma análise é feita para tentar entender a razão desta resposta.

Palavras-Chave: Redes Inteligentes, Tarifas Inteligentes, Resposta da Demanda, Preços Dinâmicos

ABSTRACT

Residential customers in Brazil pay a constant price throughout the day, despite the large time variation in costs of supply. It is not economically efficient. It is necessary to set it to costumers with smart rates, and this possibility is getting closer from the development of smart grids. This work aims understand in advance if this deployment is cost-effective or not. Firstly, the concepts of Smart Grids, AMR (Automatic Meter Reading) and AMI (Advanced Metering Infrastructure) are presented. Secondly, concepts of demand response are described, and there is a demonstration of the reasons why electricity peak prices must be higher than off-peak prices. Thirdly, we seek to make a cost-benefit analysis for a hypothetical AMI project installation to residential customers, served by a utility in the Middle West of Brazil, under some potential scenarios. This hypothetical project runs in a ten year horizon (2014-2023). The first step was to perform measurement campaigns in 2012 and 2013. Using the data obtained, two residential hourly load curves were developed, one for weekdays and another for weekends and holidays. Peak time occurs between 7 and 10 PM in weekdays, and from 6 to 11 PM on weekends and holidays. The cost of supply and total consumption in the residential segment were obtained, respectively, from the Brazilian National System Operator (ONS) and Electric Energy Agency (ANEEL). The results obtained in fifteen previous experiments were used to estimate hypotheticals price elasticity and elasticity of substitution. Two types of rates were tested in scenarios: TOU and TOU with CPP. The results were lower than expected. An analysis is made to try to understand the reasons for this answer.

Keywords: Smart Grids, Smart Rates, Demand Response, Dynamic Pricing

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Resumo dos potenciais benefícios de uma rede inteligente	22
Figura 2 – Opções Comuns de Tarifas Dinâmicas	44
Figura 3 – Níveis de demanda	46
Figura 4 – Primeira Análise Oferta e Demanda	47
Figura 5 – Segunda Análise Oferta e Demanda	49
Figura 6 – Curva de Carga DCO para os Dias Úteis	72
Figura 7 – Curva de Carga DCO para os Finais de Semana e Feriados	73
Figura 8 – Desenvolvimento de Possíveis Cenários	81
Quadro 1 – Elementos da Política de Transição para a Rede Inteligente	23
Quadro 2 – Avaliação das políticas de transição	26
Quadro 3 – ‘Gold Standard’ para Avaliação de Experimentos	62
Tabela 1 – Valor da Fatura conforme o tipo tarifário	52
Tabela 2 – Resposta Média dos Consumidores Residenciais aos Preços Partir de Pesquisas Piloto Sobre Resposta da Demanda	64
Tabela 3 – Redução da Demanda no Horário de Ponta dos Dias de Pico Crítico	78
Tabela 4 – Redução da Demanda no Horário de Ponta em Dias Convencionais	78
Tabela 5 – Deslocamento da Demanda Para Fora do Horário de Ponta	79
Tabela 6 – Resultado dos Cenário de PLD médio	87
Tabela 7 – Resultado dos Cenário de PLD máximo	91
Tabela 8 – Resultado dos Cenários de PLD mínimo	94

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI	Infraestrutura de Leitura Avançada
AMR	Medidor com Leitura Avançada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CMO	Custo Marginal de Operação
CPP	Preço Crítico de Pico
DCO	Distribuidora do Centro Oeste
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
FEA	Administração Energética Federal
GE	General Electric
MISO	Midwest Independent System Operator
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PTR	Desconto no Período de Pico
RTP	Preços em Tempo Real
TOU	Tarifa pelo Horário de Uso
WAMS	Sistemas de Monitoramento de Grandes Áreas

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. ARCABOUÇO CONCEITUAL: REDES INTELIGENTES	5
2.1. O que é uma Rede Inteligente?	5
2.2. Outras Visões de Redes Inteligentes.....	12
2.2.1. Visão da IBM	12
2.2.2. Visão da General Electric.....	13
2.2.3. Visão da Capgemini	15
2.3. Por que precisamos de uma rede inteligente? Ou das funcionalidades e benefícios de uma rede inteligente	16
2.4. Há um roteiro para a instalação de uma rede inteligente? Ou sobre o roadmap	22
3. ARCABOUÇO CONCEITUAL: TARIFAS, PREÇOS DINÂMICOS E RESPOSTA DA DEMANDA	29
3.1. Resposta da demanda.....	29
3.2. Breves Definições Sobre Tecnologias Facilitadoras.....	33
3.3. Uma visão sobre medidores	34
3.4. Algumas modalidades de preços dinâmicos.....	39
3.4.1. Tarifa pelo Horário de Uso (TOU)	39
3.4.2. Preço Crítico de Pico (CPP).....	40
3.4.3. Preços em Tempo Real (RTP)	41
3.4.4. Desconto no Período de Pico (PTR)	41
3.5. A Eficiência Econômica dos Preços Dinâmicos.....	45
3.5.1. Eficiência dos Preços Dinâmicos de Eletricidade	45
3.5.2. Investimento Eficiente na Capacidade	47
3.5.3. Preços Dinâmicos e Poder de Mercado	49
3.5.4. Visão complementar sobre a eficiência dos preços dinâmicos	50
3.6. Medição da resposta ao preço. Ou algumas considerações sobre elasticidade	54
3.6.1. Elasticidade preço da demanda	55
3.6.2. Elasticidade substituição da demanda por eletricidade.....	56
3.6.3. Aplicação de elasticidade preço da demanda	57

4. RESPOSTA DA DEMANDA – PESQUISAS PILOTO E RESPOSTA DA DEMANDA	60
4.1. A necessidade de uma pesquisa piloto e sobre o seu desenho	60
4.2. Alguns pontos sobre experimentos anteriores sobre o tema resposta da demanda.....	62
4.3. O Nível de Resposta dos Consumidores	63
4.4. Deslocamento da carga ou conservação?	64
5. UM EXPERIMENTO PARA O CASO BRASILEIRO COM O USO DE CENÁRIOS	66
5.1. O Modelo Original	66
5.2. O Modelo Adaptado – As Variáveis	68
5.2.1. O levantamento de dados	69
5.2.2. Calculando a demanda horária	70
5.2.3. Calculando a oferta e os custos de geração	74
5.2.4. A resposta da demanda às tarifas dinâmicas.....	77
5.2.5. Número de consumidores e instalação de AML	79
5.3. O Modelo Adaptado – Os Cenários	80
5.3.1. Os desenhos dos cenários	80
5.3.2. Os resultados dos cenários.....	83
5.4. Outros potenciais ganhos para as distribuidoras com tarifas dinâmicas	96
5.4.1. Parcela A.....	97
5.4.2. Parcela B.....	98
6. CONCLUSÕES	100
REFERÊNCIAS.....	105
APÊNDICE A – Resumo - Dezesete Experimentos já Desenvolvidos	107
APÊNDICE B – Séries de PLD Semanal Atualizados	123
APÊNDICE C – Os 72 Cenários Desenhados.....	127

1. INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico, como estabelecido hoje, apresenta como estrutura geral semelhanças a do início de sua história, ainda em fins do século XIX. Ao longo destes pouco mais de 100 anos, novos materiais surgiram e os equipamentos de rede conheceram grandes aperfeiçoamentos e melhorias, ajudando a reduzir as perdas e aumentar a eficiência do Sistema. Porém, os alicerces pouco se alteraram: a energia elétrica é produzida em grandes quantidades, em grandes plantas industriais, em geral longe dos centros de consumo. No locus de produção a tensão é elevada e trazida aos centros de consumo, onde é rebaixada várias vezes até a entrega aos consumidores finais. A produção localizada de pequena monta, a qual poderia ser obtida, por exemplo, por um painel fotovoltaico é um quesito raro. Exemplificando, uma pequena planta de cogeração de biomassa tem dificuldade em injetar na rede uma eventual sobra da sua produção. E micro redes autossuficientes que podem se auto isolar caso o sistema falhe também são escassas.

Além disso, o sistema elétrico levanta outras questões contemporâneas na sociedade. Talvez a principal delas diga respeito ao meio ambiente. As sociedades ao redor do mundo, sobretudo as mais desenvolvidas, exigem cada vez mais produtos que causem o menor impacto ambiental possível. E esta exigência colime com a atual estrutura de geração de energia, que em diversos casos traz em si potenciais poluentes. Sempre existem questionamentos quanto a plantas de geração termelétrica, as quais se associa poluição do ar e das águas. Ou ainda, a geração hidroelétrica, ainda que não gere resíduos, se necessitar de uma grande área alagada, muitas vezes é alvo de protestos de grupos da sociedade civil. Exemplo claro e recente disto é a construção da Usina de Belo Monte, na região Norte do Brasil. Nos Estados Unidos, por outro lado, existem empresas do setor que oferecem aos seus consumidores uma “tarifa verde”, um pouco mais elevada do que a tarifa convencional, mas que garante o fornecimento com energia gerada sem resíduos e/ou renovável.

O mundo atual, digital e não mais analógico, exige alto poder de resposta e possibilidades de escolha. A telefonia celular ajuda a exemplificar o digital

versus o analógico. Até poucos anos atrás eram raros os telefones disponíveis e a conexão exigia um intermediário chamado telefonista. As novas gerações não sabem o que é isso.

Hoje o acesso à telefonia é quase universalizado em muitas sociedades. Problemas ainda existem, mas estes vêm diminuindo. Todavia, há um ponto a se destacar neste segmento: o consumidor pode fazer escolhas. Por exemplo, este pode optar por uma empresa e, mais do que isto, escolher qual a tarifa mais adequada ao seu perfil de uso. Os diversos planos e possibilidades permitem à indústria utilizar melhor sua capacidade, ao mesmo tempo em que o consumidor tem um menor dispêndio financeiro. Esta é uma realidade ainda distante para o setor elétrico.

Desde pouco mais de uma década, o conceito de “Redes Inteligentes” (*Smart Grids*) começou a apontar uma mudança de paradigma no que diz respeito à estrutura base do sistema elétrico. Em verdade, as redes inteligentes prometem um novo mundo à frente.

Há um ponto importante dentro deste novo paradigma: abre-se grande possibilidade para a participação ativa dos consumidores, sobretudo aqueles de menor porte. O pequeno consumidor, notadamente o consumidor residencial, só percebe que a energia elétrica tem valor no momento em que recebe a fatura. Ele não tem nenhuma consciência dos seus atos de consumo. Ao contrário do setor de telefonia, o consumidor de energia elétrica não pode escolher a distribuidora e muito menos optar por uma tarifa de energia elétrica que seja mais adequada ao uso que faz.

Dentro do apresentado, o que se pode colocar, adicionalmente, é que a estrutura tarifária atual se mostra pouco adequada, particularmente no segmento residencial, foco deste trabalho. Daí a necessidade de um sistema que incorpore o consumidor como elemento ativo, dando a ele a possibilidade de escolha e a real noção do valor da energia. E a participação do consumidor deve ser ativa em qualquer iniciativa e desde o início, pois sem a educação destes qualquer plano tenderá a falhar.

Neste trabalho, um dos entendimentos dados a “participação ativa do consumidor” inclui uma tarifa sob a qual o seu comportamento se torne ativo. Uma tarifa inteligente, que indique ao consumidor quais as consequências do

seu ato de consumir. Uma tarifa que cubra adequadamente e minimize, a cada momento, o efetivo custo de produção, transporte e entrega de energia. E uma tarifa inteligente se insere no corpo de uma medição inteligente, a qual deve ser desenvolvida dentro do âmbito do novo paradigma do setor: as redes inteligentes.

Contudo, há um custo considerável para a instalação dos medidores inteligentes e de toda infraestrutura necessária. Em vista disto, a pergunta que este trabalho pretende responder é quanto do custo necessário à instalação de medidores inteligentes e da infraestrutura correlata pode ser coberto com a economia com energia que as distribuidoras verificarão, a partir da redução do consumo na ponta e do deslocamento do uso para fora da ponta, que tendem a surgir sob uma tarifa inteligente?

Para responder esta pergunta, a ideia inicial previa a realização de uma pesquisa de campo em conjunto com alguma distribuidora. Como este caminho não se mostrou viável, foram levantados dados públicos junto aos diversos organismos do Setor Elétrico Brasileiro. A estes dados foram unidas curvas de carga de uma distribuidora da região Centro Oeste do Brasil. Todas as informações foram utilizadas em um modelo adaptado de experiência semelhante colocada em prática nos Estados Unidos poucos anos atrás.

Deve-se aclarar que este trabalho não trata de questões regulatórias, muitas das quais talvez precisem ser discutidas anteriormente a projetos de redes inteligentes. O trabalho não considera, por exemplo, o fato de que as distribuidoras pagam o mesmo preço pela energia em qualquer horário do dia. Com esta estrutura de preços não há um estímulo econômico para que as distribuidoras invistam em redes inteligentes para simplesmente reduzir o consumo no horário de ponta, posto que não dispenderão menos com energia. Além disso, não há uma definição regulatória sobre quem cobrirá e nem como serão cobertos os custos de eventuais projetos de redes e medidores inteligentes. Por fim, se assume que o horário de ponta é entre as 19 e as 22 horas. Este horário, apesar de regularmente usado no Sistema Elétrico Brasileiro, não é exatamente coincidente com a ponta verificada no sistema atualmente em diversas regiões.

Para a consecução deste trabalho são aqui desenvolvidos cinco capítulos além desta introdução. No capítulo 2 é apresentado breve arcabouço conceitual sobre o que são as redes inteligentes. O capítulo 3 prossegue com o arcabouço conceitual, versando sobre tarifas, preços dinâmicos e resposta da demanda. O capítulo 4 apresenta algumas linhas sobre a necessidade de se desenvolver pesquisas pilotos que busquem bem compreender a resposta da demanda. O capítulo 5 descreve os cenários desenvolvidos para tentar responder a questão acima formulada, apresentando considerações sobre os seus resultados. No capítulo 6 são traçadas algumas linhas a guisa de conclusões. O trabalho é completado com a bibliografia utilizada e três apêndices.

2. ARCABOUÇO CONCEITUAL: REDES INTELIGENTES

2.1. O que é uma rede inteligente?

Não existe uma única e estrita definição de rede inteligente. Gellings. (2009) aponta que não surpreende que não haja uma definição única. Isto porque uma máquina complexa como a rede inteligente, com muitas opções tecnológicas à mão para melhorar as atuais funcionalidades da rede, facilita uma ampla variedade de definições. Como resultado, há diversas arquiteturas distintas, tecnologias e configurações já propostas ou em formação do que pode ser definido como rede inteligente. Assim, serão apresentadas algumas definições de rede inteligente, no intuito de criar um painel para o melhor entendimento deste conceito.

Lugmaier et al. (2009) definem redes inteligentes como aquelas com gerenciamento coordenado, baseado em comunicação bidirecional entre os participantes, capaz de prover um sistema custo-efetivo e eficiente do ponto de vista energético, e de antemão preparado para mudanças futuras no sistema energético.

Para Du et al. (2009), rede inteligente é um conceito de rede que se refere a equipar as redes elétricas de MT e BT com tecnologias de comunicação e informação apontando, em tempo real, para a supervisão e controle dos componentes, das configurações de rede e do fluxo de potência. Consequentemente, a rede inteligente pode melhorar a confiabilidade, a flexibilidade, a qualidade e a eficiência da rede atual.

Suter e Werner (2009) elaboram um painel com os pontos que uma rede inteligente deve atingir. Esses pontos são:

- i. Auto balanço e auto monitoramento da rede de potência, que pode aceitar todos os tipos de geração, levando a energia a todos os possíveis usos finais, com a mínima intervenção humana;
- ii. Planejar um sistema que permita à sociedade otimizar o uso de energia renovável, minimizando os danos ambientais;
- iii. Rede habilitada a verificar um ponto com problema, agindo de maneira autônoma com o objetivo de prevenir cortes não programados;

- iv. Comunicação em tempo real entre os geradores e os consumidores, permitindo otimização e adequado balanço entre oferta e demanda, focando o meio ambiente e/ou preços de referência;
- v. Infraestrutura de comunicação que dê suporte ao fluxo de informações ao longo dos sistemas;
- vi. Avançada infraestrutura de medição

Paun e Lorenz (2009) definem rede inteligente como sendo uma rede elétrica que pode, inteligentemente, integrar o comportamento e as ações de todos os atores conectados a ela, numa direção eficiente e que assegure a sustentabilidade, atenda os requisitos econômicos e que traga segurança na oferta. Trata-se, sobretudo, de um novo conceito, com a indústria elétrica olhando para o futuro em busca de oportunidades de ganhos, para si própria, para todos os atores do sistema e, conseqüentemente, para a sociedade.

Definições mais robustas de rede inteligente são encontradas em Heckel (2009), Sorebo e Echols (2012) e Gellings (2009).

Heckel (2009) lista os conceitos mais geralmente aceitos sobre o que é uma rede inteligente. Ela é uma rede auto balanceada e auto monitorada, que aceita geração a partir de qualquer recurso (carvão, gás, vento, sol...), transformando tudo em uso final com a mínima interferência humana. Isto permitirá à sociedade aumentar o uso de energia renovável, minimizando os danos ambientais. A rede inteligente consegue 'ver' um circuito em sobrecarga e fazer automaticamente uma manobra, prevenindo assim uma potencial situação de queda. Numa rede inteligente existe comunicação em tempo real entre consumidores e as empresas distribuidoras, permitindo a otimização condicionada ao meio ambiente e/ou aos preços ou custos.

Com estas possibilidades, quatro novas características são adicionadas à rede elétrica tradicional:

- aumento da automação em todas as áreas;
- otimização do uso dos recursos renováveis;
- flexibilidade no gerenciamento da carga da rede e dos investimentos necessários;
- incentivo e gerenciamento do comportamento do consumidor

A mudança do atual sistema para uma rede inteligente será conduzida por mudanças que ora se apresentam necessárias. A rede de distribuição é impactada por fatores operacionais, mudanças nas condições, requerimentos de momento e fatores externos. Assim, Heckel (2009) lista alguns impactos que podem ocorrer quando da mudança do sistema atual para uma rede inteligente:

- integração de recursos energéticos distribuídos;
- flutuação na injeção de energia de origem solar e eólica;
- rede com maior complexidade e vulnerabilidade;
- requerimentos de alta qualidade (via fatores regulatórios)
- aumento no comércio de energia.

Para se alcançar uma rede inteligente, muitos dos equipamentos atuais de cada cadeia devem ser alterados. O emprego de dispositivos com mais tecnologia melhorará a observação e o controle da rede. Há diferentes possibilidades técnicas para isso, como medidores inteligentes, alimentadores e subestações inteligentes e automatizados.

Finalizando, Heckel (2009) apresenta as seis principais funções que uma rede inteligente deve ter:

- confiabilidade da operação e prevenção de apagões;
- monitoramento das condições e gerenciamento de ativos;
- proteção e automação das subestações;
- gerenciamento global da rede de distribuição;
- automação da rede de distribuição;
- medição inteligente.

Sorebo e Echols (2012) apontam que o conceito inicial de rede inteligente foi provavelmente cunhada pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE). O que se pretende com uma rede inteligente é expandir a inteligência já presente em algumas partes da rede para a rede como um todo. Pode-se pensar, utilizando esta linha de raciocínio, que numa rede mais inteligente haveria uma interação direta do consumidor com uma subestação automatizada, e desta interação sairiam informações mais precisas sobre as necessidades de geração.

Então, o que faz a rede inteligente ser tão inteligente? As respostas podem ser encontradas em vários pontos, alguns até imaginários. As redes inteligentes

não tratam apenas de tecnologia: ela é um objeto ao qual se aspira. Portanto, muitas das características da futura rede inteligente ainda estão por serem definidas.

O *Energy Independence and Security Act*, publicado pelo DOE em 2007 destaca dez características de uma rede inteligente:

- i. Aumento do uso de informação digital e tecnologias de controle, com o intuito de melhorar a confiabilidade, a segurança e a eficiência da rede elétrica;
- ii. Otimização dinâmica das operações da rede e dos recursos energéticos, com segurança e controle total;
- iii. Desenvolvimento e integração da geração distribuída, incluindo recursos renováveis;
- iv. Desenvolvimento e incorporação da resposta da demanda por meio de recursos do lado da oferta e da eficiência energética;
- v. Desenvolvimento de tecnologias inteligentes para medição, comunicação e verificação do status de operação da rede, bem como a automação da distribuição. Estas tecnologias devem ser interativas e automatizadas, com medição em tempo real e que otimizem a operação física dos equipamentos de rede e dos aparelhos elétricos dos consumidores;
- vi. Integração de aparelhos e equipamentos inteligentes que os consumidores possuam ou mesmo venham a possuir;
- vii. Desenvolvimento e integração do armazenamento e estocagem de eletricidade e de equipamentos que permitam a redução no horário de pico do consumo. Isto inclui veículos elétricos *plug-in* e o estoque térmico em aparelhos de ar condicionado;
- viii. Provimento de informações aos consumidores com informações em tempo quase real e com opções de controle;
- ix. Desenvolvimento de padrões de comunicação e interoperabilidade de equipamentos e de aparelhos conectados à rede, incluindo a infraestrutura;
- x. Identificação e redução de barreiras desnecessárias e não razoáveis à adoção, práticas e serviços das tecnologias de rede inteligente.

Ainda conforme Sorebo e Echols (2012), a rede elétrica atual é um amálgama de décadas e décadas de construções sobrepostas, remendos e colagens. O objetivo do sistema de potência era simples: construir plantas de geração de eletricidade; construir grandes linhas de transmissão para trazer a eletricidade para o centro consumidor; distribuir a eletricidade. Em torno desta infraestrutura surgiu uma estrutura de monitoramento em pontos fundamentais, além de equipamentos de medição da demanda. Em conjunto, a estrutura de monitoramento e a medição ditavam se era necessária uma maior ou menor produção/geração de eletricidade. Adicionalmente, acreditava-se num modesto e previsível crescimento no uso de eletricidade, além de componentes altamente flexíveis para dar sustentação à operação.

Num sistema em que as empresas apresentam integração vertical, este modelo funciona bem. Contudo, com o novo modelo do setor, que se pretende desverticalizado, o antigo sistema pode começar a falhar. Se há múltiplos agentes e a geração, por exemplo, é feita por diversas fontes e em diversos locais, tudo ao mesmo tempo, uma coordenação maior do que a do antigo setor se fará necessária. De modo similar, se um consumidor desejasse ter sua própria geração e quisesse injetar o excesso na rede no nível da distribuição, a ausência de um sistema de medição sofisticado e de capacidade de comunicação acarretarão problemas. Além disso, se em uma região há excesso de demanda e não há uma maneira fácil e direta de indicar isto aos consumidores para que estes ajustem o seu uso, a sociedade como um todo poderá ter transtornos e problemas com os potencialmente perigosos apagões. A rede elétrica tradicional como conhecemos hoje é muito hierárquica, com a geração no início, a transmissão no meio e a distribuição no final da operação e de maneira um tanto quanto autônoma. Sob o modelo de uma rede inteligente, a geração tradicional ainda ocupa larga posição, mas a eletricidade disponível pode ser aumentada por recursos provenientes dos próprios consumidores, como uma pequena geração solar ou eólica. Este incremento da geração pode ser utilizado para, além de atender o consumidor proprietário, ser vendida para a própria distribuidora.

Ainda sob o modelo de uma rede inteligente, redes de comunicação são criadas não apenas para dar suporte à geração distribuída, mas também para

integrar o consumidor na equação do sistema. Assim, as distribuidoras podem tanto influenciar os consumidores como planejar melhor suas ações a partir das respostas destes. Isso inclui tecnologias como a Infraestrutura de Medição Avançada (AMI), a qual permite medidores inteligentes para transmitir, em tempo quase real, o nível de uso dos consumidores. E por meio de tecnologias que interagem diretamente com aparelhos elétricos de propriedade dos consumidores, a rede pode por um lado retransmitir informações sobre o nível de uso do aparelho, e por outro pode enviar comandos da distribuidora para alterar ou interromper o uso do aparelho em períodos críticos do sistema.

Concluindo a definição proposta por Sorebo e Echols (2012), a partir da geração distribuída, das melhoras nas comunicações e nas medições com a rede inteligente, pode-se pensar no armazenamento e estocagem de eletricidade. Isto pode ser feito por baterias, ar comprimido, armazenamento frio em aparelhos de ar condicionado e rebombeamento de água (gera em período crítico, bombeia a água para cima fora do período crítico). Interessante solução de armazenamento são os veículos elétricos. Estes podem se mover com a energia de um motor elétrico ou de um motor a gasolina. O próprio movimento do veículo e o motor a gasolina podem gerar energia elétrica, que é armazenada numa bateria. Esta bateria pode ser conectada à rede elétrica para carregar ou descarregar. A mitigação do uso da energia a fim de maximizar a capacidade de geração é uma das características das redes inteligentes.

Nos parágrafos seguintes será apresentada mais uma definição robusta de rede inteligente, proposta por Gellings (2009). Segundo o autor, o sistema elétrico de potência é comumente citado como a maior e mais ampla máquina já construída. Ele consiste de fios, cabos, torres, transformadores e interruptores de circuito – todos unidos num único conjunto. Em meados dos anos 60 a indústria iniciou o uso de computadores para monitorar e oferecer algum controle ao sistema. Isto, em conjunto com um modesto uso de sensores, vem crescendo ao longo do tempo. Mas talvez ele ainda esteja longe do ideal. Por exemplo, um operador do sistema pode, na melhor das hipóteses, visualizar as condições com alguns segundos de atraso. E a indústria se refere a este tempo como ‘tempo real’. Quando se considera que o pulso

eletromagnético tem velocidade próxima a velocidade da luz, este atraso de segundos ainda está longe de qualquer realidade de tempo real.

Atualmente, o sistema de potência na distribuição é quase que inteiramente um sistema mecânico, com modesto uso de sensores, mínima comunicação e praticamente sem controle eletrônico. Nos últimos 25 anos, quase todas as indústrias no mundo ocidental se modernizaram, com o uso de sensores e habilidades computacionais e de comunicação. Para estas indústrias que se modernizaram, houve enorme aumento de produtividade, eficiência, qualidade dos produtos e serviços e na performance ambiental.

Assim, Gellings (2009) define que uma rede elétrica inteligente é o uso de sensores, comunicação, habilidades computacionais e de controle, de maneira que haja um aumento da funcionalidade geral do sistema de potência. Um sistema 'burro' se torna 'inteligente' detectando, comunicando, aplicando inteligência, exercendo controles e, por meio de *feedbacks*, se ajustando continuamente. Para um sistema de potência, isto possibilita otimização, combinando geração de grande porte, geração distribuída, armazenagem e estocagem de eletricidade, transmissão e distribuição, além de objetivos quanto aos usos finais pelos consumidores. Para estes últimos, a rede inteligente deve assegurar a confiabilidade e a otimização do uso de energia, mitigando impactos ambientais, gerenciando recursos escassos e contendo os custos. E esta rede elétrica inteligente, uma vez completa, deve ter os seguintes atributos:

- promover a confiabilidade absoluta do suprimento;
- otimizar a utilização da geração de grande porte e do armazenamento, combinando recursos de geração distribuída e carga controlável dos consumidores. Com isso, se deve assegurar sempre os menores custos para fornecimento;
- provocar impacto ambiental mínimo na geração e na entrega de energia elétrica;
- reduzir as necessidades elétricas quando da produção, aumento na eficiência dos sistemas de transmissão e distribuição e aumento na eficiência e na efetividade dos aparelhos de usos finais;

- prover a confiabilidade e a flexibilidade no suprimento e nos sistemas de entrega, seja um problema causado por ataque físico, ataque cibernético ou fenômenos naturais;
- assegurar alta qualidade da energia elétrica para todos os consumidores segundo os mesmos desejarem;
- monitoramento de todos os componente do sistema de potência para permitir manutenções automáticas e a prevenção de falhas.

A rede inteligente não tem significância para os problemas atuais. Rede inteligente significa endereçar os desafios do amanhã. Há mais de um século a rede elétrica faz o seu trabalho extraordinariamente bem, mesmo com limitada capacidade de controle e pouca interação com os consumidores. Se não fossem pela variedade e grande número de mudanças demográficas, tecnológicas e socioeconômicas que vem transformando o mundo, a conclusão deveria ser que a rede está trabalhando bem e nenhuma mudança se faz necessária.

2.2. Outras Visões de Redes Inteligentes

Conforme colocado e apresentado anteriormente, não há uma única e estrita definição para o termo 'rede inteligente'. Para além das definições apresentadas, Gellings (2009) ilustra iniciativas e conceitos alternativos de rede inteligente, alguns deles já em desenvolvimento e aplicação. Esta seção apresenta algumas destas iniciativas.

2.2.1. Visão da IBM

Para a IBM, baseada em pesquisa com 1900 consumidores e aproximadamente 100 executivos da indústria elétrica de todo o mundo, as redes inteligentes são formuladas a partir da perspectiva dos consumidores. A IBM acredita que isto revela mudanças maiores do que aquelas que já estão a caminho, incluindo uma base de consumidores mais heterogênea, envolvendo novos modelos na indústria e uma saída de uma cadeia de valor que existe há décadas.

A IBM acredita que a rede inteligente se manifestará por uma rede de participação com progresso contínuo, um ecossistema tecnológico que

compreende uma ampla variedade de equipamentos inteligentes conectados em redes de trabalho, geração distribuída e ferramentas que permitam o gerenciamento pelos consumidores. A visão da IBM ainda inclui:

- preparação de um ambiente no qual os consumidores sejam participantes mais ativos;
- agregação dos dados levantados em tempo real dos consumidores com as informações operacionais, a fim de decidir, dentro da cadeia de valor, qual a melhor regra a se utilizar a cada momento;
- serviços e atendimento melhores para uma base de consumidores crescente e que se torna mais heterogênea.

Para conseguir as melhorias no sistema, a IBM crê que as empresas elétricas implantarão tecnologias avançadas, como medidores inteligentes, sensores e geração distribuída.

Com estas tecnologias, os seguintes interesses deverão ser atendidos:

- a combinação de preços crescentes com o crescimento do senso dos consumidores quanto ao impacto do uso de energia no meio ambiente;
- a possibilidade de apagões pode fazer com que consumidores, políticos e reguladores demandem uma avaliação na infraestrutura da indústria;
- questões relacionadas às mudanças climáticas vêm reforçando a pesquisa e os investimentos em tecnologias de geração limpa e de pequeno porte;
- os custos de novas tecnologias decrescem conforme padrões abertos tornam-se mais prevalentes.

Em resumo, a IBM vê, a partir de uma perspectiva tecnológica, que os medidores inteligentes, as redes com automação e a geração distribuída são os principais guias para a maioria das mudanças futuras na indústria.

2.2.2. Visão da General Electric

A General Electric (GE) vê a rede inteligente como “uma família de sistemas de controle de rede e de ferramentas de gerenciamento de ativos, empoderada por sensores, vias de comunicação e ferramentas de informação”. A empresa visiona “uma rede mais inteligente para todos”, o que poderia melhorar a experiência para empresas, reguladores e consumidores.

Para os participantes da indústria e para o funcionamento dos sistemas, a GE aponta as possíveis seguintes mudanças:

- para os executivos das empresas: a GE crê no potencial para um grande aumento na produtividade, o que poderia melhorar os serviços, o controle de custos e aumentar a confiabilidade do serviço;
- para o gerenciamento da operação: a GE acredita numa redução na frequência e no impacto das interrupções, a partir de uma melhor observação e da coleta de dados de rede em tempo real;
- para o gerenciamento da tecnologia de informação: a GE vê a rede inteligente baseada em softwares e em protocolos de comunicação abertos, tornando mais fáceis a integração e o suporte;
- para os profissionais das áreas de engenharia e manutenção: a empresa crê que seja possível fazer mais com menos, focando os recursos em melhorar os serviços e não apenas na manutenção. O conhecimento da situação do sistema em tempo real possibilita uma manutenção baseada nas necessidades. Isto também permite uma resposta mais rápida a interrupções, aumentando a velocidade de restauração do sistema;
- para o serviço de atendimento direto e resposta aos consumidores (*call centers*): numa rede inteligente, a empresa tomará ciência de um desligamento antes mesmo da chamada dos consumidores. Com isto, já poderia preparar as respostas. A partir disto, os serviços de *call centers* poderão responder as questões dos consumidores de maneira mais rápida e precisa, reduzindo a necessidade de um novo contato para dar uma resposta. E o número de funcionários nesta função também poderia ser reduzido.

A GE coloca que, a primeira vista, a rede inteligente não parece diferente da rede atual. São as funções a serem ativadas com a rede inteligente que farão toda a diferença.

Finalizando, os principais elementos que a GE vê numa rede inteligente são:

- geração distribuída trabalhando em perfeita harmonia com a rede;
- casas inteligentes que, por si só, adotam práticas de economia de energia e facilitam a vida cotidiana;

- a partir do real conhecimento da demanda ocorrerá uma resposta desta de maneira otimizada;
- veículos elétricos conectáveis à rede, não apenas se carregando mas também injetando potência;
- melhora nas operações da rede;
- aumento na qualidade e na segurança do fornecimento;
- ganhos de eficiência, possibilitando fazer mais com menos recursos.

2.2.3. Visão da Capgemini

A Capgemini, multinacional francesa fornecedora de consultoria, tecnologia e terceirização, acredita que para um progresso significativo na direção de enfrentar os desafios da atual rede e se atingir as características almejadas numa rede do futuro, as empresas do setor energético deveriam se focar em quatro atividades principais:

- coleta de dados: os dados podem ser coletados em muitos pontos e em muitos recursos da rede;
- análises e projeções: os dados que foram coletados devem ser reunidos e analisados para propósitos operacionais e de negócios;
- monitoramento, gerenciamento e ação: na parte operacional, os dados vêm dos equipamentos de rede num processo pré-definido que informará, registrará e dará início a uma ação;
- reconstrução da rede para dar suporte a um fluxo de potência bidirecional, transferindo potência entre as subestações. Isto possibilitará que as informações coletadas e analisadas possam agir sobre a rede como um todo.

Segundo a Capgemini, algumas destas atividades podem ser executadas em tempo real e outras em tempo não real. Em tempo real estarão as atividades de balanço de carga, detecção de queda de linhas energizadas e faltas, dentre outras, nos campos operacional e de monitoramento. Em tempo não real podem ser executadas a integração de bancos de dados existentes ou a inclusão de novos. O objetivo último é que os dados financeiros sejam fundidos com os dados operacionais, de tal forma que seja possível maximizar a utilização dos ativos e o gerenciamento do ciclo de vida dos componentes,

auxiliar o planejamento estratégico, maximizar a satisfação dos consumidores e atender as necessidades regulatórias de informações.

2.3. Por que precisamos de uma rede inteligente? Ou das funcionalidades e benefícios de uma rede inteligente

Du et al. (2009) apontam alguns benefícios da rede inteligente para as empresas: rápida e precisa localização de falhas; redução do tempo sem carga; aumento da produtividade da força de trabalho; registro das curvas de carga para melhor gerenciamento da capacidade. Além disso, uma rede inteligente pode permitir, a partir de um controle inteligente, a melhora da confiabilidade e da flexibilidade da rede, assim como da qualidade do serviço. Tudo de maneira eficiente.

Como apontado anteriormente, Sorebo e Echols (2012) colocam que a intenção de uma rede inteligente não é concertar os problemas da atual rede elétrica. Apesar disto, a mudança é provável por uma série de fatores. Poder-se-ia argumentar que o condutor primário desta mudança, contudo, é o econômico. A realidade é que múltiplos fatores conduzem o processo.

Uma facilidade maior na aquisição de aparelhos de ar condicionado, produto ainda muito distante da saturação, faz pensar em um aumento da demanda por eletricidade no longo prazo. A cultura eletrônica, desde telefones celulares que exigem carregamento até televisores que usam mais eletricidade do que as gerações anteriores, também elevam a demanda. Por outro lado, globalmente o lado da oferta se vê frente a desafios de regulação ambiental, o que tolhe a geração com combustíveis fósseis e grandes centrais hidrelétricas¹, além dos ainda altos investimentos e longo período de *payback* em instalações solares e eólicas. Estes desafios na oferta e na demanda, por si sós, provavelmente causarão dramáticos aumentos nos custos da eletricidade.

Sorebo e Echols (2012) apontam que muitas empresas do setor são de grande porte e têm grandes investidores, interessados em retorno sobre o capital investido. Contudo, as empresas se veem frente a uma regulação pelas

¹ Este é o caso brasileiro, quando grandes empreendimentos de geração hidrelétrica na Região Norte do país tiveram problemas para conseguir o licenciamento ambiental, além de grande pressão popular.

agências públicas acerca do que podem cobrar dos seus consumidores no nível da distribuição. Com isso, as empresas precisam ficar permanentemente buscando ser mais custo efetivas, além de procurar mercados com menor regulação. Pelo lado da geração, ter vantagens tributárias, subvenções e maior orientação ao mercado são algumas das razões para se investir em energias renováveis. E no caso brasileiro, se houver geração solar ou eólica o despacho é obrigatório, independente do custo da geração.

Apesar da relação custo-benefício nas redes inteligentes ainda se mostrar incerto, uma rede inteligente apresenta uma gama de oportunidades de negócio e de inovação tecnológica para uma indústria que historicamente não é reconhecida assim. O engajamento do consumidor, ainda que se mostre um tema menos atrativo, é uma destas oportunidades, a qual a disponibilidade de tecnologia cria sua própria demanda. Algo que nunca esteve no radar de nenhum agente de repente se torna imperativo uma vez a tecnologia se torne fácil, com baixo custo e útil. Os celulares inteligentes eram desnecessários até estes se tornarem economicamente viáveis aos consumidores.

Os benefícios esperados com as redes inteligentes não parecem atraentes numa primeira visão dos investimentos. Porém, em primeiro lugar, deve-se colocar que há certo consenso que aponta que os preços da energia subirão inevitavelmente graças as questões (anteriormente apresentadas) referentes à oferta e à demanda. Mas há a possibilidade de, com uma rede inteligente, o aumento no custo da energia ser menor. Por exemplo, um programa de resposta da demanda pode ser implantado mais facilmente numa rede inteligente. Com ele, a distribuidora pode ter acesso e desligar os aparelhos de posse dos consumidores quando o sistema apresentar excesso de demanda. Com isso, os apagões e seus custos inerentes tendem a diminuir. Em segundo lugar, uma rede inteligente pode ajudar na detecção prévia de falhas, fazendo com que o número de interrupções e a duração delas sejam reduzidos. Por outro lado, a rede inteligente não pode evitar falhas causadas por temporais. Porém, na rede do futuro deverão estar presentes e acopladas à geração distribuída, a armazenagem de energia e as microrredes, que talvez consigam mitigar este tipo de falha. Mas a eliminação completa de interrupções e falhas é

improvável. Por fim, a rede inteligente apresenta ainda desafios de segurança cibernética.

Assim, Sorebo e Echols (2012) colocam que o retorno que a rede inteligente oferece vem dos custos evitados nos degraus mais baixos, conseguidos por meio de grande automação, menor perda de receitas como resultado de menos falhas e menor custo de geração, atingido por meio de programas de resposta da demanda e de preços dinâmicos², que deslocam o uso para momentos de menor demanda. Estes retornos, porém, não surgem de maneira automática, apenas pela presença de uma rede inteligente. Exemplificando, programas de resposta da demanda dependem fortemente da participação do consumidor. Já os custos que se evitam a partir de uma grande automação só serão verificados se for possível manter o mesmo serviço reduzindo o número de empregados. E a habilidade para se conseguir menor número e menor duração das falhas dependerá, na rede inteligente, da possibilidade destas serem mais facilmente previstas e mais rapidamente tratadas, dentro de uma tecnologia avançada.

É difícil prever com exatidão a rede do futuro, dados os tantos fatores envolvidos. Olhando 50 anos à frente, se pode ter a visão de uma rede de distribuição altamente dinâmica, na qual consumidores individuais geram sua própria eletricidade a partir do sol ou do vento, mantendo também certo estoque de energia a ser usado quando os recursos naturais falharem. O uso total de eletricidade inevitavelmente crescerá, assim como crescerá a confiança em algumas tecnologias, como os veículos elétricos híbridos.

Finalmente Gellings (2009) também tenta responder a questão do porquê precisamos de uma rede inteligente. Assim, a parte final desta seção apresenta a resposta deste autor a esta questão.

A indústria elétrica vem apresentando ao mundo um alto padrão de confiabilidade na operação. Problemas verificados ao longo do tempo, em várias partes do mundo, trazem o aviso de que este elevado padrão pode ser manchado se atitudes não forem tomadas para garantir os mais altos índices de confiabilidade também no futuro. Por outro lado, os custos associados com

² Programas de resposta da demanda e preços dinâmicos serão tratados de maneira mais profunda no capítulo 3, listando-se inclusive benefícios de curto e longo prazos.

um sistema de baixa confiabilidade poderiam comprometer a economia como um todo.

Na atual era digital, na qual os consumidores exigem a mais alta qualidade, o desenvolvimento e a implementação de um sistema de potência mais robusto, funcional e confiável é uma necessidade. Sob este aspecto, a rede inteligente deve ser um sistema avançado que aumentará a produtividade do uso da eletricidade e, ao mesmo tempo, criará um arcabouço para a aplicação de novas tecnologias.

Cinco funções podem ser colocadas como partes integrantes do sistema de potência do futuro. São elas:

i. Visualização do sistema de potência em tempo real

Para se atingir este atributo, seriam implantados sensores avançados nos componentes críticos por todo o sistema. Estes sensores seriam acompanhados por um sistema de comunicação em tempo real, de arquitetura integrada. Os dados seriam gerenciados em simulações rápidas em modelos computacionais, sendo então apresentados numa forma visual para os operadores do sistema administrarem e responderem.

ii. Aumento da capacidade do sistema

Esta funcionalidade incorpora um esforço direto para construir ou reforçar a capacidade em sistema de alta tensão. Isso incluiria a construção de mais circuitos de transmissão, a elevação dos critérios de operação de subestações, a melhoria na infraestrutura de dados, a atualização de centros de controle e a atualização de esquemas de proteção e relés.

iii. Alívio de restrições

Esta funcionalidade permitiria eliminar muitos gargalos que limitam o funcionamento pleno do mercado atacadista, bem como assegurar a estabilidade do sistema. Além de também promover o aumento da capacidade do sistema, esta funcionalidade inclui aumentar o fluxo de potência, aumentar a tensão suportada e promover e permitir a operação do sistema em bases dinâmicas. Esta funcionalidade exigiria a implementação de tecnologia para gerenciar faltas.

iv. Criação um sistema autorregenerante

Uma vez que as três funcionalidades anteriores estiverem em pleno funcionamento, será possível controlar o sistema em tempo real. Criar um sistema que se autorregenere exigirá a implementação em larga escala de equipamentos eletrônicos, como interruptores de circuito, e de tecnologias que trazem em si flexibilidade. Os equipamentos eletrônicos e as tecnologias serão integrados na arquitetura avançada de controle para permitirem um sistema com autorregeneração.

v. Permitir (aumentar) a conectividade dos consumidores

As funcionalidades anteriormente descritas assumem a integração de sistemas de comunicação ao longo de todo o sistema elétrico, aumentando a conectividade até o consumidor. Esse aumento cria três novas áreas de funcionalidades: a primeira diretamente ligada com o serviço de eletricidade (isto é, informando o consumidor sobre a fatura de momento e os preços em tempo real); a segunda indiretamente ligada ao serviço de eletricidade (monitoramento de aparelhos de posse dos consumidores, por exemplo); e a terceira envolve o serviço de comunicação em si (serviço de transmissão de dados, por exemplo).

A partir das cinco funcionalidades anteriormente apresentadas, Gellings (2009) apresenta alguns benefícios que estarão presentes em uma rede inteligente. São eles:

- ativos físicos e de informação estarão protegidos de problemas naturais e dos problemas causados pelo homem, com uma infraestrutura de entrega de energia que pode ser facilmente restaurada no caso de um ataque ou de uma simples interrupção: um sistema que se autorregenera.
- sistema extremamente confiável e de alta qualidade, assumindo uma qualidade digital para um crescente número de usos finais críticos;
- viabilidade de se obter sempre o preço mais inteligente para os consumidores, o que inclui baixo custo e alto valor dos serviços energéticos. Isto pode estimular a economia e oferecer aos consumidores grande controle sobre o uso e sobre os gastos com energia;

- minimização dos impactos ambientais e sociais, por meio do uso mais racional da infraestrutura existente; promoção o desenvolvimento e o uso de equipamentos e sistemas eficientes em termos energéticos; estímulo ao desenvolvimento, a implementação e o uso de recursos energéticos renováveis e limpos;
- aumento da produtividade, da taxa de crescimento econômico e redução da intensidade do uso de eletricidade.

Em resumo, uma rede inteligente tem o potencial de trazer benefícios ao meio ambiente, aos consumidores, às empresas e por consequência à sociedade como um todo, conforme ilustrado na figura 1. Estes benefícios incluem a economia de energia, os mecanismos para melhorar a confiabilidade e a qualidade da energia e a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Concluindo, todas as definições apresentadas assumem o conceito de que uma rede inteligente transformará o sistema atual, que tem característica passiva, que opera conforme o projetado, com fluxo unidirecional, num sistema ativo e dinâmico, operado de maneira ativa. O que significa, acima de tudo, uma mudança do paradigma atual.

Figura 1 – Resumo dos potenciais benefícios de uma rede inteligente

CONSUMIDORES	O MEIO AMBIENTE	EMPRESAS
<p>melhora na comunicação</p> <p>melhor serviço</p> <p>mais opções de serviço</p> <p>eliminação de erros de medição</p> <p>aumento da confiabilidade</p> <p>melhora na qualidade</p> <p>redução nas interrupções do serviço</p> <p>menor duração das interrupções</p> <p>gerenciamento possível dos custos</p> <p>notificação automática (resposta da demanda, manutenção, outras)</p> <p>grande flexibilidade e possibilidades de escolha no mercado</p> <p>aquisição mais fácil de 'energia verde'</p> <p>gestão ambiental</p> <p>conhecimento sobre energia e empoderamento</p> <p>facilidade de geração local própria</p> <p>monitoramento dos equipamentos pela distribuidora</p> <p>aparelhos inteligentes e de fácil uso</p> <p>interoperabilidade dos sistemas de controle</p> <p>possível utilização pela internet</p> <p>aumento da funcionalidade dos aparelhos por meio de inovação e de controles dinâmicos</p> <p>. aumento da eficiência</p> <p>. Aumento da produtividade</p> <p>. Produtos de melhor qualidade</p> <p>. Aumento do conforto, da saúde e da segurança</p> <p>. Melhor qualidade do clima no interior da casa</p> <p>. Minimização dos descartes</p>	<p>interconexão de renováveis à rede</p> <p>redução da depreciação; aumento da sustentabilidade</p> <p>menores emissões de CO2 e outros poluentes do ar; mitigação das mudanças climáticas; melhora da qualidade do ar</p> <p>redução de resíduos pela melhora dos aparelhos de uso final e dos processos</p>	<p>melhora nas comunicações</p> <p>aumento dos serviços disponíveis aos consumidores</p> <p>melhora no gerenciamento da distribuição</p> <p>maior capacidade de descrição da carga</p> <p>melhora no gerenciamento do horário de pico</p> <p>alívio durante restrições de capacidade</p> <p>redução dos congestionamentos da transmissão e de perdas nas linhas</p> <p>postergação dos investimentos em nova geração</p> <p>aumento da qualidade e da confiabilidade; estabilização da rede</p> <p>inteligência para despacho em caso de interrupção; redução nas interrupções do serviço</p> <p>deteção de roubo de carga</p> <p>gerenciamento avançado dos ativos</p> <p>medição automatizadas</p> <p>leitura e verificação automatizadas</p> <p>dados em tempo real da operação de aparelhos de uso final</p> <p>controle direto de aparelhos de uso final</p> <p>preço dinâmico e resposta da demanda automática</p> <p>facilitação do faturamento, das mudanças de serviço e da comunicação de interrupções</p> <p>gerenciamento, diagnóstico e conserto de equipamentos de posse dos consumidores</p> <p>controle de custos e mecanismos de recuperação</p> <p>melhor cumprimento dos programas nacionais</p> <p>integração mais fácil de veículos elétricos</p> <p>habilidade para se adaptar a necessidades futuras</p>
<p>BENEFÍCIOS DA REDE INTELIGENTE</p>		
	<p>A SOCIEDADE</p> <p>melhora na confiabilidade da rede</p> <p>menor dependência de combustíveis estrangeiros; elevação da segurança nacional</p> <p>menor necessidade de inclusão de nova geração</p> <p>menores emissões de CO2 e outros poluentes do ar; mitigação das mudanças climáticas; melhora da qualidade do ar</p> <p>desenvolvimento econômico</p> <p>ajuda no cumprimento de acordos internacionais (Protocolo de Kioto) e nacionais</p>	

FONTE: EPRI Report 1016905, Junho de 2008. Adaptado pelo autor a partir de Gellings (2009)

2.4. Há um roteiro para a instalação de uma rede inteligente? Ou sobre o roadmap

Du et al. (2009) apontam que a completa instalação de uma rede inteligente requer um longo tempo de implementação, grandes investimentos e muito trabalho. Este longo trabalho deve seguir uma rota muito bem pensada,

incorporando a cada passo elementos que possivelmente estarão na futura rede, como carros elétricos e geração descentralizada. E não existe uma única política ótima de transição. Esta deve ser gradual, dadas as incertezas.

A oferta futura de eletricidade ainda é uma questão incerta. Em vista disso, a rede elétrica inteligente será desenvolvida de maneira apropriada? Podem, no meio do processo de instalação da rede inteligente, ocorrerem mudanças ambientais que obrigariam a mudanças nas premissas originais? Como os operadores de rede lidariam com o alto grau de incertezas? Em outras palavras, qual seria a política apropriada para a transição da rede atual para uma rede inteligente?

Responder a estas questões não requer apenas olhar para frente para entender as várias possibilidades de futuro, mas também testar as oportunidades e ameaças para as estratégias de transição para a rede inteligente. Em vista disto, Du et al. (2009) sugerem a aplicação de uma análise de cenários, avaliando estratégias de transição e as vantagens e desvantagens de cada uma delas, dentro dos possíveis quadros futuros.

Seguindo este roteiro, se terá uma visão para desenhar uma política de transição robusta para a rede inteligente.

Quadro 1 – Elementos da Política de Transição para a Rede Inteligente

TEMPO	ESCALA DE IMPLEMENTAÇÃO	NÍVEL DE AUTOMAÇÃO
Elemento A	Elemento B	Elemento C
A1: Imediato	B1: Completo	C1: Nenhum
A2: Gradual	B2: Parcial	C2: Alto
	troca de itens velhos	C3: Médio
	troca de equipamentos específicos	
	regiões específicas	

FONTE: Du et al. (2009), adaptado pelo autor

Du et al. (2009) trabalham com apenas dois conceitos de rede inteligente: monitoramento e controle. Não obstante, os autores apontam a possibilidade de trabalhos futuros incluindo um número maior de aspectos. O monitoramento e o controle remotos permitirão a observação e o levantamento de dados de rede, bem como a atuação ativa nesta após uma interrupção.

Qualquer política de transição deverá ter em seu bojo pelo menos três elementos: tempo de implementação, escala de implementação e nível de automação. O quadro ilustra as opções de cada um destes elementos.

Políticas de transição podem ser desenhadas a partir de qualquer combinação destes três elementos. Devido aos altos custos de implementação e as complexidades, uma implementação imediata, na rede inteira e com alto nível de automação provavelmente não seja nem viável e nem factível. Assim, quatro políticas de transição iniciais podem ser especificadas:

- i. Sem inteligência adicional: permanece com o mesmo nível de automação da rede, ocorre apenas a troca de ativos velhos por ativos semelhantes mais modernos;
- ii. Inteligência nos novos elementos: quando ativos velhos ou que estão falhando necessitem reposição, eles o são por ativos mais inteligentes. Assim, o aumento da inteligência da rede é função da velocidade com que a troca de ativos é feita;
- iii. Gradualmente mais inteligente: tornar a rede mais inteligente por meio do aumento do nível de automação, para além da simples troca de elementos velhos ou que falham. A inteligência da rede é feita por fases, determinados por região ou por instalação. Uma vez completada uma fase, o programa pode ser revisto;
- iv. Inteligência completa: inteligência imediata para todo um conjunto, com nível médio de automação. Deve-se notar que devido a grande quantidade de trabalho envolvido, a inteligência imediata de toda a rede é impossível. A completa instalação do programa tomaria anos e deveria ser dividida em fases. As principais diferenças com relação a política de transição (iii) são que o tempo de implementação é menor e não há reconsideração do programa quando uma fase se encerra.

Du et al. (2009) desenharam quatro cenários para análise das políticas de transição. A demanda e quão centralizada é a geração são variáveis primárias do cenário e, quanto a infraestrutura, pode se verificar uma rede global (a rede como um todo) ou uma rede local.

Os quatro cenários propostos são:

- i. Cenário baseado no aumento da eletrificação para alguns usos finais³, com a eletricidade sendo gerada de maneira centralizada;
- ii. Cenário baseado na extrapolação da situação corrente. Para os usos finais tipificados em (i), o uso de combustíveis fósseis e biocombustíveis seria aumentado, enquanto o uso de eletricidade para estes fins seria modesto. A maior parte da eletricidade continuaria sendo gerada de maneira centralizada;
- iii. Cenário baseado no aumento da eletrificação dos usos finais tipificados em (i), com a eletricidade sendo produzida em geração distribuída, como PCHs e painéis solares⁴;
- iv. Cenário baseado na extrapolação da situação corrente. Para os usos finais tipificados em (i), o uso de combustíveis fósseis e biocombustíveis seria aumentado, enquanto o uso de eletricidade para estes fins seria modesto. Contudo, a geração centralizada pouco a pouco seria substituída por geração distribuída, levando a um aumento na demanda nas redes de média e baixa tensão;

Para se identificar uma política de transição robusta, o critério é analisar os resultados das opções de políticas de transição. Du et al. (2009) propõem que quatro indicadores sejam utilizados:

- confiabilidade da oferta;
- custos, tanto das tecnologias para comunicação e/ou informação como para equipamentos primários (cabos, interruptores, disjuntores);
- acesso aos dados em tempo real;
- eficiência.

O quadro 2 ilustra como fazer a avaliação de cada cenário, com cada possível política de transição, dentro de cada um dos critérios de análise.

³ Du et al. (2009) apresentam uma análise para a Enexis BV, da Holanda. Para esta empresa, os usos finais são calor e transporte.

⁴ A combinação de um aumento no consumo de eletricidade com um aumento da geração distribuída eleva a demanda nas redes de média e baixa tensão. Além disso, opções de gerenciamento pelo lado da demanda podem surgir, pois algumas cargas novas podem ser flexíveis.

Quadro 2 – Avaliação das políticas de transição

CENÁRIO (1 a 4)	POLÍTICA 1	POLÍTICA 2	POLÍTICA 3	POLÍTICA 4
Confiabilidade				
Custo				
Acessibilidade				
Eficiência				

FONTE: Du et al. (2009), adaptado pelo autor

Em cada uma das células, em cada um dos cenários, deve-se fazer uma avaliação da performance, com um sinal (+) em caso de avaliação positiva, (-) em caso de avaliação negativa e (0) se não houver efeito óbvio.

Exemplificando, no cenário 1, caso se opte por uma política de transição gradual, a confiabilidade e a eficiência melhorarão, não haverá uma mudança grande quanto ao acesso aos dados em tempo real e os custos serão maiores⁵.

A partir do trabalho de Du et al. (2009) se conclui que não existe uma política única e ótima de transição para a rede inteligente. Isto deixa espaço para uma fase de ajustes. Pode-se verificar que os objetivos são parcialmente contraditórios. Por um lado, o aumento da confiabilidade com uma rede inteligente é desejável. Por outro, fazer a transição rapidamente custaria muito esforço e dinheiro, reduzindo a flexibilidade para se lidar com problemas que as próprias mudanças trazem.

Um ajuste na política de transição como passo intermediário deve ser desenhado. A política de transição preferida é a combinação de políticas iniciais de ‘inteligência nos novos elementos’ e ‘gradualmente rede mais inteligente’, a partir de uma determinação topológica.

É sensato aos operadores da transição não optarem por uma transição imediata, pois a transição gradual dá mais flexibilidade ao processo. Uma política robusta de transição seria a combinação acima exposta (‘inteligência nos novos elementos’ e ‘gradualmente mais inteligente’), em regiões com

⁵ Fazer a análise pormenorizada de cada cenário e de cada política foge ao escopo do trabalho. O que se pretende é apenas mostrar um possível roteiro a ser seguido na transição para a rede inteligente. Em Du et al. (2009) podem ser encontrados os resultados completos das análises feitas para a Enexis BV.

ativos de idade média avançada, cobertura descentralizada e alta densidade de cabos de distribuição local.

Segundo Gellings (2009), com a desregulamentação do mercado de energia dos Estados Unidos iniciado no final do século XX, todos os agentes foram encorajados a enviar energia para fora de sua área de atuação. Isto levou a um aumento do congestionamento na transmissão, a qual ainda era assentada em tecnologias desenvolvidas nas décadas de 1940 e 1950.

Adicionalmente a esta questão da transmissão, a sociedade americana vai aumentando a demanda pelo uso de energias renováveis. Contudo, a instalação de grandes plantas solares ou eólicas fora dos principais centros de carga ainda obriga a construção de novas linhas de transmissão ou a um sobre uso das linhas ora existentes.

A superação destas duas questões exigirá um grande acordo de cooperação entre o governo e a indústria. Gellings (2009) sugere seis etapas a serem seguidas para acelerar a formação de uma rede inteligente, a qual permita a expansão da energia renovável e a redução dos congestionamentos e dos riscos de apagões.

As etapas propostas aqui são baseadas na realidade verificada nos Estados Unidos. Contudo, com algumas talvez breves adaptações, estas etapas podem ser seguidas para a instalação de uma rede inteligente em qualquer parte. Críticas, quando cabíveis, se seguem a apresentação das etapas.

As seis etapas propostas por são:

- i. Construção em bases locais, de modo coordenado, de novas unidades de geração e transmissão. Sem essa coordenação, os geradores serão tentados a construir novas plantas em locais nos quais os preços são maiores, vindo a se opor então a construção de linhas de transmissão que levem a energia elétrica para os lugares com preços mais baixos. Os operadores do sistema devem ser os responsáveis e ter a autoridade para executar um plano coordenado de expansão. De alguma maneira, isto já se verifica no Brasil.
- ii. Implementação das tecnologias necessárias para a operação de uma área de rede ampla. Para operar um grande sistema de potência (ainda que regional), alguns elementos de rede devem ser observáveis, seja

por monitoramento direto, seja por estimativas computacionais. Sistemas de monitoramento de grandes áreas (WAMS) que empregam unidades de medição fasorial (PMu) estão sendo agora empregados para fazer medição direta. Adicionalmente, o uso de softwares avançados para estimação de estado (averiguar o provável estado dos elementos da rede que não tem monitoramento direto) deveriam se tornar obrigatórios. Estes softwares de estimação deveriam ser extensões dos softwares de avaliação de segurança, os quais podem ajudar os operadores a mitigar os problemas quando eles surgem;

- iii. A prática de operar o sistema de potência sob condições de confiabilidade e níveis de segurança que os softwares indicam (e que poderia levar a apagões) deveria ser reconsiderada e se tornarem mais restritivas;
- iv. A operação da rede deve ser coordenada de maneira mais próxima as operações do mercado, não apenas para minimizar o risco de apagões, mas também para prevenir preços muito elevados. De maneira específica, os preços devem ser determinados de acordo com as regras de mercado, o que asseguraria que o fluxo de potência ocorresse de maneira mais custo efetiva e a congestão na transmissão fosse evitada. Os consumidores também precisam ser informados e ter meios de frear o consumo automaticamente em caso de elevação dos preços.
- v. Melhoraria nas operações de emergência. Linhas de comando claras são necessárias para lidar com emergências de forma efetiva. Os operadores do sistema também precisam ser treinados de forma completa em restauração da rede e *black starts*. A questão de como definir relés de proteção para prevenir uma cascata de desligamento também deve ser reexaminada;
- vi. Os sistemas de informação e de procedimentos de rede precisam ser atualizados. Dados complexos de comunicação são subjacentes a operação do sistema de potência, especialmente durante uma emergência. Muitos destes sistemas precisam de atualização com o uso de tecnologias avançadas, com os procedimentos de uso também necessitando de profunda revisão.

3. ARCABOUÇO CONCEITUAL: TARIFAS, PREÇOS DINÂMICOS E RESPOSTA DA DEMANDA

Neste capítulo serão apresentados breves arcabouços conceituais sobre resposta da demanda, tarifas e preços dinâmicos.

3.1. Resposta da demanda

Segundo Gellings (2009), resposta da demanda se refere aos mecanismos para gerenciar a demanda dos consumidores em resposta às condições da oferta. Por exemplo, a redução do consumo em resposta a um período crítico de fornecimento ou em resposta a um preço de mercado mais alto. Pode-se classificar a resposta da demanda em duas tipologias: resposta da demanda baseada em incentivos e resposta da demanda baseada em tarifas temporais.

A resposta da demanda baseada em incentivos inclui controle direto de carga, tarifas cortáveis ou interrompíveis, programas de recompra da demanda, programas emergenciais de resposta da demanda, programas de capacidade do mercado e programa de mercado de serviços ancilares. Programas desta natureza oferecem pagamentos para os consumidores reduzirem o uso de eletricidade durante períodos em que o sistema precisa e/ou está estressado. Podem ser acionados também para aumentar a confiabilidade do sistema por razões econômicas.

Os programas de resposta da demanda baseados em tarifas incluem tarifas pelo horário de uso (TOU), preços críticos de pico (CPP) e preços em tempo real (RTP). Uma gama de tarifas como função do horário de consumo pode ser oferecida diretamente aos consumidores, com o objetivo de promover a resposta destes aos sinais de preço.

Estes dois tipos de programas, os quais em si são bastante amplos, estão altamente interconectados, sendo que vários programas de cada categoria também podem ser desenhados para atingir objetivos complementares.

Para Faruqi et al (2007), a ideia fundamental por trás da resposta da demanda é dar aos consumidores sinais de preços precisos e acurados, os quais transmitem o verdadeiro custo da energia. Como a eletricidade raramente pode ser armazenada e assim tem que ser consumida instantaneamente, e como

plantas de geração com eficiência e custo diversos atendem a demanda, o custo da demanda varia por hora do dia e por dia do ano. Isto é válido para qualquer mercado elétrico.

Uma vez que os sinais de preços são transmitidos aos consumidores, estes podem decidir se continuam ou não consumindo energia a um preço maior durante os horários de pico do sistema. Este conceito promove a eficiência econômica no consumo de eletricidade, podendo trazer substancial ganho monetário, no agregado, para toda a sociedade.

Quanto se poderá obter, em termos monetários, pela resposta da demanda dependerá de dois fatores. Primeiro, quanto da carga de pico pode ser reduzida pelos consumidores. E, segundo, quanto do investimento futuro em geração e redes pode ser evitado por esta redução de carga. No que tange ao primeiro item, a redução no pico depende de (i) quão rapidamente os reguladores (no caso de mercados regulados) e as empresas (no caso de mercados livres) promoverão novos desenhos de preço que deem sinais corretos aos consumidores e, (ii), de que forma os consumidores responderão a este sinal.

Quanto a realidade verificada nos Estados Unidos, Faruqi et al (2007), em muitas empresas e reguladores há uma boa dose de ceticismo se os consumidores residenciais e os pequenos consumidores comerciais e industriais responderão aos sinais dos preços dinâmicos. Além disso, há a preocupação quanto à repercussão da volatilidade dos preços junto aos consumidores.

Já no caso brasileiro, no que tange a preços dinâmicos, no sítio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) não foram encontradas iniciativas sobre o tema.

Estudos realizados na Califórnia, em Illinois e em Ontario (Canadá) começam a reduzir este ceticismo do Setor. Estes estudos mostraram que, em média, consumidores responderão a preços mais altos reduzindo o uso. As evidências obtidas nestes estudos são consistentes com os resultados dos estudos realizados nos anos de 1970 e 1980, sob a batuta do Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) e da Administração Energética Federal (FEA).

Outra questão é quão factível é a resposta da demanda? A resposta pode ser tratada em diversos níveis. O primeiro nível é quanto ao potencial técnico. Ele mede o que aconteceria se todos os consumidores utilizassem a melhor tecnologia disponível para a resposta (da demanda). No segmento residencial, esta tecnologia seria um sistema *gateway* (portão de entrada), controlando apenas cargas mais elevadas, como o uso de ar condicionado (nos Estados Unidos) ou do chuveiro elétrico (no Brasil). A redução técnica de carga na ponta para o segmento residencial pode chegar até a 43%⁶. Nos segmentos comercial e industrial, programas automáticos para resposta da demanda controlariam múltiplas cargas de uso final e influenciariam o sistema de gerenciamento energético presentes em muitas instalações. O potencial de redução técnica da carga na ponta é de 13% nos segmentos comercial e industrial. Ponderando os três segmentos, o potencial técnico indica uma redução de 22,9% na carga, no horário de pico, proporcionada pela resposta da demanda.

O segundo nível de resposta é quanto ao potencial econômico. Este mede o que aconteceria se todos os consumidores utilizassem uma combinação custo-efetiva de tecnologias, ao invés da melhor tecnologia disponível. A estimativa do potencial econômico é uma redução da carga no horário de 11,5% como resposta da demanda.

O terceiro nível de resposta é uma estimativa do potencial do mercado. Este mede o que aconteceria se uma combinação custo-efetiva de tecnologias fosse aceita por um número realístico de consumidores. A diferença do potencial de mercado para o potencial econômico é que o potencial econômico assume aceitação por todos os consumidores. Surge uma questão adicional a ser resolvida: como calcular este número realístico? O que se pode dizer é que isto depende das condições sob as quais os preços dinâmicos são oferecidos.

Se os preços dinâmicos são o padrão e escolher outra modalidade tarifária traz alguma complicação, é de se esperar uma maior participação dos consumidores. Faruqi et al. (2007) usam a estimativa de que metade dos

⁶ Todos os potenciais de redução apresentados nesta seção são baseados em projeto piloto realizada no Estado da Califórnia. Este e outros projetos piloto serão apresentados no próximo capítulo.

consumidores se submete aos preços dinâmicos. Com isso, o potencial de mercado é para uma redução de aproximadamente 5% na carga no horário de ponta proporcionada pela resposta da demanda.

São vários os benefícios identificáveis com esta redução, ainda que seja impossível a quantificação em projeções preliminares. O primeiro e principal benefício é a redução da necessidade de instalação de novas unidades de geração para atender o horário de pico. Este é um benefício de longo prazo e pode ser chamado de custo de capacidade evitado. O segundo benefício é o custo da energia evitado associado à redução no uso no horário de pico. O terceiro benefício é a redução da necessidade de instalação de capacidade adicional na transmissão e na distribuição. Este terceiro benefício também é de longo prazo e de difícil quantificação, posto dependente de configurações do sistema que variam regionalmente.

Os benefícios de longo prazo obtidos pela resposta da demanda são vistos como ganhos de eficiência, desde que envolvam economias reais sobre os custos totais. Seria esperado que também ocorresse uma redução nos preços no mercado atacadista, causado pela redução da demanda durante períodos críticos. Esta redução de preços no mercado atacadista também pode surgir como um benefício de curto prazo, possibilitando rápidas alterações nas condições do mercado em regiões com restrição de capacidade.

Nestas mesmas regiões com restrição de capacidade, os benefícios de curto prazo podem ser maiores do que os benefícios de longo prazo associados ao custo de capacidade evitado. Estes benefícios derivados da mitigação dos preços podem ser temporários, surgindo no momento da instituição dos preços dinâmicos e até a capacidade instalada se ajustar ao novo perfil. Mesmo assim, apesar de sua natureza temporária, estes benefícios de curto prazo podem ser adicionados ao valor presente nos estudos de viabilidade dos programas de resposta da demanda.

Outros benefícios de programas de resposta da demanda podem ser listados. Pode-se incluir nesta lista mercados de potência mais competitivos, aumento da competitividade em mercados de energia e de capacidade, redução da volatilidade de preços, provisões de segurança contra eventos extremos não apurados no planejamento de longo prazo, redução das emissões durante

períodos de pico, melhora na confiabilidade do sistema e consequente redução no número de apagões e melhora nos serviços aos consumidores.

Finalmente, Faruqui et al. (2007) colocam que há que se reconhecer que existem diversas barreiras para a instituição dos mecanismos de preços dinâmicos. Estas se referem às questões regulatórias, ao hábito das tarifas fixas no tempo, à apreensão dos consumidores sobre a volatilidade dos preços e à disponibilidade das tecnologias necessárias. A menos que estas barreiras sejam superadas, o potencial completo da resposta da demanda não será atingido.

3.2. Breves Definições Sobre Tecnologias Facilitadoras

O que é uma tecnologia facilitadora? Para Jongejan et al. (2010), tecnologia facilitadora é um equipamento/metodologia que, sozinho ou combinado com outro equipamento/tecnologia, provê meios para aumentar o desempenho e a capacidade de utilização do sistema. De maneira mais restrita, com respeito à resposta da demanda e aos preços dinâmicos (que serão detalhados na seção 3.4), tecnologia facilitadora é um tipo de combinação de hardware e software a qual permite aos consumidores finais, sobretudo os residenciais:

- automatizar o controle de seu consumo de acordo com preços específicos e intervalos de tempo;
- ter transparência nos preços da eletricidade;
- conhecer os níveis de consumo de eletricidade individual e da residência.

Existem diversos aparelhos, softwares e plataformas que podem ser consideradas tecnologias facilitadoras para programas de resposta da demanda. Em resumo é possível elencar:

i. Infraestrutura de Leitura Avançada (AMI): É um medidor que pode:

- medir e gravar os dados de uso no tempo, incluindo medição horária ou medição especificada por ente regulatório, como a qualidade do fornecimento;
- permitir aos consumidores, empresas e provedores de serviços participarem em todos os tipos de programas de resposta da demanda baseados em preços;

- prover outros dados e funcionalidades na direção da qualidade da energia e outros serviços elétricos.
- ii. *In Home Display*: Uma tela digital, a qual se aplica tipicamente protocolo de comunicação ZigBee⁷, que permite aos consumidores checar de perto seu consumo e receber mensagens ou alertas da empresa fornecedora;
 - iii. Termostato Inteligente: Aparelho digital que provê ao usuário a capacidade de monitorar o consumo de energia do aparelho de ar condicionado⁸, respondendo assim a flutuações nos preços da energia elétrica e no gerenciamento da carga. Os usuários podem determinar como o termostato deve se comportar ante os preços, além de pré-ajustar os níveis da temperatura interna a cada momento do dia;
 - iv. Portal do Consumidor na Internet: um sítio na internet que permite ao consumidor monitorar, gerenciar e controlar o consumo de energia e cada um dos aparelhos inteligentes de sua residência. Este sítio permite ao usuário receber informações e sinais de preço da distribuidora e comparar seu uso com o uso da vizinhança, por exemplo.
 - v. Tomada Inteligente / Utensílio Inteligente: Um aparelho que permite ao consumidor medir e controlar a energia consumida por aparelhos ligados àquela tomada inteligente.

3.3. Uma visão sobre medidores

A história dos medidores de energia elétrica é tão antiga quanto esta. O primeiro medidor conhecido foi criado em 1872 por Samuel Gardiner. Contudo, a grande evolução deste aparelho se deu em 1892, quando Thomas Duncan criou o medidor eletromecânico. Dada a sua robustez e precisão, medidores desta natureza são encontrados até hoje em milhões de unidades consumidoras. E em diversas distribuidoras de energia ao redor do mundo são

⁷ Sorebo e Echols (2009) dispõem que o ZigBee é apresentado na padronização IEEE 802.15.4. O ZigBee busca oferecer um tipo de área de trabalho pessoal sem fio (WPAN), feita com foco no baixo custo e na comunicação ubíqua de baixa velocidade entre aparelhos. A ênfase é na comunicação com pouco ou nenhuma infraestrutura subjacente, promovendo um consumo muito baixo de energia elétrica para o seu funcionamento.

⁸ Isto é pensado para a realidade dos Estados Unidos, onde este tipo de aparelho é bastante difundido. Em outras regiões do mundo poder-se-ia pensar em uma tecnologia facilitadora que restringisse o uso de aparelhos de alta potência. No caso específico brasileiro, pode-se pensar no chuveiro elétrico.

ainda o único tipo de medidor. Outro ponto positivo do medidor eletromecânico é seu baixo custo, até pela sua longa história e simplicidade. Mas há um grande ponto negativo: este medidor capta apenas o consumo acumulado. Daí deriva a impossibilidade absoluta de captar os hábitos de consumo, traduzido em quanto o consumidor utiliza de energia em cada hora do dia.

Uma evolução dos medidores ocorreu em meados dos anos de 1980, quando foi desenvolvido um medidor chamado de Registrador de Tarifa Diferenciada. Este nada mais era do que um acoplamento de quatro medidores eletromecânicos, aos quais se uniam características de memória para levantar os hábitos dos consumidores. Era, dada a sua estrutura, um equipamento caro, porém eficiente nos atributos aos quais se propunha. Jardini et al. (2000) utilizaram este tipo de equipamento nos estudos de curva de carga formulados. Jongejan et al. (2010) esclarecem que, nos anos 1990, o desenvolvimento de tecnologias de comunicação levou a criação do Medidor com Leitura Avançada (AMR, na sigla em inglês). O AMR foi um significativo avanço aos tradicionais medidores analógicos, permitindo às empresas coletar dados de consumo por transmissão sem fio, sem a necessidade de deslocar um funcionário ao local de consumo para efetuar a medição. Contudo, o AMR ainda estava limitado a coletar o consumo acumulado de eletricidade e não o consumo por hora do dia. O avanço na tecnologia de comunicação levou ao desenvolvimento do medidor com Infraestrutura de Leitura Avançada (AMI, da sigla em inglês). As características do AMI incluem comunicação contínua disponível, medição em intervalos determinados, preços dinâmicos, informações aos consumidores e frequência de transmissão das informações para as distribuidoras. Estas cinco características são assim descritas:

- i. Comunicação contínua disponível: a distribuidora é capaz de se comunicar com o medidor a qualquer momento através de uma rede fixa. Por meio de protocolos de comunicação disponíveis, a distribuidora é capaz de coletar dados e mudar os parâmetros de medição;
- ii. Intervalo de medição: aparelhos AMI coletam dados sobre o uso de eletricidade em intervalos de tempo. No máximo, este intervalo poderia ser de hora ou horas;

- iii. Preços dinâmicos: usando os dados levantados por intervalo de tempo, o AMI seria capaz de implementar preços dinâmicos como Tarifa pelo Horário de Uso (TOU), Preço Crítico de Pico (CPP), Preços em Tempo Real (RTP) e Desconto no Período de Pico (PTR) ⁹;
- iv. Informações aos consumidores: o AMI deve prover informações aos consumidores que possibilitem a assimilação dos preços dinâmicos, incluindo informações sobre o consumo e o preço correntes;
- v. Frequência de transmissão das informações para as distribuidoras: o AMI deve enviar as informações à distribuidora pelo menos uma vez ao dia. Os medidores também devem permitir a transmissão de informações diretamente para o consumidor.

Os medidores AMI atuais são no geral compatíveis com padrões de comunicação como o *ZigBee*, o qual pode ser utilizado para comunicação e controle eletrônico de eletrodomésticos e eletroeletrônicos. Estes atributos de comunicação permitem aos consumidores desligar ou reduzir automaticamente a intensidade do uso dos seus aparelhos durante períodos de carga e preços de pico da energia. Isto é um importante componente na implementação de programas de resposta da demanda. O AMI por si só não garante isto, sendo então necessário que os aparelhos domésticos também sejam inteligentes.

Apesar dos benefícios do AMI, seu desenvolvimento tem sido mais lento do que se esperava. Este lentidão se deve a muitas barreiras, incluindo seu custo, incertezas sobre o equipamento em si e os padrões de comunicação e a incerteza se as distribuidoras podem e devem repassar o custo do AMI para os consumidores.

Sorebo e Echols (2012) também apontam e descrevem as características e as possibilidades de cada um dos medidores. O AMR tipicamente apresenta comunicação em mão única, o que permite à distribuidora obter os dados de medição de maneira remota, reduzindo ou eliminando a necessidade de leitura manual. O AMR permite a medição acurada do consumo, o que torna precisa a fatura para os consumidores reduzindo, por conseguinte, as perdas desta natureza para a empresa.

⁹ Mais detalhes sobre preços dinâmicos são encontrados na seção 3.4.

O AMI, no entanto, traz mais funcionalidades para a empresa, as quais podem ser estendidas na forma de novos serviços para os consumidores. Medidores AMI tipicamente apresentam um sistema de comunicação em mão dupla, o que permite à empresa mais do que apenas coletar dados de consumo remotamente. Se por um lado trazem esta possibilidade, por outro lado os custos associados ao AMI ultrapassam de longe os custos do AMR. A razão por trás desta diferença de custo repousa na necessidade do AMI prover capacidade a uma central de controle que recebe todos os dados dos medidores (semelhante ao AMR), ao mesmo tempo em que a eles envia informações. Essas informações que são enviadas aos medidores (como o preço em tempo real, a qualidade requisitada e a carga máxima permitida) são usadas para implantar programas de rede inteligente.

O AMI permite medição e leitura em tempo real ou quase real. Este levantamento de dados no tempo traz em si informações precisas necessárias ao faturamento, ao planejamento da capacidade e a outros processos.

A instalação de um sistema AMI permitirá a medição remota de recursos de geração distribuída. Num sistema desta natureza, o consumo da unidade e a injeção na rede são medidos separadamente. Esta capacidade permitirá ao consumidor abater da sua fatura o que gera e injeta na rede.

As várias opções de programas de resposta da demanda apresentados no capítulo anterior tornam-se factíveis a partir da implementação de sistemas AMI. Este tipo de sistema pode ser usado para atingir um grande número de metas. Desta forma, os medidores inteligentes agregam valor ao negócio. E este valor pode ser ainda maior se os medidores inteligentes estiverem integrados numa rede inteligente.

O levantamento de diversos dados de rede com o AMI permite à empresa levantar um perfil de carga baseado nos níveis reportados por cada medidor. Um possível objetivo para a empresa seria alinhar a carga da distribuição à carga base da geração, que é menos custosa. Se o consumo estiver consistente com a carga base, então nenhuma ação é necessária e a empresa deveria simplesmente monitorar a qualidade para se assegurar de que nada fora do usual ocorrerá. Se a qualidade apresentar um distúrbio, então a empresa pode iniciar seus processos de gerenciamento de interrupções

tentando se antecipar à falha. Num evento desta natureza, a empresa poderia, por exemplo, usar o controle automático de carga, o que é facultado pelo AMI. Finalizando, o controle automático de carga também seria usado caso fosse pretensão da empresa assegurar automaticamente que o consumo seja atendido pela carga base. Nesta situação, o autocontrole da carga deveria desconectar alguns circuitos ou usar o acesso às instalações dos consumidores para reduzir o uso de momento. Com um grande número de consumidores gerando sua própria energia, formando uma teia de geração distribuída, a carga poderia ser ajustada pela injeção desta energia na rede. Isto desde que estes geradores tenham contrato para operação desta natureza. O ponto chave deste exercício é assegurar que há uma carga balanceada atendida sempre que possível apenas pela carga base.

Uma última questão então se faz mister neste momento: qual o custo de instalação destes medidores? Para Faruqi et al. (2007), dependendo das características da instalação (sobretudo o terreno em que a rede se encontra e as estruturas que já possui), o investimento em AMI pode variar entre US\$ 100 e US\$ 200¹⁰ por unidade. Boa parte deste custo pode ser recuperada por pequenos ganhos na base, conforme já anteriormente apontado: redução nos custos de medição, melhora nos serviços aos consumidores, melhor gerenciamento dos consumidores conectados e desconectados, e melhora no gerenciamento da distribuição.

Sorebo e Echols (2012) apontam um custo médio de US\$ 125 por unidade, sendo que teoricamente uma distribuidora teria que multiplicar este custo pelo número total de consumidores nos quais pretende instalar esta tecnologia. E mesmo a menor distribuidora, se pretender fazer a instalação em todos os consumidores, tem dezenas de milhares deles. E há também outros custos associados, como aqueles relacionados ao desenvolvimento e a construção da arquitetura, os custos de integração, o trabalho relacionado à instalação em si, testes para assegurar que a arquitetura funciona corretamente, etc.

¹⁰ Para se conseguir um preço em reais, além da taxa de câmbio, todos os custos de internalização dos equipamentos necessários a uma rede inteligente devem ser computados. Talvez o desenvolvimento de uma tecnologia própria nacional, possa vir a reduzir estes custos.

Faruqui e Sergici (2009) colocam que o custo de trocar todos os medidores convencionais por medidores inteligentes seria absurdo. Valeria a pena seguir com a AMI? Sim, se duas condições forem atendidas. Primeira, se a AMI for acompanhada de preços dinâmicos. Esta é a maior mudança no paradigma dos preços e é sujeita a muitas deliberações dos reguladores. Segunda, se os consumidores responderem aos preços dinâmicos o suficiente para cobrir o investimento não coberto com as economias advindas do melhor e mais fácil gerenciamento do sistema. O que, obviamente, é uma questão empírica.

Neste trabalho se adota custo médio de R\$ 250,00 por medidor, assumindo assim um medidor com tecnologia mais modesto e preços menores por conta da grande escala.

3.4. Algumas modalidades de preços dinâmicos

Apolinário et al. (2009) apontam que a estrutura da tarifa de energia elétrica deve ser tão simples quanto possível, assegurando que o sinal de preços enviado aos consumidores seja entendido. Estes sinais de preços devem ser estáveis e coerentes, promovendo as decisões corretas no médio e no longo prazo.

Faruqui et al. (2009) colocam que tarifas dinâmicas devem ser fáceis para os consumidores entenderem. Se o consumidor não entender, ou ainda se a ele forem colocadas informações excessivas, ele não será capaz de dar uma resposta apropriada ao sinal de preço e mudar a sua carga. Se os consumidores não virem possibilidade significativa de ganhos, dificilmente irão se envolver voluntariamente em tarifas dinâmicas.

Quatro modalidades de preços dinâmicos são aqui apresentadas: Tarifa pelo Horário de Uso (TOU), Preço Crítico de Pico (CPP), Preços em Tempo Real (RTP), Desconto no Período de Pico (PTR). Estas quatro modalidades são as mais comumente utilizadas em pesquisas piloto, pesquisas estas que serão apresentadas no próximo capítulo.

3.4.1. Tarifa pelo Horário de Uso (TOU)

Faruqui et al. (2009) colocam que uma tarifa TOU divide o dia em dois ou mais períodos, com uma tarifa diferente a cada período. Com a TOU não haveria

incertezas acerca de como é a tarifa e de quando ela está sendo praticada. Em algumas definições, a TOU não seria uma tarifa dinâmica.

Jongejan et al. (2010) apontam que uma lacuna nas tarifas TOU é a incapacidade de criar incentivos adicionais nos dias de pico máximo do Sistema. E é nestes dias de pico máximo, quando o sistema esbarra contra sua capacidade, que a mudança do consumo da ponta para fora da ponta é mais valiosa. Assim, a estrutura de preços TOU é apenas marginalmente efetiva em alterar a demanda por eletricidade. Isto porque o diferencial de preços entre cada período reflete apenas o custo marginal médio daquele período, com sinais de preços insignificantes para aplainar a curva de carga nos dias com maior demanda.

3.4.2. Preço Crítico de Pico (CPP)

Para Jongejan et al. (2010), tarifas CPP são, em essência, uma forma de programa TOU, exceto pelo fato da aplicação da CPP ser mais estrita. Ao invés de um horário diário de ponta como a TOU, o número de horas de ponta é limitado a alguns poucos dias do ano (entre 10 e 15, no geral). A CPP é aplicada nos dias em que se espera que a demanda seja máxima, próxima à capacidade de geração do sistema. O objetivo primeiro de programas desta natureza é, portanto, deslocar a carga da ponta para fora da ponta nos dias em que ocorre demanda máxima.

A tarifa CPP tipicamente designa um horário definido de aplicação e limita o número máximo de eventos por ano. Assim, por exemplo, uma tarifa CPP qualquer pode ser definida para acontecer entre as 14 e as 19 horas e entre 5 e 16 dias por ano. Busca-se com isto não criar uma dificuldade exagerada para os consumidores.

Aos participantes desta tarifa são oferecidos preços menores nos horários fora da ponta como contrapartida ao aceite a tarifas muito altas durante as horas mais críticas do ano. Em alguns experimentos, a tarifa no momento crítico fica até 700% maior do que a tarifa em todos os demais momentos. Esta disparidade entre as tarifas é criada para trazer um incentivo financeiro para o deslocamento no consumo durante os dias de demanda extremamente alta.

Faruqui et al. (2009) indicam a aplicação conjunta de tarifas TOU com CPP. Esta combinação leva a uma tarifa desenhada para levar aos consumidores o verdadeiro custo de geração de energia, provendo-os com um sinal de preço que, de maneira mais acurada, reflete a variação do custo de energia ao longo do dia. Esta tarifa variando ao longo do tempo dá aos consumidores a oportunidade de reduzirem os gastos com energia elétrica, por meio da simples redução do consumo no horário de pico.

Concluindo, uma revisão de programas CPP indica que esta estrutura de preços é a mais efetiva para deslocar a demanda de pico do que uma tarifa TOU.

3.4.3. Preços em Tempo Real (RTP)

Para Jongejan et al. (2010), o preço em tempo real (RTP) permite às distribuidoras cobrar dos consumidores o custo real da produção de eletricidade no tempo, tendo como base as curvas de oferta e demanda. Medidores AMI e redes inteligentes permitiriam o envio de informações em tempo real aos consumidores sobre o preço instantâneo da energia elétrica. E estes, de posse desta informação, se definiriam pelo uso ou não da eletricidade naquele momento.

Os participantes desta modalidade tem sua tarifa ligada ao preço horário do mercado de energia. Eles são avisados com um dia ou mesmo com algumas horas de antecedência sobre os valores que serão cobrados. Nesta tarifa, o custo de produção é repassado de forma mais granular aos consumidores do que em qualquer outra tarifa aqui apresentada. Por fim, dada às complicações no entendimento desta tarifa e a grande variância de preços verificadas no mercado a vista, as tarifas RTP são preferencialmente oferecidas para grandes consumidores, comerciais e industriais, que podem manter uma equipe para analisar com precisão os preços e suas variações.

3.4.4. Desconto no Período de Pico (PTR)

Se houver impossibilidade regulatória para o desenvolvimento e aplicação de tarifas CPP, a tarifa PTR pode ser uma solução. Segundo Faruqui et al. (2009), não há aumento de tarifa em qualquer horário, apenas um desconto no horário

crítico. Com isso, a conta do consumidor estará mais protegida do que em outras modalidades de tarifas dinâmicas. Com a PTR, a fatura do consumidor tem possibilidade de cair, mas não de subir.

Jongejan et al. (2010) colocam que programas PTR oferecem um desconto para o consumidor que reduzir sua demanda no horário crítico do dia crítico. Esta redução é tomada na comparação com um nível de referência levantado num dia não pico máximo do sistema. Ainda segundo estes autores, se por um lado o número de programas PTR é limitado, os resultados preliminares indicam sua efetividade em reduzir a demanda nos momentos críticos. Além disso, a percepção dos consumidores de que ganham dinheiro com programas desta natureza pode ser também uma característica deles.

A figura 2 ilustra estas opções comuns de tarifas variáveis no preço.

Figura 2 – Opções Comuns de Tarifas Dinâmicas

Fonte: Faruqi e Sergici. (2013)

Assim, enquanto a CPP dá foco no lado da oferta, procurando cobrar o real valor pela última unidade de carga ofertada, a PTR dá foco no lado da

demanda, buscando evitar a geração da última unidade de carga. E a PTR poderia ser aplicada em conjunto com outras modalidades tarifárias.

Algumas características comuns a todo bom desenho de tarifas dinâmicas, segundo Jongejan et al. (2010), são:

- i. Neutralidade das receitas. Em outras palavras, se a carga não se alterar, a receita da concessionária permanece a mesma no novo sistema tarifário. Quanto aos consumidores, alguns pagarão mais e outros menos, mas a fatura média deve permanecer;
- ii. Período curto de ponta. O período de ponta deve ser tão curto quanto possível. Isto facilita ao consumidor alterar seu consumo para o período fora da ponta. O horário de ponta curto/breve pouco altera o comportamento do consumidor, sendo, portanto, melhor aceito;
- iii. Forte sinal de preço. O diferencial de preço entre ponta e fora de ponta deve ser grande. Isto dá ao consumidor um grande incentivo em deslocar sua carga para fora da ponta, criando uma grande oportunidade de ganho pelo uso da energia mais barata fora do horário de pico;
- iv. Tarifas devem refletir os custos do sistema. A tarifa do horário de ponta deve refletir o mais alto custo variável de geração, bem como o maior custo de capacidade para atendimento da demanda. A tarifa fora de ponta deve refletir o custo médio de atendimento durante as horas com carga baixa. Isto é o que leva a diferença entre as tarifas de pico e fora de pico.

Concluindo, EPRI (2008) assinala que o avanço dos preços dinâmicos requererá esforços sustentados e focados. Dentre estes se incluem:

- i. Identificar e caracterizar a próxima geração de tecnologia facilitadora. Para perceber melhoras na resposta ao preço no longo prazo, os consumidores devem trocar seus aparelhos elétricos por outros que sejam mais eficientes e que tragam oportunidades para o gerenciamento da operação. Consumidores desejam certeza e confiança quando investem. Então é essencial se estabelecer as características, padrões de performance e expectativa de custo de aparelhos elétricos que

permitam controle remoto eficientes (gerenciamento pelo lado da demanda);

- ii. Quantificar os impactos de tecnologias facilitadoras. Apenas alguns poucos programas piloto levantaram de maneira rigorosa o impacto da tecnologia. Mas os resultados foram encorajadores. A elasticidade preço da demanda de curto prazo se mostrou maior nos casos em que as tecnologias facilitadoras estavam disponíveis. Um esforço combinado e coordenado é necessário para resolver as ambiguidades sobre o papel da tecnologia e da informação para o fomento da resposta ao preço por parte dos consumidores;
- iii. Coordenar as tentativas de programas piloto conduzidos pelas empresas do setor. Isto é essencial para que o levantamento de dados possa ser utilizado para aprimorar o entendimento geral de como e por que os consumidores usam eletricidade. Muitas vezes os programas piloto, os quais tem execução custosa e daí são poucos e temporalmente distantes, fazem pouco mais do que confirmar o que já está estabelecido, falhando ainda no que tange em fornecer alguns tipos de dados. Especialmente dados que descrevam os consumidores participantes, suas características e a circunstância em que estão inseridos. E estes dados são necessários para bem caracterizar o que conduz o consumidor a responder ao preço.
- iv. Eficiência energética, preço e resposta da demanda frequentemente são tratados como questões alternativas entre si, muito porque não há uma estrutura comum e mutuamente compatível para avaliar como estas atividades devem trabalhar juntas. Deve-se procurar uma estrutura comum para avaliar lado a lado eficiência energética e iniciativas para resposta ao preço, a fim de assegurar que os investimentos das empresas e dos consumidores sejam efetivos.

Mas uma ressalva se faz necessária. Jongejan et al.(2010) apontam que os consumidores frequentemente não mudam de modo natural seu comportamento frente a preços dinâmicos, seja devido a falhas cognitivas, seja pela dificuldade de acompanhar a flutuação dos preços, seja pela dificuldade em identificar como reduzir seu consumo. Padrões como *ZigBee* podem ajudar

a transpassar essa barreira aos preços dinâmicos, automatizando as mudanças comportamentais.

3.5. A Eficiência Econômica dos Preços Dinâmicos

Segundo Borenstein e Jaske (2002), para muitos dos atores da indústria elétrica do século passado, a eletricidade era vendida em um ambiente regulado, no qual o preço de varejo não variava com base no horário de uso. Os consumidores se viam frente a um preço constante da eletricidade, independentemente do balanço oferta / demanda no sistema. Discussões que visem à aplicação de preços dinâmicos para aumentar a resposta dos consumidores aos preços se focam em quem, dentre os consumidores, irá ganhar ou perder com esta ação. Se por um lado o impacto entre os consumidores certamente é importante, por outro lado a resposta ao preço tem grande possibilidade de afetar o custo total da eletricidade e, especialmente, a alocação dos custos entre os consumidores e os produtores livres.

Borenstein e Jaske (2002) procuram demonstrar de maneira gráfica por que os preços dinâmicos são economicamente mais eficientes do que os preços constantes no tempo. As próximas seções se baseiam neste trabalho.

3.5.1. Eficiência dos Preços Dinâmicos de Eletricidade

Para demonstrar a eficiência dos preços dinâmicos, assume-se que há apenas dois níveis de demanda, ponta e fora de ponta, conforme ilustrado na figura 3. Além disso, todos os produtores tem o mesmo custo de produção. Para iniciar a demonstração, assume-se que este mercado opera com preços diferentes na ponta e fora da ponta e que nenhum produtor tem poder de mercado.

Figura 3 – Níveis de demanda

Fonte: Borenstein e Jaske (2002)

Se o mercado for competitivo e a capacidade instalada for K , é fácil observar que os preços ponta e fora de ponta são, respectivamente, P_p e P_{op} . Se algum produtor tentasse cobrar um preço acima de P_{op} durante o período fora da ponta ele seria incapaz, desde que houvesse capacidade sobrando. Durante os períodos de ponta, nenhum produtor estaria disposto a vender a um preço inferior a P_p , pois se não há sobra de capacidade neste momento nenhum produtor teria incentivo para cobrar menos.

Se algum produtor tentasse, no horário fora da ponta, vender por um preço inferior a P_{op} , ele não pagaria seus custos de produção, pois $P_{op} = C_{mg}$ (MC). Se no horário de ponta algum produtor quisesse cobrar preço superior a P_p ele perceberia que venderia menos que a sua capacidade total e arrecadaria menos. O que não se justifica. Isto é consequência de nenhuma empresa ser grande o suficiente para ter poder de mercado.

Qual seria o resultado se, devido a fatores tecnológicos ou questões regulatórias, as empresas cobrassem o mesmo preço na ponta e fora da ponta? Se as empresas operassem acima do ponto de *breakeven*¹¹, o preço de equilíbrio estaria em algum ponto entre P_p e P_{op} , chamado P na figura 4. Para a demanda fora da ponta, ocorreria um aumento no preço e na ineficiência, desencorajando o consumo neste momento. Tudo porque o preço excederia o custo marginal de produção. Alguns tipos de uso que produziram valor maior

¹¹ Em Economia, ponto no qual as receitas se igualam as despesas.

que o custo incremental de produção não teriam lugar. Isto é representado pela área cinza na figura 4, chamada ‘peso morto’.

Figura 4 – Primeira Análise Oferta e Demanda

Fonte: Borenstein e Jaske (2002)

Esta necessidade de se cobrar preço único resultaria num preço na ponta inferior a P_p . Isto aumentaria a quantidade total demandada para além da capacidade de produção. Sem capacidade adicional haveria escassez, o que requereria algum tipo de racionalização, usando incentivos econômicos ou abordagens alternativas. Colocando de lado neste momento a ocorrência de apagões, uma racionalização não necessariamente levará para um uso mais valioso. Um uso cujo valor fosse apenas um pouco acima de P teria a mesma possibilidade de receber potência do que um uso cujo valor fosse igual a P_p .

A demanda excessiva na ponta não necessariamente leva a um apagão. O que deve ocorrer é uma expansão da capacidade para encontrar a demanda alta da ponta. A questão então é se expandir a capacidade é um bom uso de recursos. A resposta quase certamente é negativa, como será explicitado na próxima seção.

3.5.2. Investimento Eficiente na Capacidade

Borenstein e Jaske (2002) retornam à figura 3 para verificar a eficiência do investimento em capacidade sob preços dinâmicos. Está claro nesta situação que a capacidade adicional não tem valor para o período fora da ponta, que não utiliza nem a capacidade total atualmente disponível. A capacidade

adicional também não tem valor no período de ponta, porque o valor marginal da potência na visão dos consumidores é maior que o custo marginal que teria que ser absorvido depois que uma unidade adicional de capacidade fosse construída. Em termos precisos, o valor de uma unidade adicional de capacidade é $P_p - C_{mg}$, ilustrado por λ_p na figura 3. λ_p é o valor sombra da capacidade marginal no período de ponta ao nível K. O valor da capacidade marginal fora da ponta é λ_{op} .

Assumindo que a capacidade pode ser ajustada em incrementos muito pequenos, o custo ‘por dia’ de uma unidade adicional de capacidade é o custo fixado de operação e manutenção, somado à depreciação e ao custo de oportunidade do capital investido. Este custo de capacidade fixo é chamado r por unidade de capacidade por dia. O critério eficiente de expansão da capacidade é seguir $\sum \lambda > r$ até quando $\sum \lambda = r$. Em outras palavras, o investimento socialmente ótimo em capacidade ocorre até o ponto em que a soma dos valores sombra de capacidade seja igual ao custo de capacidade. Deve-se notar que se utiliza a soma dos λ_p porque operações de ponta e fora de ponta não competem pela mesma capacidade instalada.

Este também é o critério que determinará o nível competitivo de capacidade, desde que cada preço próprio de capacidade receba λ_p pelo custo de operação nos períodos de ponta e λ_{op} pela operação fora da ponta. Assim, a geradora terá um incentivo para expandir sua capacidade desde que a soma dos λ seja maior do que o custo de expandir a capacidade.

E quanto à questão do investimento em capacidade num sistema de preços constantes no tempo? Neste caso, ao preço P a demanda fora da ponta estará bem abaixo da capacidade instalada e o preço sombra nesta circunstância será zero. Porém, para atender a demanda de ponta sob a tarifa P será necessário construir capacidade adicional Δk . Contudo, não é eficiente construir esta capacidade adicional Δk : o valor líquido de gerar potência adicional é menor que o custo de capacidade. De maneira concreta, construir o extra de capacidade Δk cria um peso morto igual ao triângulo sombreado na figura 5. Isto porque o valor líquido desta capacidade adicional é menor do que o custo de capacidade, definido por $r^* \Delta k$.

Figura 5 – Segunda Análise Oferta e Demanda

Fonte: Borenstein e Jaske (2002)

No mundo real, esta ineficiência é mostrada na forma de capacidade subutilizada, mas ainda assim construída para atender apenas o pico da demanda. O valor que os consumidores aferem desta capacidade adicional não é grande o suficiente para justificar o investimento de capital. Caso o preço seja dinâmico, esta capacidade em excesso não seria necessária. Os preços mais altos na ponta encorajam os consumidores a usarem menos neste momento, seja deslocando o consumo para outro momento, fora da ponta, seja simplesmente reduzindo o consumo.

3.5.3. Preços Dinâmicos e Poder de Mercado

Até este ponto apenas o caso de um mercado varejista competitivo é considerado. Contudo, quando os geradores são capazes de exercer poder de mercado, os benefícios de instituir preços dinâmicos são maiores. Num mercado qualquer em que um vendedor (ou um conjunto de vendedores) exerce poder de mercado, o preço será elevado acima do nível competitivo e a oferta ficará abaixo da verificada num mercado competitivo.

A atratividade financeira desta ação depende do *tradeoff* entre preços mais altos nas vendas que a empresa conseguir versus as vendas perdidas por conta dos preços mais altos. O interesse em exercer o poder de mercado é maior se um aumento nos preços trouxer um impacto pequeno nas vendas.

Quando o preço da eletricidade no varejo é constante, um vendedor no atacado pode tentar exercer seu poder de mercado elevando seus preços, posto que isto não impacta suas vendas no curto prazo. Com preços dinâmicos no varejo que refletem as mudanças de preços no atacado, uma tentativa de aumentar os preços no atacado elevará os preços no varejo, fazendo com que os consumidores reduzam suas demandas. Essa resposta dos consumidores diminui a lucratividade (ou pelo menos traz uma incerteza quanto) do atacadista. E este fato pode desencorajá-lo a exercer seu poder de mercado.

De maneira mais concreta, consideremos um dia quente de verão quando o sistema fica perto de seu limite. Existe um vendedor que tem 5% do mercado atacadista. Neste dia, este vendedor sabe que a retirada de 1% da carga tem um significativo efeito no preço do atacado. Se, por outro lado, o preço do varejo subir junto com o preço do atacado, os consumidores terão um sinal de que devem reduzir o uso. O resultado da redução da demanda faz com que a retirada de 1% da carga tenha um impacto menor e, por consequência, torne-se menos lucrativa para o vendedor que detém 5% do mercado. Em contraste, se os preços de varejo não estão ligados com os preços do atacado, não há resposta da demanda quando o vendedor retira 1% da capacidade neste dia crítico, fazendo com que o preço no atacado provavelmente cresça de maneira dramática.

Se não existir resposta da demanda, a combinação de um desbalanceamento oferta / demanda com vendedores que detém poder de mercado cria uma relação entre preço e carga que se parece com “faca quente na manteiga”. A relação faca na manteiga é uma curva de preços exponencial, razoavelmente constante com cargas menores, porém explosiva quando a demanda fica próxima da capacidade. A resposta ao preço reduziria a frequência e a intensidade dos picos de preço durante períodos críticos do sistema.

3.5.4. Visão complementar sobre a eficiência dos preços dinâmicos

Segundo Faruqui (2010), para os benefícios dos preços dinâmicos ocorrerem, nem todos os consumidores precisam responder. Como cerca de metade dos consumidores (teoricamente) não tem carga coincidente à ponta, estes imediatamente verão redução em sua fatura, sem a necessidade de ajustar o

seu perfil de consumo. O que poderia ser feito para compensar o impacto negativo para a outra metade de consumidores?

Consumidores que não veem uma redução imediata em suas faturas virão a entender os fundamentos e reduzirão o uso durante os períodos mais caros. Faruqi (2010) demonstra, a partir de evidências empíricas, que até 75% dos consumidores conseguem reduzir a fatura sob os preços dinâmicos, com os consumidores médios mostrando habilidade em reduzir a carga no horário de ponta.

Nos Estados Unidos e em outras localidades, pessoas contrárias aos preços dinâmicos justificam sua posição afirmando que esta dinâmica é injusta. Principalmente para consumidores de baixa renda, aposentados, pessoas com necessidades especiais, jovens e pequenos negócios. Isto porque estas categorias não tem capacidade de cortar seu uso na ponta, principalmente porque não tem muita coisa para cortar.

Contudo, o contra-argumento de utilizar estas eventuais injustiças como impedimento aos preços dinâmicos é afirmar que as tarifas não variáveis são justas. Uma tarifa única a qualquer horário cria um subsídio cruzado entre consumidores: aqueles que consomem na ponta são subsidiados por aqueles que não consomem na ponta. Um simples exemplo ajuda a ilustrar este ponto.

Há três categorias de consumidores quanto ao uso na ponta: consomem acima, abaixo ou na média. O horário de pico é de 6 horas por dia. O consumo de energia é de 500 kWh por mês. Na ponta, os consumidores em média usam 25% de sua energia. Aqueles acima da média consomem 40% na ponta e os abaixo da média consomem 10%. A tarifa constante é \$ 0,10/kWh. Uma tarifa TOU é desenhada para cobrir os custos marginais na ponta e fora da ponta e garantir a estabilidade das receitas. Assim, na TOU o consumo fora da ponta custa \$ 0,067/kWh e na ponta \$ 0,20/KWh. A tabela 1 ilustra os resultados deste exercício.

Tabela 1 – Valor da Fatura conforme o tipo tarifário

fatura perfil de consumo	tarifa constante	TOU
consome acima da média na ponta	\$ 50	\$ 60
consome na média	\$ 50	\$ 50
consome abaixo da média na ponta	\$ 50	\$ 40

Fonte: Faruqi (2010). Elaborado pelo autor.

Aquele que consome abaixo da média no horário de ponta subsidia aquele que consome acima da média na ponta em \$ 10 por mês. Valor que, ao longo do tempo, poderá chegar a altas cifras.

Dados os potenciais benefícios dos preços dinâmicos, que políticas deveriam ser implementadas para compensar os impactos daqueles consumidores negativamente afetados? Faruqi (2010) sugere oito opções, expostas a seguir:

i. Criar cultura no consumidor

Visto que uma prática de preços mais do que centenária está mudando, os consumidores devem ser educados a respeito. Eles devem saber que os preços dinâmicos reduzem os custos da energia para a sociedade como um todo, que podem ajudá-los também a reduzir seus gastos particulares, ajudam a reduzir apagões, melhoram a confiabilidade do sistema e permitem um meio ambiente mais limpo.

ii. Oferecer ferramentas de ajuda

As ferramentas devem permitir que os consumidores consigam o máximo dos preços dinâmicos. Num primeiro nível, os consumidores devem ser informados quanto cada uso final impacta em sua fatura. Além disso, quais ações afetam mais ou menos a fatura. Num segundo nível, o consumidor deve ter em casa a tecnologia facilitadora *in home display* que mostre, em tempo real, seu consumo e o preço da energia. Por último, habilitar ferramentas, remotas ou não, para controle da carga.

iii. Segmentar o consumo em duas partes com tarifas distintas

Na primeira parte seria permitido ao consumidor comprar uma quantidade padrão de energia num sistema pré-pago e com valor conhecido e determinado por kWh. Na segunda parte ele seria cobrado pelos preços dinâmicos.

iv. Dar descontos nos horários de pico (*Peak Time Rebate – PTR*)

Conforme anteriormente apresentado, o consumidor pagaria uma tarifa de preços dinâmicos, mas com a possibilidade de conseguir algum desconto reduzindo sua carga na ponta para uma linha de base determinada pela empresa.

v. Oferecer serviço de subscrição da demanda

Cada consumidor deve contratar uma carga base a preço conhecido, sendo que qualquer consumo para além desta carga base será cobrado pelo preço real de momento. Um elemento chave deste serviço é que cada consumidor pode fazer uma escolha. Assim, um consumidor com carga constante pode pedir uma demanda básica próxima ou igual a sua carga, enquanto quem tem carga de pico pode escolher uma demanda básica perto do seu ponto de carga máximo.

vi. Proteger a fatura

Os consumidores pagariam simplesmente a menor entre duas faturas. Seriam então calculadas a fatura a preços dinâmicos e a fatura a preços constante no tempo. Poderia ser criada uma transição até todos os consumidores entenderem os preços dinâmicos. Assim, no segundo ano, se cobraria a tarifa a preços dinâmicos ou uma tarifa até 20% superior a verificada a preços constantes. Isto sucessivamente até os preços dinâmicos serem a única possibilidade.

vii. Dar aos consumidores crédito

Há um risco para a distribuidora na contratação de energia. Este risco depende da volatilidade dos preços, da volatilidade da carga e da correlação entre ambas. Para evitar este risco, as distribuidoras tem a opção de contratar um seguro, o que traz em si custos. Se os preços dinâmicos reduzissem a necessidade de contratar um seguro, os custos com este também seriam reduzidos. A ideia é transferir a economia com os custos do seguro que os preços dinâmicos proporcionam para os consumidores que contribuíram para isto.

viii. Permitir aos consumidores a escolha de desenhos tarifários

As tarifas dinâmicas, mesmo que oferecidas em conjunto com as opções anteriores, podem ainda ser muito arriscadas para alguns consumidores. A

sugestão então seria facultar a estes a migração entre modalidades tarifárias. Exemplificando, se uma tarifa TOU com CPP for o padrão da distribuidora, os consumidores avessos ao risco poderiam migrar para uma tarifa TOU simples, enquanto consumidores que tomam risco poderiam optar por uma tarifa RTP. Outras opções seriam tarifas TOU com CPP com menores ou maiores intervalos de ponta ou mesmo com maior número de períodos de preço crítico.

3.6. Medição da resposta ao preço. Ou algumas considerações sobre elasticidade

Segundo EPRI (2008), o desenho e a efetiva implementação de programas de preços dinâmicos requerem métrica que avalie como o consumidor responde as mudanças de preço. A resposta ao preço pode ser decomposta em dois elementos básicos: a habilidade do consumidor em ajustar o uso quando o preço que ele paga muda; e a indução por si mesma, derivada da mudança no preço ou do incentivo financeiro que o consumidor recebe. Estruturas tarifárias planas (ou seja, preços constantes independentemente do horário de consumo), estão sujeitas a alterações de preços apenas ocasionais, em geral em termos anuais ou no máximo mensais. Planos TOU, CPP ou RTP classificam e transformam a eletricidade em dois ou mais bens distintos, o que se leva a medir de que forma os diferenciais de preços induzem o deslocamento do consumo entre períodos.

Exemplificando em uma outra área, na cidade de Santiago, no Chile, o metrô cobra três tarifas distintas, conforme o horário. Em qualquer viagem, o vagão é o mesmo, o trecho percorrido é o mesmo e o tempo entre as estações é o mesmo. Nos horários de pico (entre as 7 e as 9 e entre as 18 e as 20 horas) o valor da tarifa é mais alto, afim de reduzir o número de passageiros. E, de fato, o autor deste trabalho observou mais de uma vez que, depois das 19:50hs, os passageiros aguardavam na própria estação o horário de menor tarifa. Se não perfeita, esta diferença representou de alguma forma uma diversificação no horário de uso.

3.6.1. Elasticidade preço da demanda

Elasticidade preço é uma medida normalizada da reação do consumidor a uma mudança no preço. A elasticidade preço da demanda de eletricidade é definida como a mudança percentual no uso da eletricidade em resposta a uma mudança de 1% no preço desta. A equação 1 ilustra a formulação padrão de duas maneiras equivalentes

$$E_{pp} = \left[\frac{dQ}{dP} * \frac{Pr}{Qr} \right] = \left[\frac{dQ}{Qr} / \frac{dP}{Pr} \right] \text{ Equação 1}$$

Onde,

E_{pp} = elasticidade preço da demanda

dQ = mudança na quantidade consumida associada com a mudança no preço (dP)

Pr = medida relativa ao preço inicial

Qr = medida relativa à quantidade inicial

A primeira parte, no primeiro colchete, mostra a formulação padrão, a qual consiste da diferenciação de uma equação de demanda para derivar a elasticidade implícita. O segundo colchete é a formulação reorganizada, a qual busca enfatizar que é uma métrica relativa, percentual.

A elasticidade preço da demanda, captura em sua formulação a influência da mudança do preço, assumindo que todos os outros fatores explicativos, como a renda da residência e o preço de bens substitutos, permaneçam constantes. Assumindo que a eletricidade é um bem normal (para o qual há substitutos), o aumento de 1% no preço irá induzir a queda no uso, com tudo o mais mantido constante. Seguindo uma lógica comportamental, a elasticidade preço própria é negativa. Pelo fato de ser relativa (a elasticidade envolve a razão entre mudança do consumo e mudança do preço), a elasticidade própria assume valores entre zero e, no limite, infinito negativo.

A interpretação de um valor de elasticidade igual a zero é óbvia: o uso de eletricidade é insensível ao preço (inelástica). Um valor de elasticidade muito baixo, exemplificando com - 0,10, indica um baixo grau relativo de sensibilidade ao preço. Isto é plausível para muitos consumidores no curto prazo, posto que há poucos substitutos imediatos para a eletricidade que alimenta aparelhos e

equipamentos numa residência ou num negócio. Mas se o preço muda de maneira drástica e/ou persistente, o resultado pode ser uma transformação na demanda por eletricidade, o que resulta em uma redução nos gastos com eletricidade e aumento nos gastos com substitutos. Esta transformação deve envolver ou a troca de equipamentos elétricos por outros equivalentes que ofereçam o mesmo uso final com menor gasto de eletricidade, ou a adoção de energia renovável gerada in situ que substitua a eletricidade entregue pela rede.

A elasticidade que assume o valor 1 (em termos absolutos) serve como um referencial útil. Ela indica que a quantidade muda na proporção exata da mudança no preço. Se o valor da elasticidade preço for maior que 1, uma mudança no preço induz a uma mudança no uso mais do que proporcional. Sob estas duas condições, o preço é um potente guia do uso da eletricidade.

3.6.2. Elasticidade substituição da demanda por eletricidade

Seguindo com EPRI (2008), se a eletricidade é sujeita a mudanças horárias de preços (RTP) ou segue um cronograma diário de preços (TOU / CPP), os consumidores devem tratar o uso de eletricidade em períodos diferentes como bens substitutos. O grau pelo qual o deslocamento do uso é induzido pelo diferencial de preço é medido pela elasticidade substituição.

A elasticidade substituição indica a mudança percentual na razão do uso de eletricidade entre períodos de tempo, a qual surge em resposta a uma mudança de 1% na razão de preços dos períodos, com tudo o mais mantido constante. Ao invés de preços e quantidades individuais, como usado na formulação da elasticidade preço da demanda, os operadores na elasticidade substituição são razões quantidade/preço, conforme ilustrado na equação 2 abaixo:

$$Es = \left[\frac{d \frac{Qp}{Qo}}{\frac{Qp}{Qo}} \right] / \left[\frac{d \frac{Po}{Pp}}{\frac{Po}{Pp}} \right] \quad \text{Equação 2}$$

Onde,

Qp = quantidade na ponta

Q_o = quantidade fora da ponta

P_p = preço na ponta

P_o = preço fora da ponta

Assim como na elasticidade preço, a mudança na quantidade e no preço são medidas em relação a valores de referência. Neste caso, a referência é a razão das quantidades e dos preços observados antes da ocorrência na mudança nos preços.

Seguindo uma lógica comportamental, os valores da elasticidade substituição são positivos, posto que o aumento do preço relativo em um período induzirá na queda da razão de uso. Isso se observa porque, para uma dada razão de preços fora de ponta / ponta, o consumidor escolhe um consumo que define a razão de equilíbrio ponta / fora de ponta.

A interpretação para valores específicos é equivalente àquela feita para a elasticidade preço. Mas o foco é na razão das quantidades e preços de ponta e fora de ponta. Se a elasticidade substituição é menor do que 1, uma dada porcentagem de aumento na razão de preços fora da ponta / ponta leva a um aumento percentual menos do que proporcional na razão de consumo ponta / fora de ponta.

É possível associar razões de substituição para caracterizar o deslocamento do uso de eletricidade ao longo do dia em consonância com as janelas de TOU / CPP. As razões de substituição também podem ser invocadas em caso de substituição no uso entre dias da semana.

3.6.3. Aplicação de elasticidade preço da demanda

EPRI (2008) define que a elasticidade preço mede as mudanças no uso relativas a mudanças de preço. Uma vez a elasticidade tendo sido estimada (para um consumidor individual ou para um grupo de consumidores), é instrutivo reorganizar a formulação da elasticidade, de maneira que permita a previsão de quanto a quantidade se alterará dada uma mudança nos preços. Este rearranjo é apresentado na equação 3, como segue:

$$\left[\frac{dQ}{Q_r} \right] = E_{pp} * \left[\frac{dP}{P_r} \right] \text{ Equação 3}$$

Onde,

E_{pp} = habilidade do consumidor em responder ao preço (que é a elasticidade preço)

dP / P_r = incentivo em responder (que é a razão de mudança no preço)

Estimativas confiáveis de elasticidade preço são importantes para o setor. A elasticidade preço traz os meios para projetar quanto é possível se esperar que um consumidor (ou grupo de consumidores) ajuste no uso em resposta a uma mudança, planejada ou não, no nível de preços.

A elasticidade preço é um ingrediente vital no desenho de tarifas dinâmicas.

Dentre as razões para isso pode-se elencar:

- i. No futuro pode-se pensar em muitos planos de preços dinâmicos que podem ser oferecidos como alternativa aos preços uniformes convencionais. Para atrair a participação dos consumidores, estimativas confiáveis de elasticidade preço são críticas, especialmente para tarifas altamente dinâmicas como a RTP. Os consumidores precisam entender completamente a nova tarifa, sendo capazes de projetar os benefícios de responder aos preços e às consequências de não fazê-lo. A simples expectativa do consumidor de que não terá prejuízos numa nova modalidade tarifária por vezes não é suficiente para induzir à participação;
- ii. Mudanças no uso da eletricidade sob preços dinâmicos afetam receitas e custos. Isto deve ser incorporado na contabilidade das empresas para haver suporte às tarifas e assegurar que os benefícios projetados racionalizem a implementação;
- iii. A resposta ao preço é importante na determinação de que tipo de planos de preço tem apelo com consumidores com consumo e inclinação a responder diferentes entre si, insumo vital no desenho de um portfólio efetivo de planos de tarifas;
- iv. Informações sobre elasticidade preço também permitem promover melhores projeções do mercado, via incorporação do impacto da resposta dos consumidores aos preços no atacado;
- v. Um planejamento da capacidade mais refinado deve incluir considerações sobre resposta ao preço como um recurso energético.

Nos últimos 20 anos o EPRI publicou diversos relatórios seminais sobre resposta dos consumidores de eletricidade a mudanças nos preços. Estes relatórios consolidaram uma avaliação profunda de técnicas utilizadas para medir a elasticidade preço da demanda, comparando e contrastando com valores de curto e longo prazos estimados e levantados em pesquisas piloto. Em linhas gerais, a elasticidade preço da demanda estimada pelo EPRI, a partir de pesquisas piloto recentes, ficou entre - 0,3 e - 0,7. Este resultado não é muito diferente dos resultados levantados nos anos 1970 após a crise do petróleo.

4. RESPOSTA DA DEMANDA – PESQUISAS PILOTO E RESPOSTA DA DEMANDA

4.1. A necessidade de uma pesquisa piloto e sobre o seu desenho

Faruqui et al. (2009) apontam que os formuladores de políticas devem conduzir uma pesquisa piloto se não tem certeza quanto ao custo-benefício na implementação completa de preços dinâmicos. A análise e a avaliação dos resultados de uma pesquisa piloto são poderosos instrumentos para dirimir as dúvidas.

Conforme apontado no capítulo anterior, há um custo não desprezível na implementação de uma estrutura AMI que permita preços dinâmicos. Assim, é de grande importância a análise do *tradeoff* entre valor da informação e custo de amostragem. A estatística clássica não se mostra ideal para desenhar uma amostra piloto desta natureza, posto o valor da informação não entrar na determinação do tamanho da amostra. Assim, a sugestão é o uso de inferência Bayesiana¹², a qual explicita os fatores de valoração da informação para a determinação do tamanho ótimo amostral em cada tratamento / possibilidade.

Para Faruqui et al. (2009), o desenho de uma pesquisa piloto da aplicação de preços dinâmicos em estruturas AMI segue alguns passos:

- i. Para medir o impacto de novas tarifas, aplicadas num grupo chamado de ‘tratamento’, o desenho tarifário deve: (a) controlar os efeitos de outros fatores, como os econômicos e os climáticos; (b) inferir o que o grupo de tratamento faria sem esta nova tarifa. Sem isto, uma aferição causa-efeito não poderia ser feita entre o atualmente estabelecido e os resultados obtidos;
- ii. Um melhor acompanhamento pode ser obtido de duas maneiras: (a) por meio de um grupo de controle semelhante ao grupo de tratamento; (b)

¹² Quando se deseja estudar uma variável qualquer, um pesquisador não tem, a priori, maiores informações sobre esta. Na inferência Bayesiana, conforme se inicia o estudo desta variável objeto, as informações coletadas são adicionadas as informações iniciais, definindo e delimitando melhor o estudo. Com isso, é possível, a partir de uma amostra de menor tamanho do que a determinada pela estatística básica, se obter os mesmos resultados. Isto é de grande importância em experimentos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda, no qual o custo dos aparelhos utilizados é bastante elevado. O uso da Inferência Bayesiana é de grande interesse para estudos nos quais o custo do levantamento de cada informação é alto.

verificando as curvas de carga dos dois grupos antes e depois do programa;

- iii. Um número suficiente de consumidores deve ser recrutado em cada um dos grupos. Um número pequeno de consumidores leva a resultados estatisticamente pobres, que pode não permitir detectar o real efeito do tratamento;
- iv. A escolha dos consumidores deve ser aleatória para ambos os grupos. Isto permitirá inferências sobre o comportamento da população alvo;
- v. Deve-se coletar dados não apenas da carga do consumidor, mas também as características sócio-demográficas e as atitudes individuais frente o uso de eletricidade;
- vi. Devem ser aplicados múltiplos tratamentos para se construir um modelo de resposta do consumidor. Se apenas um tratamento for aplicado, poderá ser feita a análise de apenas uma possibilidade;
- vii. Consumidores devem ser incentivados a permanecer no piloto o máximo de tempo possível;
- viii. Se pagamentos aos consumidores para participar do piloto forem necessários, estes devem: (a) ser feitos próximo ao final do piloto; (b) não ser relacionado ao nível de consumo mensal; (c) ser função das economias conseguidas pelo consumidor com suas ações.

Seguir esta lista garante um “*gold standard*”. Se ela não for adequadamente seguida, os resultados obtidos não serão ótimos. Para entender este ponto, quatro ilações se fazem necessárias:

- o projeto de um piloto sem grupo de controle será objeto de críticas por deixar de fora fatores outros (como climáticos, econômicos e de crises energéticas), os quais podem se alterar ao longo do piloto;
- há um grupo de controle, mas não há medições anteriores ao início do piloto. Sem um controle prévio, não há como garantir que os grupos de tratamento e controle têm o mesmo perfil. Podem surgir críticas quanto a um possível viés de seleção;
- incluir um grupo de tratamento após o início. Isto só empobrece os resultados se não houver grupo de controle ou se este novo grupo de tratamento não tiver sido avaliado previamente;

- incluir grupo de controle que não equivalente ao grupo de tratamento. Chamado de ‘quase experimento’, ainda que melhor do que a ausência completa de controle, está longe do ideal.

O quadro 3 apresenta um ‘*gold standard*’ para avaliação de experimentos.

Quadro 3 – ‘*Gold Standard*’ para Avaliação de Experimentos

	CONTROLE	TRATAMENTO
antes do tratamento	C1	T1
depois do tratamento	C2	T2

Fonte: Faruqi et al. (2009), adaptado pelo autor

Para se medir o real impacto do tratamento, assume-se que ocorreu uma seleção aleatória dos grupos de tratamento e controle. Além disso, o impacto de variáveis outras (econômicas, climáticas, crises energéticas) é anulado. Assim, num ‘*gold standard*’, o impacto total do experimento é calculado simplesmente pela diferença $[(T2 - T1) - (C2 - C1)]$.

Há formas alternativas mais simples, porém menos completas, de avaliação de um experimento. Estas podem ser definidas simplesmente como $(T2 - T1)$, ou $(T2)$ ou $(T2 - C2)$.

4.2. Alguns pontos sobre experimentos anteriores sobre o tema resposta da demanda

Segundo Borenstein e Jaske (2002), ao contrário de outras formas de resposta da demanda (tais como programas de redução da carga e sistemas de limitação de potência), as tarifas RTP e CPP¹³ dão aos participantes maiores possibilidades de reagirem em respeito a um simples incentivo de preços. Os participantes responderão de várias maneiras e não necessariamente da maneira como acreditam os agentes da distribuição e os planejadores e operadores do sistema. Para maximizar os benefícios de cada tarifa, a

¹³ Complementando o colocado pelos autores, é possível estender esta análise a outras modalidades de tarifas dinâmicas, como a TOU.

distribuidora e os outros atores da indústria devem passar a conhecer o comportamento dos participantes dos programas de preços dinâmicos, vindo a modificar suas próprias ações em respeito a essa nova característica de comportamento da carga. Isto implica numa mudança de curto prazo da compra de potência e de longo prazo no planejamento de novos recursos energéticos.

A tecnologia facilitadora para controle de ar condicionado é bastante utilizada em experimentos nos Estados Unidos. Empregada para controle da carga na ponta, a redução desta é sistematicamente maior uma vez a tecnologia sendo empregada. Isto é explicável posto o aparelho de ar condicionado ser bastante difundido naquele país, representando por extensão grande contribuição no consumo de energia.

No Brasil é facilmente verificável que o aparelho de ar condicionado ainda tem baixa penetração. Com isso, uma tecnologia facilitadora para reduzir seu uso na ponta seria pouco eficiente no âmbito global. Por outro lado, o chuveiro elétrico ainda é um dos principais causadores do horário de pico.

Assim, uma tecnologia facilitadora que limite a corrente de entrada nos consumidores poderia ser a equivalente brasileira dos controladores de ar condicionado. Ainda longe do advento das atuais redes inteligentes, Campos (2004) apresenta um aparelho simples, limitador da corrente de entrada, utilizado pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) para diversificar a carga de ponta e corrigir problemas de sobrecarga e desligamentos verificados na cidade de Alfenas, no Estado de Minas Gerais.

No apêndice A deste trabalho são apresentados de maneira mais detalhada 17 experimentos cujo objetivo foi levantar a resposta da demanda aos preços dinâmicos. Alguns dos experimentos apresentados também se apoiam em tecnologias facilitadoras (como termostatos inteligentes). Mas deve-se aclarar que a atenção neste trabalho se volta à resposta dos consumidores residenciais apenas aos preços dinâmicos.

4.3. O Nível de Resposta dos Consumidores

Jongejan et al (2010) colocam que existem significantes evidências empíricas de que os consumidores ajustarão seus hábitos de consumo de energia elétrica

em resposta a mudanças nos preços. Pode-se inferir disto que muitos consumidores respondem aos preços quando tem oportunidade para isto. As elasticidades estimadas em várias pesquisas piloto, envolvendo diferentes segmentos de consumidores em diferentes circunstâncias de mercado se mostram próximas. Isto sugere que o impacto das respostas aos preços pode ser estimado de maneira acurada e com confiança estatística. Em termos específicos, a tabela 2 calcula a resposta média dos 15 experimentos descritos por Faruqui e Sergici (2010), os quais são apresentados de maneira completa no apêndice A.

Tabela 2 – Resposta Média dos Consumidores Residenciais aos Preços Partir de Pesquisas Piloto Sobre Resposta da Demanda

Tipo Tarifário	Observações	Redução Média na Ponta
TOU	5	4%
TOU com tecnologia facilitadora	4	26%
PTR	3	13%
CPP	8	17%
CPP com tecnologia facilitadora	8	36%

Fonte: Jongejan et al (2010), adaptada pelo autor

É importante entender que estes resultados significam redução no horário de pico na comparação entre grupos de tratamento e de controle. Assim, se o grupo de controle consome 100 kWh no período de ponta do sistema, o grupo para o qual foi aplicada uma tarifa TOU consome 4% menos, ou 96 kWh no mesmo período.

Por fim, mudanças de hábitos de uso induzidos por tarifas dinâmicas podem variar seguindo inúmeros fatores, como o desenho tarifário em si, a elasticidade preço individual de cada residência, o horário do dia e a estação do ano em que ocorre a ponta, a renda, o estilo de vida e ajustes de curto e longo prazos, dentre outros.

4.4. Deslocamento da carga ou conservação?

A mudança nos hábitos de consumo frente a uma tarifa dinâmica pode trazer duas respostas: ou um aparelho elétrico vai ser normalmente utilizado porém

num horário cuja tarifa é menor (deslocamento); ou ele simplesmente não será utilizado (conservação). Exemplificando, se um ferro de passar roupas, normalmente utilizado das 18 às 20 horas, passa a ser usado na madrugada, com tarifa mais baixa, isto é um deslocamento. Por outro lado, se uma lâmpada elétrica que ficava intermitentemente acesa entre as 18 e as 22 horas agora só permanece acesa das 20 às 22 horas por conta da tarifa mais alta, esta energia será conservada. Para além destas duas possibilidades, pode-se pensar que no sistema, em realidade, parte é conservada e parte é deslocada.

Para Jongejan et al (2010), entender o nível relativo de cada uma destas respostas é importante na avaliação dos preços dinâmicos por parte da distribuidora e dos consumidores. Além disso, ajuda no planejamento do programa de preços em si, de forma a bem acompanhar a capacidade e as previsões da própria empresa. Na tabela 2 foram apresentados resultados da redução de potência na ponta verificados em 15 experimentos anteriores, mas não o que acontece em termos da energia total consumida.

Para uma distribuidora é importante saber quanto da redução na ponta deve ser atribuída à conservação e quanto deve ser atribuída ao deslocamento. Mas saber isto não é suficiente. Mais do que saber o montante deslocado, a distribuidora quer e precisa saber quanta energia será consumida a cada momento. Atualmente, a teoria é vaga sobre o quanto será conservado e quando o deslocado será consumido. Conservação versus deslocamento é um conceito facilmente entendido. Porém, para o cálculo deste fator a literatura apresenta sérias lacunas.

5. UM EXPERIMENTO PARA O CASO BRASILEIRO COM O USO DE CENÁRIOS

Ao contrário do óleo e do gás, a eletricidade não pode ser facilmente estocada, o que significa que precisa ser gerada e entregue no exato momento em que se faz necessária. Ou seja, a oferta deve sempre igualar a demanda. Adicionalmente, os geradores devem manter certa capacidade marginal de oferta, de tal maneira que esta possa ser rapidamente disponibilizada caso ocorra um evento (como uma falha na rede ou de equipamentos) ou durante picos da demanda. Sem surpresa, o preço em períodos de pico são altos, posto as unidades geradoras utilizadas para atender este momento permanecem ociosas por muito tempo no ano, o que eleva o custo total médio de geração via elevação do custo fixo médio.

No Brasil e em muitas partes do mundo, os consumidores residenciais pagam uma mesma tarifa, a qual se pode chamar ‘tarifa plana’, independentemente do horário de consumo. Isto não indica aos consumidores o real preço do produto nem o real impacto que o seu uso causa ao sistema. Além disso, uma tarifa plana não traz qualquer incentivo aos consumidores, nem para mudança nos hábitos de consumo e nem para deslocamento do uso para um horário cuja geração seja mais barata. Um programa de preços dinâmicos aplicados a consumidores residenciais deve trazer ganhos à distribuidora que atende este consumidor, bem como ao sistema elétrico como um todo. Este trabalho visa apresentar uma breve experiência nesta direção, buscando adaptar modelo desenvolvido no âmbito do programa Master Project, realizado nos Estados Unidos, à realidade brasileira. A adaptação se dá sobre um caso hipotético desenvolvido a partir de dados de uma empresa distribuidora de energia da região Centro Oeste do Brasil (DCO).

5.1. O Modelo Original

Jongejan et al. (2010) apontam que o objetivo principal do Master Project é recomendar pesquisas piloto que as distribuidoras poderiam implementar com consumidores residenciais utilizando Infraestrutura de Leitura Avançada (AMI). O modelo apresentado foi aplicado à distribuidora Detroit Edison, uma

subsidiária da DTE Energy. Para a Detroit, um objetivo secundário traçado pelo Master Project foi a coleta de dados sobre como seus consumidores respondem aos preços da eletricidade, tendo por objetivo identificar os mais promissores mecanismos visando uma implementação em escala completa dos preços dinâmicos.

Ainda no caso da Detroit, o primeiro passo na execução do projeto foi uma avaliação profunda de todos os programas possíveis de tarifas inteligentes. Foram selecionados três programas, baseados nos interesses da DTE e segundo o julgamento dos consultores quanto à viabilidade dos mesmos¹⁴: TOU, TOU com CPP e PTR.

Para além das tarifas, foi criado um modelo de despacho congregando oferta e demanda, o qual calcula o impacto que estes programas de preços teriam na demanda residencial. Além disso, foi determinado que uma abordagem baseada em cenários era a melhor maneira de conduzir as incertezas do modelo.

A Detroit Edison, localizada no estado de Michigan (Estados Unidos), é parte do Midwest Independent System Operator (MISO), mercado parcialmente desregulado no qual os preços de atacado da eletricidade são determinados num processo de leilão. Para a criação do modelo de despacho foram levantados dados dos geradores atuantes na região da MISO. Estes dados incluem o nome e a localização da planta, a capacidade nominal, o fator de capacidade, o tipo de combustível, a eficiência e os níveis de emissão de gases. Foi levantado também o fator de disponibilidade equivalente das plantas, o qual ajusta a potência de cada planta levando em conta fatores como paradas planejadas e paradas sazonais.

O modelo de despacho usa previsão da oferta e da demanda para calcular o preço da eletricidade no atacado, para cada hora, de cada dia, pelo período de tempo para o qual se pretende fazer o estudo.

¹⁴ É possível pensar em várias modalidades de tarifas inteligentes, com retornos diversos aos consumidores. Por exemplo, uma tarifa inteligente pode trazer em si um programa semelhante ao de acumulação de pontos de um programa de fidelidade. Ou ainda, uma modalidade de tarifa inteligente que subsidie energia renovável. Contudo, estas novidades não trazem dados necessários para a construção de proposições para o cálculo do potencial, inviabilizando assim sua efetiva implementação em escala.

Pelo lado da oferta, para se chegar à curva de custo, são seguidas quatro etapas:

- i. Planta a planta, lista-se a capacidade nominal;
- ii. Multiplica-se esta capacidade nominal pelo (a) fator de disponibilidade equivalente no caso de usina a carvão, nuclear, gás natural, biomassa, gás de aterro e óleo; e (b) pelo fator de capacidade médio para geração eólica, hídrica e solar;
- iii. Multiplica-se pelo preço projetado dos respectivos combustíveis. No caso de geração eólica, hídrica e solar assume-se o custo do combustível como zero;
- iv. Adiciona-se um custo equivalente as emissões de SO_2 de cada planta.

Pelo lado da demanda, no projeto em questão foram usados dados de carga dos 12 meses anteriores no MISO, sendo aplicadas taxas de crescimento para previsão das cargas futuras. Como os dados do MISO são agregados, foi necessário isolar a parte residencial. Para isto, a média histórica de demanda foi multiplicada pelo número de consumidores. O produto resultante, no qual se aplica a taxa de crescimento, traz como resultado a carga residencial por dia e hora futuros.

No modelo proposto, o preço na hora H do dia D é dado pelo encontro das curvas de oferta agregada e demanda agregada na hora H do dia D . O custo total de geração na hora H do dia D é calculado pela multiplicação da demanda projetada pelo custo de geração estimado nesta hora e dia. Por fim, se a última planta despachada tiver o custo de R\$ 1.000,00 por MWh, todos os vendedores receberão este preço pela energia (ainda que seu custo de produção seja menor) e todos os compradores pagarão exatamente este preço.

5.2. O Modelo Adaptado – As Variáveis

O objetivo inicial do trabalho que aqui se apresenta era o desenvolvimento de um projeto piloto em conjunto com uma distribuidora de energia. O desenho adequado de pesquisa piloto desta natureza aumenta a probabilidade de se tomar decisões corretas numa implementação global (a posteriori) de preços dinâmicos. O desenho de uma amostra apropriada envolve três etapas:

- estimar, para cada possibilidade a priori promissora, os ganhos líquidos na implementação de preços dinâmicos, calculado com informações sobre elasticidade preço e outros aspectos dos hábitos de consumo;
- estimar o custo de implementação de cada possibilidade durante a fase do estudo de amostragem;
- desenhar amostra que leve em conta o *tradeoff* entre o valor da informação e o custo desta amostragem.

Todavia, não se fez possível desenvolver projeto desta natureza. Foram listadas potenciais distribuidoras para o trabalho. Um encontro efetivo se deu com a Companhia Paranaense de Energia (COPEL). Na ocasião, a ideia foi bastante elogiada, porém foram colocados obstáculos de ordem regulatória para sua execução. O primeiro obstáculo apontado pela empresa foi como recuperar os custos de projeto desta natureza. O segundo obstáculo colocado foi que é muito improvável que a ANEEL autorize um projeto que envolva diferentes tarifas para diferentes consumidores. E sem tarifas dinâmicas não há projeto.

Em vista desta impossibilidade, para este trabalho foi criado um hipotético experimento como sendo realizado pela DCO entre os anos de 2014 e 2023. Busca-se fazer, em última instância, uma análise custo benefício da implementação de um programa de tarifas inteligentes. No que tange aos potenciais benefícios (ganhos) para a distribuidora na implementação de tarifas inteligentes, se foca¹⁵ na redução nos gastos com energia e na diminuição da necessidade de se contratar capacidade adicional. Já no que diz respeito aos custos, o foco é o custo de implementação de uma estrutura AMI que permita a implementação de tarifas inteligentes e dinâmicas.

5.2.1. O levantamento de dados

Para a execução do trabalho em voga, a primeira etapa foi o levantamento de dados nos mais diversos organismos atuantes no Sistema Elétrico Brasileiro. Desta forma, foram visitados os seguintes sítios:

¹⁵ No item 5.4 deste trabalho será feita uma breve exposição, a guisa de complementação, de outros potenciais ganhos para a distribuidora.

- Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) – disponível em www.aneel.gov.br
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – disponível em www.ccee.org.br
- Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) – disponível em www.eletrobras.gov.br
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – disponível em www.epe.gov.br
- Ministério de Minas e Energia (MME) – disponível em www.mme.gov.br
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – disponível em www.ons.org.br

Estas visitas proporcionaram uma miríade de informações e documentos que permitiram dar forma a este trabalho. Ao longo da exposição serão descritos os dados utilizados e como o foram.

5.2.2. Calculando a demanda horária

Na ANEEL foi obtido, dentre outros, o consumo de energia elétrica, em MWh, para a classe de consumo residencial da DCO, entre os anos de 2005 e 2015. Contudo, um dado agregado em nível mensal não serve a este estudo. Então, surge uma primeira questão: como trazer estes dados de consumo mensal para termos diários e depois horários?

No sítio da ONS foi levantada a geração diária, em MWh, para os anos de 2014 e 2015. Deve-se salientar que existem dados de geração de anos anteriores. Porém, como o período do trabalho é entre 2014 e 2023, apenas os anos de 2014 e 2015 foram levantados. A geração diária é apresentada por submercado (SE/CO, S, NE, N) e por fonte¹⁶. No caso da geração hidráulica, além dos cinco submercados, a energia de Itaipu é colocada de modo separado. Para este estudo foram utilizados os dados referentes à geração do Sistema Integrado Nacional (SIN), tomando-se que esta é a soma da geração por fonte.

¹⁶ Para todo o ano de 2014 e até o dia 31 de maio de 2015, são apresentados os dados diários de geração hidráulica e térmica. A partir de 01 de junho de 2015, são apresentados também os dados de geração eólica. A geração do SIN é tomada como a soma da geração de cada fonte.

Há agora duas naturezas de dados: o consumo residencial mensal da DCO e a geração diária do SIN. Assumiu-se, como hipótese, que o consumo diário da DCO varia segundo a variação da geração diária do SIN. Apesar da dispersão diária, esta hipótese só não se verifica na média se a taxa de variação do consumo do setor residencial da DCO for muito diferente da taxa de variação da geração do SIN. E mesmo que isto ocorra, num horizonte relativamente curto de 10 anos não se espera desvio que invalide os resultados. Além disso, se faz necessário colocar que esta foi a melhor hipótese encontrada a partir dos dados levantados.

Com a hipótese assumida acima, é criada a variável consumo diário residencial da DCO. Ainda se faz necessário trazer este consumo para termos horários. Para tanto, uma curva de carga horária foi utilizada.

Por dezoito meses, a partir do mês de abril de 2012 até o mês de março de 2014, a DCO desenvolveu um programa de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) cujo objetivo era fazer uma análise crítica do procedimento de cálculo da demanda máxima dos transformadores que alimentam edifícios residenciais.

Para este objetivo foram desenvolvidas três campanhas de medição, sendo que a primeira ocorreu entre os dias 09 de novembro e 05 de dezembro de 2012; a segunda ocorreu entre os dias 05 de março e 16 de abril de 2013; e a terceira ocorreu entre os dias 10 de setembro e 08 de outubro de 2013. A escolha destes períodos se deu para acompanhar e incluir a sazonalidade, assim como o horário de verão. Além disso, a escolha dos edifícios a serem medidos seguiu critério amostral para espelhar o universo.

A primeira campanha de medição ocorreu em 20 edifícios, os quais contavam com um total de 1349 unidades. A segunda campanha ocorreu em 21 edifícios, com total de 1442 unidades. Finalmente a terceira campanha foi em 13 edifícios e 1110 unidades. No total, foram 54 edifícios e 3901 unidades residenciais medidas, sendo que as campanhas levantaram pouco mais de 495.000 medições.

Para se entender as curvas de carga levantadas, são necessários alguns esclarecimentos. As medições foram feitas a cada cinco minutos. Eram medidas a potência ativa, a potência reativa e por consequência a potência aparente. Na formalização das curvas de carga aqui apresentadas foi utilizada

a potência ativa, sendo que os dados de potência reativa não apresentavam valores ou apresentava valor zero em diversos momentos. Além disso, as medições foram agregadas para intervalos de uma hora e não a cada cinco minutos.

Adicionalmente, como as medições ocorreram em transformadores e cada um deles atende um número diferente de unidades, todas as informações de medição foram convertidas em consumo médio por unidade. Por fim, como os edifícios não começaram e nem terminaram as medições nos mesmos dias, os dados foram alinhados pelos dias úteis e feriados.

Com isso, foram definidas duas curvas de carga em Pu da máxima, uma para dias úteis e a outra para finais de semana e feriados. Nas figuras 6 e 7 são apresentadas estas curvas.

Figura 6 – Curva de Carga DCO para os Dias Úteis

Fonte: Programa P&D DCO, elaborada pelo autor

Figura 7 – Curva de Carga DCO para os Finais de Semana e Feriados

Fonte: Programa P&D DCO, elaborada pelo autor

No Setor Elétrico Brasileiro define-se que o horário de ponta do sistema, nos dias úteis, é entre as 19 e as 22 horas. Já nos finais de semana, ainda que o consumo total seja inferior ao dos dias úteis, o horário de maior consumo é entre as 18 e as 23 horas. Conforme destacado nas figuras 6 e 7, a curva de carga levantada na área da DCO coincide com estes horários. Em vista desta coincidência, uma tarifa inteligente para estes consumidores encontra o requisito básico de ajudar na redução da ponta do sistema. Caso não houvesse esta coincidência de horário, uma tarifa inteligente na DCO, ainda que deslocasse a carga de ponta local, não traria efeitos além dos marginais para o sistema como um todo.

Como colocado, esta curva de carga horária foi levantada em 3901 unidades. Isto representa quase 5% dos consumidores residenciais da DCO naquele momento, conforme dados obtidos junto à ANEEL. Ainda que não tenham sido efetuadas medições em casas, por exemplo, o porte da amostra permite assumir que a curva de carga levantada é representativa de todo o segmento residencial atendido pela DCO, ainda que com margem de erro estatístico.

A potência utilizada no desenho da curva de carga é obtida de maneira indireta, na razão energia por unidade de tempo. Assim, se entre as 15 e as 16 horas a

energia medida foi de 29 kWh, a potência neste horário foi 29 kW. Por óbvio, a operação inversa transforma a potência horária em energia horária.

Recobrando o colocado anteriormente, a junção dos dados de consumo mensal do segmento residencial atendido pela DCO com os dados referentes à geração diária do SIN, levou ao consumo diário de energia. Já a junção do consumo diário outrora obtido com a curva de carga aqui apresentada leva ao consumo diário do segmento residencial da DCO, item necessário a este trabalho.

Todos os cálculos descritos permitiram apurar o consumo horário de energia para os anos de 2014 e 2015. Para se estimar estes dados entre 2016 e 2023, foi utilizado o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 e o boletim “Previsões de Carga para o Planejamento Anual da Operação”.

Assim, tendo por base a carga horária do ano de 2015, aplica-se uma taxa de variação de 2,8% para o ano de 2016, taxa de 4,0% ao ano entre 2017 e 2020 e, para os anos de 2021 a 2023, a taxa anual aplicada é 4,1%.

Fica assim definido o consumo por hora entre 2014 e 2023, período o qual este trabalho foca.

5.2.3. Calculando a oferta e os custos de geração

O modelo original, definido pelo Master Project, se aplica a realidade verificada nos Estados Unidos. Para melhor se adaptar este modelo, o primeiro passo é levantar e entender algumas diferenças entre os dois sistemas elétricos, o brasileiro e o estadunidense. A primeira grande diferença é quanto ao tipo de geração. Enquanto o sistema norte americano é predominantemente termelétrico, no sistema brasileiro a geração hídrica predomina. Uma segunda diferença é que o sistema brasileiro é quase totalmente integrado, enquanto o americano tem caráter mais regional.

No que tange ao tipo de geração, num sistema termelétrico a previsibilidade é melhor. É possível levantar, com certa segurança e antecedência, todas as características das plantas de geração e saber em qual momento estarão ou não disponíveis. Quanto aos custos variáveis médios de geração, sendo os

principais insumos *commodities* e como existem projeções¹⁷ de preços destas, o cálculo do preço de uma oferta futura é um exercício grande. Porém, se lida com variáveis conhecidas e estimáveis.

Já quando o sistema é predominantemente hídrico, o problema se faz muito mais complexo. Qual o custo da água, o principal insumo? Se os reservatórios estiverem cheios, o custo é zero. Num período de estiagem, com reservatórios vazios, o custo é muito elevado. No caso brasileiro, os softwares Newave e Decomp, compondo a geração hídrica e a geração térmica, buscam minimizar o custo total de geração. Mas isto não é exatamente fácil nem preciso.

Para alcançar esse objetivo é necessário considerar muitas variáveis. Além da dificuldade de prever as afluições futuras de água nos reservatórios, estas afluições devem ser somadas ao estoque disponível. Deve-se levar em conta também a interdependência temporal e espacial das usinas hidrelétricas, visto que os reservatórios muitas vezes atendem diversas usinas a jusante. Em algumas bacias há também as restrições ao uso da água dos reservatórios por conta de outras atividades, como navegação, irrigação e saneamento. Além disso, questões como a produtividade das usinas e a função de custo das termelétricas, as quais são não lineares, complicam sobremodo a previsão por estes softwares.

No que tange ao planejamento da operação realizado pelo ONS, o software Newave, que faz projeção cinco anos à frente, é rodado mensalmente. Já o software Decomp, que faz projeções um ano à frente, com discretização semanal no primeiro mês e discretização mensal a partir daí, é rodado toda semana. Talvez esta dinâmica apresente uma pequena indicação da dificuldade de uma previsão exata no longo prazo.

Além das dificuldades de previsão em si, a resposta dada pelos softwares estão aquém do que se pretende utilizar neste trabalho. O que o trabalho pretende é uma previsão para oito anos – 2016 a 2023.

Não sendo possível fazer uma projeção da oferta, como determinar o preço de mercado, em um dado dia e hora, se este é a interação das curvas de oferta e de demanda?

¹⁷ Um exemplo de publicação que traz projeções de preços de petróleo e gás natural é o “Energy Information Administration (EIA) Annual Energy Outlook”.

O objetivo inicial deste trabalho era realizar projeto em conjunto com uma distribuidora. Com isto, além de uma pesquisa piloto para levantamento das curvas de carga dos consumidores residenciais e a resposta destes às tarifas inteligentes, seria possível precisar com razoável acurácia os preços esperados no futuro, a partir dos preços de aquisição de energia da distribuidora e mesmo com suas expectativas futuras. Na ausência disto, como estimar um preço futuro? Será utilizada como *proxy*¹⁸ o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) / Custo Marginal de Operação (CMO).

O que é Plano de Liquidação de Diferenças? É um preço determinado semanalmente, *ex ante*, com as mesmas informações utilizadas pela ONS para o planejamento da operação, nas quais algumas adaptações são feitas para refletir as condições reais de mercado. O PLD é calculado para cada tipo de carga (pesada, média e leve) e por submercado (Norte, Sul, Nordeste e Sudeste/Centro Oeste). É utilizada modelagem matemática cujos resultados podem ser entendidos como o equilíbrio entre o uso de água no presente e a sua estocagem para o uso futuro, isto medido em termos dos custos não incorridos pelas usinas termelétricas.

O PLD deriva do CMO. Para o cálculo do PLD a CCEE executa duas vezes o Newave, obtendo o Custo Marginal de Operação (CMO) mensal. Com os resultados do Newave a CCEE executa o Decomp, obtendo o CMO semanal. Por fim, com limites regulatórios de preço máximo e preço mínimo para a geração, aplicados aos resultados do CMO, é definido o PLD.

“O PLD é apenas a tradução do equilíbrio racional das relações das forças de ‘mercado’, por meio de um modelo matemático que determina o equilíbrio econômico racional entre as forças de oferta e demanda”. Por fim, “o PLD está no coração do modelo setorial, da comercialização ao planejamento da expansão.” (notas de aula¹⁹)

Se tem por claro que o PLD trata de transações comerciais em contratos de curto prazo, os quais só existem num eventual descasamento entre a quantidade contratada e a demandada. Neste primeiro caso predomina uma

¹⁸ Quando uma variável é de difícil mensuração ou determinação, se substitui esta por outra variável de mesma natureza, mas cujo levantamento seja mais fácil e preciso. Esta variável substituta é chamada de variável *proxy*.

¹⁹ Professor Doutor Dorel Soares Ramos, disciplina PEA - 5917, no ano de 2011.

visão conjuntural. Por outro lado, os contratos de energia exigidos por força regulatória são assentados no longo prazo, para os quais predomina uma visão estrutural.

Em termos econômicos, *ceteris paribus*, o mercado deverá ser precificado de tal maneira que os valores convirjam para a média do PLD verificado ao longo do tempo. Caso contrário, haverá ganhos ou perdas extraordinários ou para os agentes geradores ou para os distribuidores.

No sítio da CCEE foram obtidos todos os valores de PLD entre janeiro de 2005 e dezembro de 2015. Todos os valores de PLD foram então atualizados para preços de dezembro de 2015, utilizando-se o IGP-M calculado mensalmente pela Fundação Getúlio Vargas. Foram então criadas três séries de preços, a valores constantes de dezembro de 2005: PLD médio, PLD mínimo e PLD máximo por semana (depois por dia), tipo de carga, submercado. Cada uma dessas séries será utilizada ao seu tempo nos cenários que serão descritos a frente.

Esta estratégia relativiza a importância do PLD. Assim, os cenários não trarão uma resposta precisa, mas sim indicarão um caminho de viabilidade na instalação de medidores inteligentes e conseqüentemente de tarifas inteligentes.

5.2.4. A resposta da demanda às tarifas dinâmicas

Neste ponto, o modelo adaptado segue o modelo inicial, como pode ser constatado em Jongejan et al. (2010). A tabela 2, apresentada no capítulo 4, é utilizada para projetar a redução da demanda na ponta em dois cenários (redução da demanda alta e baixa), em cada uma das estruturas de preços desenhadas (PLD médio, máximo e mínimo). O objetivo é gerar uma variedade de possíveis reduções da demanda. O cenário “alta redução da demanda na ponta” é uma resposta 20% maior do que a resposta observada na tabela 2, enquanto o cenário “baixa resposta da demanda” é 20% menor do que a empiricamente observada.

A tabela 3 mostra a redução da demanda durante os dias com pico crítico (no qual se aplica tarifa CPP). Já a tabela 4 mostra a redução da demanda nos horários de ponta dos dias não críticos.

Tabela 3 – Redução da Demanda no Horário de Ponta dos Dias de Pico Crítico

Tipo Tarifário	Alta Resposta da Demanda	Baixa Resposta da Demanda
TOU	5%	3%
TOU com tecnologia facilitadora	31%	22%
PTR	16%	11%
CPP	20%	14%
CPP com tecnologia facilitadora	43%	30%

Fonte: Jongejan et al. (2010), adaptado pelo autor

Tabela 4 – Redução da Demanda no Horário de Ponta em Dias Convencionais

Tipo Tarifário	Alta Resposta da Demanda	Baixa Resposta da Demanda
TOU	5%	3%
TOU com tecnologia facilitadora	31%	22%
PTR	5%	3%
CPP	5%	3%
CPP com tecnologia facilitadora	31%	22%

Fonte: Jongejan et al. (2010), adaptado pelo autor

Para determinar a porção de carga deslocada para fora do pico, também são utilizados os resultados médios de 15 experimentos prévios. Como exposto anteriormente, apesar de ser um fenômeno bem entendido, a literatura tem uma lacuna neste tema. Assim, como no modelo original, aqui se assume que o deslocamento do consumo para fora da ponta se dá de maneira uniforme ao longo das horas fora da ponta. Trata-se de uma simplificação de como é a resposta dos consumidores, mas é uma suposição que se considera razoável na completa ausência de informações, na literatura ou empíricas, sobre o tema. A carga deslocada para fora da ponta é trabalhada como foi a resposta na ponta, criando-se dois cenários (alta ou baixa resposta da demanda). A tabela 5 apresenta os valores percentuais desta resposta. Deve-se atentar que, enquanto os números apresentados nas tabelas 4 e 5 indicam uma redução, os números na tabela 5 indicam um acréscimo na carga.

Tabela 5 – Deslocamento da Demanda Para Fora do Horário de Ponta

Tipo Tarifário	Alta Resposta da Demanda	Baixa Resposta da Demanda
TOU	0,9%	0,63%
TOU com tecnologia facilitadora	3,6%	2,4%
PTR	0,9%	0,6%
CPP	0,9%	0,6%
CPP com tecnologia facilitadora	3,6%	2,4%

Fonte: Jongejan et al. (2010), adaptado pelo autor

Uma observação se faz importante. Os percentuais apresentados nas tabelas 3 e 4 são de redução do consumo no horário de ponta e/ou crítico. Os valores na tabela 5 indicam o crescimento da carga em cada uma das horas fora da ponta. Finalizando, uma suposição subjacente ao uso de resultados de pilotos anteriormente realizados, é que no caso de uma pesquisa envolvendo uma distribuidora brasileira, estas variáveis podem ser usadas integralmente ou como balizadoras. O ponto positivo deste método é relativo a sua simplicidade. O ponto negativo, tendo em vista que projetos anteriores têm suas próprias características no que tange a desenhos tarifários, questões demográficas e climáticas, é que os consumidores de uma dada distribuidora não respondam de maneira similar. Os cenários “resposta alta” e “resposta baixa” também guiam para um caminho de viabilidade na implementação de projeto desta natureza.

5.2.5. Número de consumidores e instalação de AMI

Este trabalho trata do período 2014 a 2023. Para os dois primeiros anos (2014 e 2015), o número de consumidores do segmento residencial atendidos pela DCO é encontrado no sítio da ANEEL. Para projetar o número de consumidores entre 2016 e 2023, utilizou-se expediente corriqueiro em questões semelhantes.

De posse de uma série com o número de consumidores entre 2005 e 2015, foi calculado que o crescimento exponencial médio do número de consumidores foi de 3,41% ao ano, o que equivale a 0,28% ao mês. Assim, a partir do número de consumidores atendidos em dezembro de 2015 (885.228), assume-

se que este aumente a uma taxa de 0,28% ao mês entre janeiro de 2016 e dezembro de 2023, chegando a 1.157.942 neste último.

Quanto à instalação de AMI, não é possível a implementação de medidores desta natureza para todos os consumidores ao mesmo tempo. Além da impossibilidade técnica, entra aqui a questão dos custos. Assim, a escala de implementação dos medidores será balizada por cenários, conforme apresentados a seguir.

5.3. O Modelo Adaptado – Os Cenários

5.3.1. Os desenhos dos cenários

A seguir são elencadas todas as variáveis envolvidas neste modelo adaptado e já descritas anteriormente. São elas:

- consumo horário do segmento residencial;
- número de consumidores, com e sem medidor inteligente (escala de instalação dos medidores inteligentes – escala do programa);
- tipo de carga (leve, médio, pesado) e preço, por posto horário;
- percentual de redução da carga na ponta como (efeito preço);
- percentual de aumento da carga fora de ponta (efeito deslocamento)

Para criação dos cenários se faz a interação destas variáveis. A figura 8 ilustra os potenciais cenários a serem desenvolvidos.

Uma única série de consumo por hora, entre 2014 e 2023, foi definida e apenas ela será utilizada. Conforme exposto, para definir esta série foi aplicada uma taxa de crescimento a partir dos dados verificados em 2015. Como trabalho futuro, séries desta natureza podem ser também definidas em cenários “alto”, “médio” e “baixo”.

Quanto às tarifas, apesar da figura 8 apresentar cinco opções, apenas duas serão base para cenários: TOU e TOU com CPP, ambas sem tecnologia. Que no caso é uma das tecnologias facilitadoras apresentadas acima. O uso de tecnologia facilitadora é descartado devido ao seu preço elevado e, neste momento, num primeiro trabalho, opta-se por casos mais simples e com custo menor. Quanto a “Outras Tarifas”, descarta-se a RTP posto a dificuldade de entendimento por parte dos consumidores e a necessidade de tecnologias

facilitadoras para ajudar e mesmo permitir uma implementação sem sobressaltos. Já tarifas em bloco e outras modalidades não foram objeto de nenhum estudo anterior conhecido.

Figura 8 – Desenvolvimento de Possíveis Cenários

Fonte: Próprio autor, adaptado de Jongejan et al. (2010)

No que diz respeito à conservação e ao deslocamento, se elege apenas os cenários extremos (alta e baixa resposta da demanda), descartando-se assim os cenários médios. Isto porque este trabalho busca indicar um caminho de viabilidade para implementação de medidores e tarifas inteligentes, e não um resultado exato.

No que tange a escala do programa, as três possibilidades são colocadas em cenários. Na implementação lenta, assume-se que 3,5% dos medidores convencionais serão atualizados para medidores inteligentes. Dada a taxa de crescimento projetada de 3,41% ao ano na base de consumidores, este cenário indica que apenas novos consumidores terão medidores inteligentes. Na escala de implementação média, assume-se taxa de troca de medidores de 5% ao ano o que, ainda que acima do crescimento previsto na base de consumidores, levaria mais de meio século para implementação total de medidores inteligentes. Já na escala de implementação alta a troca de medidores convencionais por inteligentes se dá a 10% ao ano, prevendo-se pouco mais de 15 anos para troca total.

A partir destas quatro variáveis foram desenhados 24 cenários. Mas há uma questão envolvendo o PLD. Recobrando, o PLD é divulgado semanalmente por tipo de carga (pesado, médio, leve). São 52 semanas por ano e o que se obteve foi a série em valores nominais desde 2005 até 2015. O PLD de cada uma das semanas destes anos foi adequadamente atualizado para valores de dezembro de 2015. Com isso, para cada semana do ano, existem 11 preços disponíveis por tipo de carga. Exemplificando, na semana 19 há 11 PLDs de carga pesada, 11 de carga média e 11 de carga leve. Com estes 11 preços se calculou, por tipo de carga e por semana, o PLD médio e se levantou os PLDs máximo e mínimo verificados por semana entre 2005 e 2015. Assim, são criadas três séries: PLD médio para cada semana, PLD máximo para cada semana e PLD mínimo para cada semana²⁰. Tudo isto sempre por tipo de carga. Todas as séries de PLD aqui utilizadas são apresentadas no apêndice B.

Existe uma grande diferença entre os preços mínimos, médios e máximos. Num cálculo considerando as 52 semanas, os preços médios são quase nove vezes maiores que os mínimos, enquanto os preços máximos são quase quatro vezes maiores do que os médios. Entre mínimo e máximo, a diferença chega a 33 vezes.

Em vista disto, para cada série de PLD se desenharam cenários distintos, não comparáveis entre si, visto os diferentes patamares de preço. Com isto, os 24 cenários iniciais se tornam 72. A lista de todos os cenários desenhados encontra-se no apêndice C.

Deve-se aclarar que não foi feito um cálculo financeiro para se obter o resultado dos cenários. São utilizados em toda a série preços constantes - base dezembro de 2015. Contudo, um cálculo financeiro pode ser introduzido nos resultados com fórmula de uso comum e disponível em planilhas eletrônicas. Para a realidade americana, que ensejou o modelo tradicional aqui apresentado, Faruqi et al. (2009) apontam inflação prevista de 3% ao ano e

²⁰ O PLD foi calculado inicialmente por semana, sendo transformado posteriormente em preço por dia. Em 2014 e 2015, as semanas seguiram o apresentado pela ONS, com sete ou oito dias. De 2016 a 2023, a semana 1 começa em 01 de janeiro e toda semana tem sete dias. Com isso, a semana 52 fica com mais de sete dias e se encerra em 31 de dezembro de cada ano.

retorno do investimento de 8% ao ano. A opção por um não cálculo financeiro se deu por algumas razões. Dentre elas, a incerteza sobre quanto às novas instalações podem ser consideradas investimento ou simples substituição. Além disso, questionamentos feitos pelo autor a especialistas da área não retornou nem uma taxa minimamente precisa.

Foi feito um ensaio inicial que incluía cálculo financeiro. Para este ensaio, os preços da energia foram atualizados pela inflação esperada pelo mercado e pelo Banco Central do Brasil. Nesta atualização, o preço da energia era de 9,32% para 2016, 5,32% para 2017 e 4,5% de 2018 a 2023. Mas a taxa de retorno do investimento não foi possível definir.

Outras variáveis podem ser colocadas nos cenários. No modelo original, uma variável colocada é o tipo de geração desejada. Se o perfil atual da geração for alterado para a entrada de geração limpa (porém mais cara), isto pode ser refletido dentro de um cenário. Outra variável diz respeito ao custo evitado do carbono e do SO₂. Exemplificando, se uma velha usina a óleo, que emite quantidade considerável de CO_x e SO_x, passa a ser utilizada por um período de tempo menor por conta do deslocamento da carga, por consequência ela emite menos destes gases. E é possível valorar o preço destas emissões evitadas. Para o carbono já existem mercados desenvolvidos.

O que se pretende, em trabalho futuro, é desenvolver software dedicado que possa calcular, com dados reais de qualquer distribuidora, qual o valor ganho estimado com energia evitada e potência não contratada advindo da implementação de tarifas inteligentes e consequente mudança nos hábitos de uso dos consumidores.

5.3.2. Os resultados dos cenários

Para tornar os cenários comparáveis, para cada série de PLD (mínimo, médio e máximo) foi criado um cenário chamado *Business As Usual*. Neste cenário, não há qualquer movimento para a instalação de estrutura AML e nem de tarifas inteligentes.

Este trabalho versa apenas sobre a potencial economia com energia. Assim, a cada cenário, foi comparado o gasto total em energia nestes 10 anos com o hipotético gasto no cenário *Business As Usual* correspondente. Além do

potencial ganho com energia, foi estimado o ganho com potência não contratada. Neste caso, sobre a maior carga verificada a cada ano foi estimado um requerimento de margem de reserva de 10%, valorado a R\$ 300,00 por KW.

Para haver economia de energia é necessário o investimento em AMI e tarifas inteligentes. Na literatura consultada, o preço para instalação do AMI variava entre US\$ 80 e US\$ 250. Como se pretende aqui, neste primeiro trabalho, utilizar elementos mais simples para indicar um caminho de viabilidade, assume-se o preço de R\$ 250,00 por medidor. Para estudos futuros, o preço do medidor também pode ser um dado de entrada para a criação de cenários.

Serão apresentadas três análises distintas dos resultados. Na primeira, serão analisados os potenciais valores ganhos (ou perdidos) com energia em cada cenário. Na segunda, quanto estes ganhos (ou perdas) representam em termos do valor total dispendido com energia. Finalmente, a última análise é qual percentual dos custos do AMI pode ser coberto com economia em energia. Todas as análises mostram os resultados no horizonte dos cenários, que é de 10 anos.

As análises são feitas para cada variável²¹ inserida no modelo. Isto permite indicar um caminho para a implementação de programas AMI com tarifas dinâmicas.

5.3.2.1. Cenários com PLD médio

O primeiro bloco de análises é sobre os cenários para os quais os preços assumidos da energia são sempre o PLD médio. Estes cenários são numerados de 01 a 24.

Verifica-se que em todos os cenários ocorrem ganhos com energia, sendo estes em média de R\$ 8.670.285,60. Porém, a dispersão de 78,61% é elevada. A máxima economia com energia é encontrada no cenário 20: R\$ 26.873.656,66. A menor é observada no cenário 05: R\$ 83.043,50.

Analisando as variáveis individualmente, nos três cenários com maior economia de energia a escala de implementação do programa é alta (10% ao

²¹ As variáveis utilizadas no projeto foram velocidade de implementação do AMI, tipo tarifário adotado e potencial resposta da demanda aos novos preços.

ano). Isto era esperado, posto que quanto mais AMI instalado, maior deve ser a economia de energia associada. Em termos absolutos, nos cenários com alta escala de implementação os ganhos médios são de pouco mais de R\$ 13.272.000,00, nos cenários com média escala de implementação os ganhos médios são de pouco mais de R\$ 7.360.000,00 e nos cenários com baixa escala o ganho médio é de pouco mais de R\$ 5.376.000,00.

Quanto à economia de energia associada ao tipo tarifário, entre os dez cenários com maior economia, sete são cenários com tarifa TOU com CPP. Em média, cenários com tarifa TOU com CPP trazem economia de pouco mais de R\$ 11.425.000,00 com energia, enquanto nos cenários com TOU simples a economia média é pouco superior a R\$ 5.915.000,00. Apesar de ser aplicada poucas vezes por ano, na tarifa TOU com CPP a diferença entre os preços ponta e fora da ponta é bem maior que numa tarifa TOU simples, o que indica maior potencial de conservação. A tabela 3 já ilustra este ponto, que acaba aqui refletido.

No que diz respeito à economia de energia associada à redução de carga na ponta, a maior economia deve vir de cenários com redução alta (no caso 5%). E isto é amplamente verificado: dos 10 cenários com maior economia no custo da energia, em nove a redução na ponta é alta. Apenas a sexta posição é ocupada por um cenário (número 19) de menor redução (3%). E a este cenário se associa uma tarifa TOU com CPP. Apenas com a 15ª posição no valor economizado com energia, o cenário 17 é o com melhor desempenho utilizando TOU e redução na ponta baixa (3%). Em valores, cenários com alto deslocamento na ponta promovem economia de energia quase três vezes maior do que cenários com baixo deslocamento na ponta: R\$ 12.917.398,79 contra R\$ 4.423.172,41.

Finalmente, quanto ao deslocamento da carga para fora da ponta, espera-se que no cenário baixo, que indica aumento de 0,63% na carga fora da ponta, a economia seja maior. Isto, contudo, não aparece como tendência numa observação inicial. Nos 10 primeiros cenários com maior economia com energia, em quatro deles o cenário de deslocamento é alto (0,90%) e em seis o deslocamento é baixo. Na média de todos os cenários, no entanto, o baixo deslocamento para fora da ponta demonstra sua relevância. Nos cenários com

baixo deslocamento, os ganhos são de quase R\$ 10.450.000,00 em 10 anos, valor cerca de 50% maior do que os ganhos dos cenários com alto deslocamento para fora da ponta (pouco menos de R\$ 6.900.000,00).

Quanto à razão entre valor economizado em energia e os gastos totais com energia em 10 anos, nenhum dos cenários mostra números relevantes. No cenário 20, aquele com maior valor economizado em energia, esta economia representa apenas 0,38% do total. Já nos cenários 05, 13 e 21, os três com menor valor economizado com energia, a razão é praticamente 0%. A média dos 24 cenários é de 0,12%. Com os custos e as incertezas envolvidos em programas desta natureza, estes resultados indicam que utilizar como critério de decisão a razão entre economia e gasto total com energia não é o melhor. E pode, dado o erro estatístico sempre envolvido, trazer prejuízos para a distribuidora.

No que diz respeito a quanto dos gastos com o programa AMI e tarifas inteligentes pode ser coberto com a economia em energia, a média dos 24 cenários é 5,98%. Ou seja, menos de um décimo do investimento necessário pode ser coberto pela economia com energia. Por cenário, a maior cobertura se dá no 04, com 13,20%, enquanto a menor cobertura se dá nos cenários 05, 13 e 21, com 0,10%.

Por variável, a escala de implementação do programa não é determinante para a cobertura de gastos com a implementação. Em média, em cenários com alta taxa de implementação (10%) 5,49% dos custos são cobertos com economia em energia. Em cenários com implementação média esta porcentagem é de 6,09% e nos cenários com taxa de implementação baixa é 6,36%. A diferença de menos de 1 ponto percentual entre cada escala faz com que a decisão leve em conta a capacidade de investimento da empresa e não a cobertura dos gastos em si.

Quanto ao tipo tarifário, dos 24 cenários, os seis com melhor desempenho apresentam tarifas TOU com CPP, enquanto os seis com pior desempenho são com tarifa TOU simples. Isto indica a prevalência no retorno do investimento das tarifas TOU com CPP sobre as tarifas TOU simples. De fato, em cenários de TOU com CPP, 7,99% dos custos são cobertos pela economia em energia,

enquanto em cenários com TOU simples este valor cai praticamente à metade: 3,97%.

Em suma, para os cenários em que o PLD seja médio, o ideal são projetos AMI com tarifas inteligentes TOU com CPP, nos quais um projeto piloto indique que haverá uma redução na ponta maior ou igual a 5% e deslocamento para fora da ponta de 0,63% ou menor. A tabela 6 apresenta todos os resultados.

Tabela 6 – Resultado dos Cenário de PLD médio

CENÁRIO	ECONOMIA COM ENERGIA	ECONOMIA / GASTOS TOTAIS	PARCELA DO CUSTO COM AMI COBERTA
CENÁRIO 01	R\$ 2.098.254,29	0,03%	2,48%
CENÁRIO 02	R\$ 6.631.862,82	0,09%	7,84%
CENÁRIO 03	R\$ 5.637.557,91	0,08%	6,66%
CENÁRIO 04	R\$ 11.169.211,75	0,16%	13,20%
CENÁRIO 05	R\$ 83.043,50	0,00%	0,10%
CENÁRIO 06	R\$ 4.616.652,04	0,07%	5,46%
CENÁRIO 07	R\$ 3.622.347,12	0,05%	4,28%
CENÁRIO 08	R\$ 9.154.000,96	0,13%	10,82%
CENÁRIO 09	R\$ 2.997.488,22	0,04%	2,48%
CENÁRIO 10	R\$ 9.474.033,13	0,13%	7,84%
CENÁRIO 11	R\$ 7.673.957,56	0,11%	6,35%
CENÁRIO 12	R\$ 15.059.251,00	0,21%	12,46%
CENÁRIO 13	R\$ 118.632,88	0,00%	0,10%
CENÁRIO 14	R\$ 6.595.177,79	0,09%	5,46%
CENÁRIO 15	R\$ 4.795.102,21	0,07%	3,97%
CENÁRIO 16	R\$ 12.180.395,66	0,17%	10,08%
CENÁRIO 17	R\$ 5.995.016,63	0,08%	2,48%
CENÁRIO 18	R\$ 18.948.192,01	0,27%	7,84%
CENÁRIO 19	R\$ 12.788.574,46	0,18%	5,29%
CENÁRIO 20	R\$ 26.873.656,66	0,38%	11,12%
CENÁRIO 21	R\$ 237.268,15	0,00%	0,10%
CENÁRIO 22	R\$ 13.190.443,53	0,19%	5,46%
CENÁRIO 23	R\$ 7.030.825,98	0,10%	2,91%
CENÁRIO 24	R\$ 21.115.908,18	0,30%	8,74%

Fonte: Autor

5.3.2.2. Cenários com PLD máximo

No segundo bloco de análises são apresentados os resultados dos cenários para os quais os preços assumidos são o PLD máximo. Deve-se reforçar que para os anos de 2014 e 2015 se utiliza o PLD médio, e de 2016 a 2023 o PLD máximo. Estes cenários são numerados de 25 a 48.

Analisando os resultados de economia de energia, a primeira observação é que os ganhos médios são cerca de 150% maiores do que os observados no caso dos cenários com PLD médio. Isto é explicado pela grande diferença entre os preços máximo e médio, anteriormente apontada. Em valores, a economia média com energia é de R\$ 21.879.402,82 por cenário. Apesar dos ganhos maiores, a dispersão de 92,92% deve ser observada com parcimônia. O cenário com maior economia é o 44, com R\$ 75.916.811,80. Quanto aos cenários com menor economia em energia, aparecem três que, se adotados pela distribuidora, farão com que seus gastos com energia sejam maiores do que no cenário *Business As Usual*. Estes cenários são o 29, o 37 e o 45. As perdas com energia nestes cenários serão, respectivamente, R\$ 1.663.424,92, R\$ 2.376.306,11 e R\$ 4.752.643,58.

Analisando por tipo tarifário, as tarifas TOU com CPP ainda são as que têm maior potencial. Dentre os dez primeiros cenários com maiores ganhos com energia em 10 anos, sete têm tarifas TOU com CPP. Mas os cenários TOU aparecem como segundo, quinto e sexto maiores ganhos. Já os três cenários que apontam perdas com energia têm tarifa TOU simples. Em média, cenário TOU com CPP trazem economia de energia de R\$ 27.064.794,86, enquanto nos cenários com TOU simples a economia é de R\$ 16.694.010,78. A diferença entre eles é de 62%.

Na variável escala de implementação do programa, repete-se o observado anteriormente. Conforme esperado, nos três programas com maiores ganhos com energia, a taxa de implementação é alta. Entre os dez com maiores ganhos, cinco tem alta taxa de implementação, três média e duas baixa taxa de implementação. Na média, nos cenários com taxa de implementação alta a economia com energia é de R\$ 34.692.716,52, nos cenários com implementação média R\$ 18.071.797,58 e nos cenários com implementação

baixa R\$ 12.873.694,36. A diferença entre o menor e o maior valor é de quase 200%.

Cenários que preveem alta redução na ponta (5%) novamente predominam e levam a maiores economias com eletricidade. Neste caso, dentre os dez cenários com maior economia em energia, em nove a redução na ponta é alta. Na média, a economia com energia em cenários com alta redução é de R\$ 35.737.729,26, e em cenários com baixa redução na ponta é de R\$ 8.021.076,38. Além de uma diferença de quase 350% entre os resultados, em 25% dos cenários (9 em 12) com baixa redução na ponta, os gastos com energia aumentam ao longo dos 10 anos de projeto.

Já no que diz respeito ao deslocamento para fora da ponta, observando apenas os dez cenários com melhor desempenho, não se verifica tendência de que um deslocamento menor traga maiores economias. Observando as médias, a economia em energia nos cenários com baixo deslocamento é 82,57% superior aos cenários com alto deslocamento. É um número a se considerar, mas inferior ao verificado com a variável redução na ponta. Isto diz que num projeto com as características aqui colocadas, deve-se observar com mais atenção a redução na ponta do que o deslocamento para fora da ponta.

No que diz respeito ao percentual de economia vis a vis o gasto total com energia em 10 anos, o caso com PLD máximo repete em essência o caso com PLD médio. Assim, a economia média com energia em 10 anos é de apenas 0,11% sobre o total. E é preciso reforçar que em três cenários a distribuidora gastaria mais com energia do que no cenário *Business As Usual*. Isto reforça o argumento de que uma distribuidora tomar uma decisão de investimento em projeto AMI sob o critério de redução nos gastos totais com energia é arriscado.

Finalmente, sobre quanto dos custos dos programas AMI é coberto pela economia com energia, a média é um pouco superior ao verificado no caso com PLD médio. Com PLD máximo, em média 14,84% dos custos de implementação são cobertos pela economia com energia. Deve-se destacar positivamente os cenários 28, 36 e 44, nos quais mais de 30% dos custos de implementação são cobertos pela economia com energia. O lado negativo fica

novamente com os cenários 37, 29 e 45 que, além de não se pagarem, fazem com que os gastos com energia aumentem em 10 anos.

Quanto ao tipo tarifário, a tarifa TOU com CPP traz melhores resultados. Esta cobre em média 18,48% dos custos de implementação, contra 11,20% com a tarifa TOU simples. Os cenários com os quatro melhores resultados tem em seu desenho tarifas TOU com CPP. Entre os dez melhores resultados, seis tem tarifa TOU com CPP.

Na variável escala de implementação, mais uma vez não há dependência entre esta e os custos recobertos. Caso se opte por uma escala de implementação alta, 14,35% dos custos com AMI serão cobertos em 10 anos de projeto. No caso de escala média, 14,95%. E na escala de implementação baixa, 15,22%.

Entendendo a contribuição da variável redução no horário da ponta, os 12 cenários com melhores resultados incorporam redução alta na ponta (5%). E os 12 piores, redução baixa na ponta (3%). Em média, cenários com alta redução na ponta indicam que 24,17% dos custos do projeto são cobertos com a economia em energia. Já os cenários que usam redução baixa na ponta cobrem em média 5,51% dos custos do projeto.

Quanto à variável deslocamento da carga para fora da ponta, quanto menor o deslocamento maior é a economia com energia. Nos cenários com PLD máximo, aqueles que trazem em si menor deslocamento (0,63%) indicam que 19,13% dos custos do projeto podem ser cobertos com economia em energia, enquanto 10,55% em média podem ser cobertos nos cenários com maior deslocamento (0,90%) para fora da ponta.

Em resumo, nos cenários que consideram um PLD máximo, o projeto deve seguir o mesmo caminho dos projetos com PLD médio para obter o melhor retorno. Assim, as tarifas devem ser TOU com CPP, o deslocamento da carga para fora da ponta deve ser de 0,63% ou menor, e a redução na ponta de 5% ou maior. A taxa de implementação deve ser a máxima possível dentro da capacidade de investimento da distribuidora. A tabela 7 apresenta todos os resultados.

Tabela 7 – Resultado dos Cenário de PLD máximo

CENÁRIO	ECONOMIA COM ENERGIA	ECONOMIA / GASTOS TOTAIS	PARCELA DO CUSTO COM AMI COBERTA
CENÁRIO 25	R\$ 5.594.232,58	0,03%	6,61%
CENÁRIO 26	R\$ 20.613.410,42	0,10%	24,37%
CENÁRIO 27	R\$ 11.468.139,77	0,06%	13,56%
CENÁRIO 28	R\$ 28.334.309,67	0,14%	33,49%
CENÁRIO 29	-R\$ 1.663.424,92	-0,01%	-1,97%
CENÁRIO 30	R\$ 13.355.752,91	0,07%	15,79%
CENÁRIO 31	R\$ 4.210.482,27	0,02%	4,98%
CENÁRIO 32	R\$ 21.076.652,17	0,11%	24,91%
CENÁRIO 33	R\$ 7.991.711,01	0,04%	6,61%
CENÁRIO 34	R\$ 29.447.545,00	0,15%	24,37%
CENÁRIO 35	R\$ 16.003.306,46	0,08%	13,24%
CENÁRIO 36	R\$ 39.580.662,11	0,20%	32,75%
CENÁRIO 37	-R\$ 2.376.306,11	-0,01%	-1,97%
CENÁRIO 38	R\$ 19.079.527,87	0,10%	15,79%
CENÁRIO 39	R\$ 5.635.289,33	0,03%	4,66%
CENÁRIO 40	R\$ 29.212.644,99	0,15%	24,17%
CENÁRIO 41	R\$ 15.983.529,13	0,08%	6,61%
CENÁRIO 42	R\$ 58.895.483,88	0,29%	24,37%
CENÁRIO 43	R\$ 29.447.386,69	0,15%	12,18%
CENÁRIO 44	R\$ 75.916.811,80	0,38%	31,41%
CENÁRIO 45	-R\$ 4.752.643,58	-0,02%	-1,97%
CENÁRIO 46	R\$ 38.159.311,17	0,19%	15,79%
CENÁRIO 47	R\$ 8.711.213,98	0,04%	3,60%
CENÁRIO 48	R\$ 55.180.639,09	0,28%	22,83%

Fonte: Autor

5.3.2.3. Cenários com PLD mínimo

Finalmente, no terceiro bloco de análises são apresentados os resultados dos cenários com o PLD mínimo. Assim como no caso do PLD máximo, aqui se assume que para os anos de 2014 e 2015 se utiliza o PLD médio, e de 2016 a 2023 o PLD mínimo. Os cenários são numerados de 49 a 72.

Como esperado, dada a grande diferença entre os preços máximos, médios e mínimos, os ganhos dos cenários com PLD mínimo são menores. Em média, os cenários com PLD mínimo permitem economia de energia de R\$ 4.296.157,61, cerca de 20% do verificado com PLD máximo e 50% do observado com PLD médio. A dispersão da média também é inferior ao observado anteriormente (63,96%), mas ainda alta para fins de análise estatística. Em todos os cenários ocorre economia com energia, diferente do observado com os cenários de PLD máximo. O cenário que permitiu maior economia com energia foi o 68, com R\$ 10.774.799,28. O cenário com menor economia com energia foi o 53, com R\$ 601.546,55.

Analisando a economia com energia por tipo tarifário, a tarifa TOU com CPP se mostra mais adequada. Observa-se que entre os 10 cenários com maior economia, em oito é aplicada a tarifa TOU com CPP. Já os 10 cenários com menor ganho têm tarifa TOU simples. Em valores, cenários TOU com CPP exibem ganho médio com energia de R\$ 6.187.080,36, 157% maiores do que nos cenários com TOU simples (R\$ 2.405.234,85).

No que tange a variável escala de implementação do programa, entre os 10 cenários que trazem maiores economia com energia seis têm escala alta de implementação, dois têm escala média e dois têm escala baixa. Resultado esperado, posto que, com mais medidores, maior a economia com energia. Em termos de valores, cenários com alta escala de implementação trazem economia média de R\$ 6.179.291,75, cenários médios R\$ 3.815.181,80 e cenários baixos R\$ 2.893.999,27. A diferença de economia é superior a 100% entre a menor e a maior média.

Examinando como a redução na ponta influencia a economia com energia, dos 10 cenários com maior economia, oito são com alta redução na ponta. Em termos de valores médios, uma redução de 5% na ponta indica ganhos com energia de R\$ 5.453.963,14, enquanto uma redução de 3% na ponta indica ganhos médios de R\$ 3.138.352,07. Ou seja, redução de 5% na ponta leva a um ganho médio 73,78% superior a redução na ponta de 3%.

Avaliando como o deslocamento para fora da ponta influi na economia com energia, nos 10 cenários com maior economia não parece haver influência desta variável. Isto porque cinco dos cenários compõem com baixo

deslocamento (0,63%) e outros cinco compõem com alto deslocamento (0,9%). Analisando os valores, baixo deslocamento indica economia média de R\$ 4.604.044,36 e alto deslocamento economia média de R\$ 3.988.270,85. Nestes cenários com PLD mínimo a variável deslocamento para fora da ponta mostra ter menor relevância do que nos cenários com PLD médio ou PLD máximo.

Analisado agora a economia com energia vis a vis o gasto total com este insumo no horizonte temporal dos cenários, as observações nos cenários anteriores se aplicam também aqui. A economia média com energia representa apenas 0,14% dos gastos totais com energia. No cenário 68 esta proporção é a maior, 0,36%. Já no cenário 53 se encontra a pior relação: 0,02%. Em resumo, basear qualquer decisão de investimento na relação economia por gastos totais não é um critério adequado.

Por último, sobre quanto dos programas AMI é coberto pela economia com energia, o cenário 52 é aquele que traz melhor resultado. Neste cenário, 6,54% dos custos podem ser cobertos com a economia em energia. Já os piores cenários são o 53, o 61 e o 69, nos quais apenas 0,70% do custo com AMI é coberto com o valor economizado com energia. O percentual do custo do AMI coberto com cenários baseados em PLD mínimo é menor do que aqueles verificados com PLD médio e PLD máximo.

Quanto à influência da escala de implementação do programa, a análise dos 10 cenários com melhor cobertura indica que quatro destes têm em seus desenhos escala baixa, quatro tem escala média e apenas dois tem taxa de implementação alta. Em termos médios, os cenários com baixa escala de implementação cobrem 3,42% dos custos do AMI, os cenários com escala média 3,16% e os cenários com escala alta 2,56%. A diferença de 1 ponto percentual entre os resultados dos cenários que mais e menos cobrem os custos do AMI não indica a predominância de nenhuma escala sobre outra, e nem pode ser considerada determinante para adoção de programa AMI.

Quando a variável tipo tarifário é observada, os 12 primeiros cenários com melhor resultado tem em seu desenho tarifa TOU com CPP, enquanto os 12 cenários com pior desempenho são com tarifa TOU simples. Isto indica mais uma vez que a tarifa TOU com CPP é a mais indicada para um projeto AMI. Em termos médios, com tarifas TOU com CPP 4,48% dos custos com

implementação de AMI são cobertos pela economia com energia, enquanto com tarifas TOU simples este percentual cai para 1,61%.

Na resposta da demanda, nos cenários em que a redução da ponta é alta (5%), em média 3,85% dos custos de implementação são cobertos por economia com energia. Já os cenários com redução baixa na ponta, 2,24% dos custos de implementação são cobertos.

Tabela 8 – Resultado dos Cenários de PLD mínimo

CENÁRIO	ECONOMIA COM ENERGIA	ECONOMIA / GASTOS TOTAIS	PARCELA DO CUSTO COM AMI COBERTA
CENÁRIO 49	R\$ 951.039,68	0,03%	1,12%
CENÁRIO 50	R\$ 2.128.722,11	0,07%	2,52%
CENÁRIO 51	R\$ 3.660.607,88	0,12%	4,33%
CENÁRIO 52	R\$ 5.534.613,65	0,19%	6,54%
CENÁRIO 53	R\$ 601.546,55	0,02%	0,71%
CENÁRIO 54	R\$ 1.779.228,98	0,06%	2,10%
CENÁRIO 55	R\$ 3.311.114,75	0,11%	3,91%
CENÁRIO 56	R\$ 5.185.120,52	0,17%	6,13%
CENÁRIO 57	R\$ 1.358.620,66	0,05%	1,12%
CENÁRIO 58	R\$ 3.041.015,97	0,10%	2,52%
CENÁRIO 59	R\$ 4.849.761,48	0,16%	4,01%
CENÁRIO 60	R\$ 7.009.876,78	0,23%	5,80%
CENÁRIO 61	R\$ 859.346,82	0,03%	0,71%
CENÁRIO 62	R\$ 2.541.742,13	0,09%	2,10%
CENÁRIO 63	R\$ 4.350.487,64	0,15%	3,60%
CENÁRIO 64	R\$ 6.510.602,94	0,22%	5,39%
CENÁRIO 65	R\$ 2.717.259,62	0,09%	1,12%
CENÁRIO 66	R\$ 6.082.071,60	0,20%	2,52%
CENÁRIO 67	R\$ 7.140.143,67	0,24%	2,95%
CENÁRIO 68	R\$ 10.774.799,28	0,36%	4,46%
CENÁRIO 69	R\$ 1.718.706,03	0,06%	0,71%
CENÁRIO 70	R\$ 5.083.518,02	0,17%	2,10%
CENÁRIO 71	R\$ 6.141.590,09	0,21%	2,54%
CENÁRIO 72	R\$ 9.776.245,70	0,33%	4,04%

Fonte: Autor

No que diz respeito à variável deslocamento da carga para fora da ponta, os cenários de PLD mínimo e que trazem em si menor deslocamento (0,63%) indicam que 3,25% dos custos do projeto podem ser cobertos com economia em energia. Já se a variável deslocamento for alta, 2,84% em média podem ser cobertos nos cobertos. Mais uma vez prevalece a utilização de baixo deslocamento para fora da ponta no que tange a cobertura dos custos.

Concluindo, os cenários com PLD mínimo indicam caminho semelhante aos observados com os cenários a PLD máximo e a PLD médio. Assim, o caminho para a implementação de um programa AMI que traga a maior economia com energia e daí o maior percentual dos custos de instalação do AMI cobertos, passa por programas tarifários TOU com CPP. Quanto à resposta da demanda, cenários com redução na ponta alta e deslocamento para fora da ponta baixo trazem os melhores resultados. A taxa de implementação é mais uma vez função da capacidade de investimento da distribuidora. A tabela 8 apresenta todos os resultados.

5.3.2.4. Análise Global dos Resultados dos Cenários

Conforme visto anteriormente, dada a grande diferença nos patamares de PLD máximo, PLD médio e PLD mínimo, não é possível comparar a economia com energia em termos absolutos. Contudo, é possível levantar, em termos relativos, quanto dos custos de um programa AMI pode ser coberto pela economia com energia que ele propicia.

Observando a escala de implementação nos 72 cenários, quando a escala de implementação é baixa, 8,33% dos custos do AMI podem ser cobertos pela economia em energia. Este percentual se reduz a 8,07% nos cenários com escala média e a 7,47% com escala alta. A pequena diferença aqui mais uma vez indica que uma cobertura maior ou menor dos custos não é função direta da escala de implementação. AMI. Uma vez tomada a decisão de iniciar programa desta natureza, a escala de implementação é função direta da capacidade de investimento da distribuidora.

Quanto ao tipo tarifário, independente do patamar de PLD utilizado, a tarifa TOU com CPP sempre apresentou melhores resultados do que a tarifa TOU simples. No conjunto de 72 cenários, os cenários com tarifa TOU com CPP

cobrem em média 10,32% dos custos do AMI, enquanto os cenários com TOU simples cobrem em média 5,59%.

No que diz respeito à redução na ponta, pode-se afirmar que uma redução maior é preferível. Os 36 cenários nos quais a redução da ponta é alta (5%) cobrem em média 12,29% dos custos de instalação. Já os 36 cenários que trazem em si redução baixa da ponta, cobrem em média 3,62% dos custos de implementação de AMI. Ou seja, os cenários com alta redução na ponta trazem resultado quase 3,5 vezes superior do que os cenários com baixa redução na ponta.

Por fim, avaliando o deslocamento da carga para fora da ponta vis a vis a economia com energia, quanto menor o deslocamento melhor os resultados. Ou ainda, quanto mais energia for conservada, melhores serão os resultados. Os cenários que trazem baixo deslocamento cobrem em média 9,85% dos custos do AMI, enquanto aqueles cenários com maior deslocamento cobrem 6,06%. Assim, na análise dos 72 cenários, aqueles com baixo deslocamento trazem um resultado melhor do que os cenários com alto deslocamento. Mas sem a mesma magnitude verificada na redução na ponta.

Adicionalmente, é possível fazer uma análise da razão entre economia com energia e gastos totais com energia, dentro do horizonte de dez anos do projeto. Esta razão, contudo, independente do cenário utilizado, sempre se mostrou baixa. Na média dos 72 cenários criados, apenas 0,10% dos gastos totais com energia são economizados. Analisar a viabilidade de um programa AMI pela ótica da economia nos gastos totais com energia, reforçando o já colocado, não é critério interessante para decisão.

5.4. Outros potenciais ganhos para as distribuidoras com tarifas dinâmicas

Uma tarifa de energia precisa atender a premissa de cobrir todos os custos, desde a geração até a entrega ao consumidor final. Segundo a ANEEL, “a tarifa visa assegurar ao prestador de serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais e garantir o atendimento com qualidade”. Os custos, segundo sua natureza, são tipificados como sendo Parcela A ou Parcela B.

Na Parcela A estão os custos que não são gerenciáveis pela distribuidora. Isto decorre do fato de ou não ser possível à distribuidora controlar a produção

(seja a total ou a variação desta) no tempo, ou serem encargos setoriais definidos em lei. Incluem-se também as perdas técnicas. Já na Parcela B ficam os custos gerenciáveis, aqueles sobre os quais a distribuidora tem ascendência administrativa.

Em linhas gerais, a Parcela A é composta pelos custos de aquisição de energia, pelos custos de transporte de energia e pelos encargos setoriais. Já a Parcela B é composta pelos custos operacionais, pela cota de depreciação, pela remuneração dos investimentos e por outras receitas.

5.4.1. Parcela A

O custo de aquisição, que é não gerenciável, é o custo da energia requerida para atender um mercado de referência, somada as perdas técnicas e subtraída a energia do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), esta valorada pelo preço médio verificado nos contratos para aquisição de energia de fontes convencionais.

A aquisição de energia é feita de formas diferentes. No total, agrega-se a energia contratada em leilões (de energia existente, de energia nova, de fontes alternativas ou de ajuste); da energia obtida por cotas (de Itaipu Binacional, de Angra 1 e 2, de concessões renovadas ou garantia física, do Proinfa); dos contratos bilaterais; da geração própria; da geração distribuída. Toda a economia com energia apurada anteriormente se enquadra neste componente. O segundo componente da Parcela A é o custo relacionado ao transporte de energia desde a geração até o consumidor final. São dois elementos: a TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão) e a TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição). Na TUST é cobrado o uso das instalações da Rede Básica (inclui Fronteira e a energia vinda de Itaipu) e de instalações de uso exclusivo, além do uso do sistema de distribuição por geradoras conectadas em 88 kV e 138 kV. Na TUSD é cobrada a conexão à rede de distribuição e os custos de operação e manutenção. Os custos de capital também são pertinentes a TUSD e a TUST.

Como a TUSD residencial é constante no tempo, será o balanço do total de energia consumida antes e depois do projeto AMI instalado que determinará se haverá ganhos ou perdas.

As perdas técnicas são aquelas inerentes às características físicas dos materiais presentes em todos os equipamentos do sistema. Se a quantidade de energia passando pelos equipamentos (incluindo fios) diminuir, as perdas também diminuem. A ANEEL estima que a cada 100 MWh gerados, 83 MWh são faturados. Se houver deslocamento do consumo da ponta para fora da ponta mas o montante de energia consumida na área do distribuidor aumentar, as perdas também aumentarão.

Por fim, encargos setoriais são contribuições previstas em lei com objetivos específicos. Dentre outros é possível citar o Proinfa, criado para subsidiar as fontes alternativas de geração de energia; o P&D, dedicado a projetos de pesquisa, desenvolvimento e eficiência energética; e a ONS, destinada a levantar recursos para o funcionamento do Operador Nacional do Sistema. Como as cotas são definidas em lei, estas independem da quantidade de energia entregue e faturada pela distribuidora. Em nada se alteram, portanto, com um projeto AML.

5.4.2. Parcela B

Já na Parcela B, que trata dos custos gerenciáveis, o primeiro componente é referente aos custos operacionais. Estes incluem custos de leitura, vistoria nas unidades consumidoras, podas de árvores, combate às perdas, despesas administrativas e contábeis, dentre outros. Projetos AML com tarifas inteligentes trazem em si grande potencial de ganhos para as distribuidoras. A leitura, a interrupção do fornecimento de um consumidor inadimplente e o combate às perdas podem ser feitos de maneira remota. Apesar de apresentar um cálculo complexo, que foge ao escopo deste trabalho, projetos AML indicam um valor positivo às empresas para além da economia com energia.

O segundo componente diz respeito à depreciação e à remuneração dos investimentos. Em se dependendo do entendimento do regulador sobre o que é investimento, é possível que um projeto AML traga também um retorno maior se não for considerado simplesmente uma troca de equipamentos.

Outras receitas são as atividades que uma distribuidora pode ter e que não passam por regulação. Por exemplo, compartilhamento de infraestrutura (aluguel de postes), serviços de avaliação técnica, aferição de medidores e

outros. Ainda que não tenham ligação com a energia e por isso não sejam regulados, negócio como aferição de medidores pode também trazer um ganho adicional à distribuidora que implanta um projeto AMI.

Em conclusão, se uma distribuidora opta por um programa AMI com tarifas inteligentes, além de conseguir reduzir os gastos com energia conforme demonstrado anteriormente, tem grande potencial de reduzir os gastos com diversos outros componentes, tanto da Parcela A como da Parcela B.

6. CONCLUSÕES

A pergunta que se pretendeu responder neste trabalho é quanto do custo de instalação de medidores inteligentes e da infraestrutura necessária pode ser coberto apenas com os novos hábitos de consumo derivados de uma tarifa inteligente?

Para isto, foram desenvolvidos quatro capítulos, além da introdução e desta conclusão. No capítulo 2 foi desenvolvido arcabouço conceitual que procurou descrever e entender o que é uma rede inteligente. Primeiramente foram apresentadas definições dadas por diversos autores. Em segundo lugar, foram apresentados os conceitos de redes inteligentes desenvolvidos por algumas empresas do setor e consultorias especializadas. Foi também questionada a necessidade por uma rede inteligente e se existe um roteiro pré-definido e único para a instalação da mesma. Observou-se que não há uma definição única e exata de rede inteligente, nem um roteiro de instalação único e perfeito da mesma.

O capítulo 3 aprofundou a revisão conceitual, apresentando primeiramente os conceitos sobre o que é resposta da demanda. Esta revisão prosseguiu ampliando os conceitos sobre redes inteligentes, descrevendo o que são tecnologias facilitadoras e trazendo uma visão sobre medidores. Foram apresentadas as principais modalidades de preços dinâmicos e feita a demonstração econômica do porquê preços dinâmicos de energia são mais eficientes do que preços *flat*. Por fim, foram traçadas considerações sobre elasticidade (ou como medir a resposta aos preços).

No capítulo 4 foram apresentadas algumas linhas sobre a necessidade de uma pesquisa piloto e diretrizes sobre como desenvolvê-la. Trazendo alguns pontos sobre pesquisas já desenvolvidos ao redor do mundo, este capítulo apresentou qual a resposta média da demanda em 15 experimentos (e a descrição destes experimentos se encontra no apêndice A deste trabalho).

O capítulo 5 apresentou o trabalho que permitiu responder a pergunta inicialmente colocada. O primeiro ponto foi descrever o modelo que deu origem a este trabalho. O chamado “Modelo Original” está no âmbito do “*Master Project*”, o qual tem por objetivo principal recomendar pesquisas piloto que as concessionárias poderiam implementar com consumidores residenciais

utilizando Infraestrutura de Medição Avançada. Este modelo original não pode ser empregado diretamente à realidade brasileira. Dentre outros fatores, porque a geração nos Estados Unidos (de onde vem o modelo) é predominantemente térmica, enquanto no Brasil a geração é predominantemente hidráulica. No caso de geração térmica a previsibilidade é maior. Além disso, o modelo original apresentava resultados de uma pesquisa piloto, algo que não foi possível para este trabalho.

Assim, o modelo original foi adaptado com o uso dos dados disponíveis, muitos deles públicos. O capítulo 5 apresentou, descreveu e justificou o uso destes dados. As variáveis utilizadas para o modelo foram a curva de carga horária de uma distribuidora atuante na região Centro Oeste do país; a oferta e o custo de geração; a resposta da demanda às tarifas horárias; o número de consumidores atendidos pela concessionária e a escala de implementação do programa.

Foram apresentados os desenhos de 72 cenários e os resultados obtidos deles, os quais permitem responder a questão inicialmente colocada. E, a guisa de complementação, foram apresentados alguns parágrafos sobre economias adicionais que as distribuidoras podem ter quando reduzem as aquisições de energia.

O que se conclui é que a distribuidora, com a implementação de um projeto AMI, teria menores gastos com energia ao longo do horizonte do projeto e dentro das premissas deste trabalho. O menor gasto se mostrou presente em 69 dos 72 cenários testados. Assim, a instalação de AMI, que permite o desenvolvimento de tarifas dinâmicas e a consequente mudança nos hábitos de consumo, traz um benefício líquido às empresas. Porém, nos resultados aqui obtidos, esta economia com energia fica aquém dos preceitos conceituais levantados.

Faruqui e Sergici (2009) indicam que cerca de 60% dos custos de implementação de uma estrutura AMI podem ser cobertos apenas com economia em energia via tarifas dinâmicas. Restariam, então, 40% a serem cobertos por outros meios, como a redução dos gastos administrativos. Nos cenários aqui apresentados, verificou-se resultado substancialmente menor: apenas 7,95% dos custos de implementação, em média, podem ser cobertos

com economia em energia. Para analisar esta questão se faz necessário retornar as variáveis utilizadas.

No que tange a variável escala de implantação, independentemente do PLD utilizado (máximo, médio, mínimo), ficou demonstrado que em nenhum conjunto de cenários esta variável se mostrou decisiva para cobrir os custos. Assim, se uma implementação rápida traz maiores investimentos, por outro lado os investimentos são (parcialmente) cobertos de modo similar pelo deslocamento na curva de carga dos consumidores residenciais. Assim, a escala de implementação vai ser função mais do poder de investimento da empresa do que de maior ou menor cobertura dos custos do AMI.

Quanto ao tipo tarifário e às respostas dos consumidores, foram aqui utilizados parâmetros médios verificados em diversos experimentos anteriores. Pode-se desenvolver projeto semelhante no Brasil e determinar parâmetros muito diferentes das médias utilizadas. Se isto não ocorrer, os resultados aqui apresentados com estas variáveis estão dentro da média esperada.

Assim, a variável a ser entendida e que traz em si o maior impacto é o PLD. Três séries de PLD foram criadas e utilizadas: mínimo, médio e máximo. Foram criados 24 cenários com cada uma delas. E, em termos de valores absolutos, os resultados de cada conjunto não são comparáveis. Por exemplo, a média de economia com energia nos cenários com PLD máximo é de quase R\$ 22.000.000,00, enquanto nos cenários que usam o PLD mínimo esta fica em pouco menos de R\$ 4.300.000,00. Ou seja, algo em torno de 20%. Isto mostra a relevância do patamar do PLD.

Entendendo o PLD, a primeira questão é o que ele representa. A função do PLD, em última instância, é minimizar o custo da geração térmica vis a vis o uso da água no presente ou no futuro. Como o sistema brasileiro é predominantemente hídrico, o custo da água é zero. Trabalhando na média, num cálculo meramente matemático, com um grande estoque da geração tendo preço zero, a variação dos preços demora mais a ocorrer ou ocorre em escala menor.

A forma como o PLD é apresentado também não se mostra adequada. Só há três postos possíveis: o PLD pesado, o médio e o leve. Exemplificando sobre isto, o PLD pesado se verifica por três horas consecutivas, entre as 19 e as 22

horas, nos dias úteis, sendo um preço médio de toda a geração. Isto minimiza o real impacto do maior preço de geração verificado na ponta.

Na realidade dos Estados Unidos, de onde vem o modelo que aqui se adapta, o preço pago por toda a carga é igual ao custo da última carga gerada. Se a última geradora tem custo de US\$ 1000 por MWh, todos pagarão e receberão este preço pela energia. Se um deslocamento na carga permite que esta última usina não entre em operação, passando a última carga a ter custo de US\$ 995 por MWh, todos pagam menos US\$ 5 por MWh. No sistema como um todo isto traz um impacto significativo.

Além disso, dado o pouco peso que a geração térmica acaba tendo sobre o PLD (a base hídrica tem custo zero e grande participação), o que se verifica é que a diferença entre PLD máximo e mínimo é pequena. Foi levantado, entre 2005 e 2015, o PLD semanal por tipo de carga e região. A maior diferença entre carga pesada e leve foi de 5,43% no Centro Oeste. Calculando uma média interna a 10%, esta diferença cai para 3,21%. A mediana fica em 2,66% e a moda é 0%. Em outras palavras, esta pequena diferença de preços no PLD não estimula um programa que objete deslocar a carga da ponta.

Por último, o PLD parte do Custo Marginal de Operação (CMO). Sobre este é colocado um preço máximo e mínimo regulatórios. O que se verifica, mais uma vez, é que os maiores preços tem um impacto menor do que deveriam no sistema, trazendo viés de baixa aos resultados aqui apresentados.

Assim, mesmo o PLD estando no coração do modelo setorial, o seu uso aqui subestima os potenciais resultados. O PLD tem grande mérito, mas trabalhos futuros podem aperfeiçoá-lo e discutir melhor a sua utilização. Ou poderão ser desenvolvidas outras modalidades de preços para utilizações distintas.

Concluindo, são feitas algumas recomendações sobre a implementação de programas AMI:

- i. A escala de implementação deve ter por objetivo primordial prover o universo de consumidores com AMI no menor horizonte de tempo, respeitando a capacidade de investimento da distribuidora. Isto implica numa escala de instalação maior do que o crescimento vegetativo no número de consumidores;

- ii. Quanto aos tipos tarifários utilizados, a TOU com CPP sempre traz melhores resultados do que a TOU simples. Não se trata, porém, de algo estanque: é necessário entender o consumidor com uma pesquisa piloto. Como as tarifas TOU simples tem o mesmo padrão dia a dia e as tarifas TOU com CPP podem mudar conforme o dia, talvez a primeira seja mais assimilável e inteligível ao consumidor médio. Além disso, como é possível calibrar a razão entre preços ponta e fora de ponta de uma tarifa TOU simples, talvez o seu resultado possa vir a ser melhor do que a TOU com CPP;
- iii. Quanto maior a redução na ponta, melhores os resultados. Quanto menor for o deslocamento para fora da ponta, melhores os resultados. Mas foram usados parâmetros médios de experiências anteriores. É de grande importância entender a real resposta do consumidor pois, conforme verificado, em alguns cenários a redução na ponta pode ser anulada pelo deslocamento para fora de ponta.

Deve-se reforçar que o trabalho aqui apresentado não tratou de questões regulatórias. Há lacunas na regulação que não estimulam o desenvolvimento de projetos de redes inteligentes: as distribuidoras pagam o mesmo preço pela energia a qualquer horário; não há definição sobre quem deve cobrir os altos investimentos em redes inteligentes; se deve rediscutir os horários de ponta e fora de ponta do sistema.

Como recomendação para trabalhos posteriores, retomar este trabalho com a execução de uma pesquisa piloto com distribuidoras de energia elétrica, levantando-se os reais dados dos consumidores e, principalmente, as questões referentes aos custos da energia para a distribuidora. Isto envolto numa ampla discussão sobre os entraves regulatórios, a qual traga em seu bojo estímulos para que as distribuidoras invistam no novo paradigma do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

- APOLINÁRIO, I. et al. **Efficient Pricing on Distribution Networks Tariff** 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009
- BORENSTEIN, S.; JASKE, M. **Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets**, University of California Energy Institute - Center for the Study of energy Markets, 2002
- CAMPOS, A. **Gerenciamento Pelo Lado da Demanda: Um Estudo de Caso**, Dissertação de mestrado, Instituto de Eletrotécnica e Energia (IEE), Universidade de São Paulo, 2004.
- DU, W.; SLOOTWEG, J.G.; THISSEN, W.H.A.; PRUYT, E.; WALKER, W.E. **Transition to 'Smart' Distribution Grid - Strategic Planing Using a SCENÁRIO Approach**, 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009
- EPRI **Price Elasticity of Demand for Electricity: A Primer and Synthesis**, January 2008
- FARUQUI, A. **The Ethics of Dynamic Pricing**, The Electricity Journal, Volume 23, Issue 6, July 2010, Pages 13–27
- FARUQUI, A.; HLEDIK, R.; NEWELL, S.; PFEIFENBERGER, H. **The Power of 5 Percent**, The Electricity Journal, Volume 20, Issue 8, October 2007, Pages 68–77
- FARUQUI, A.; HLEDIK, R.; SERGICI, S. **Piloting the Smart Grid**, The Electricity Journal, vol. 22, no. 7, pp. 55-69, 2009
- FARUQUI, A.; SERGICI, S. **Arcturus: International Evidence on Dynamic Pricing**, The Electricity Journal, Volume 26, Issue 7, August–September 2013, Pages 55–65
- FARUQUI, A.; SERGICI, S. **Household response to dynamic pricing of electricity – a survey of the experimental evidence** Cambridge, Massachusetts and San Francisco, California, January 2009
- GELLINGS, C.W. **The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response** The Fairmont Press, Taylor & Francis Group, 2009

- HECKEL, J. **Smart Substation and Feeder Automation for a Smart Distribution Grid** 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009
- JONGEJAN, A.; KATZMAN, B.; LEAHY, T.; MICHELIN, M. **Dynamic Pricing Tariffs for DTE's Residential Electricity Customers**, University of Michigan, Center for Sustainable Systems, Report N° CSS10-04, Abril 2010
- KOPONEN, P.; KÄRKKÄINEN, S. **Experiences from spot-market based price response of residential customers** 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009
- LUGMAIER, A.; FECHNER, H.; PRÜGGLER, W.; KUPZOG, F. **National Technology Platform - Smart Grids Austria** 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009
- PAUN, M.; LORENZ, G. **Smart Grids and Networks of the Future - Eurelectric Views** 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009
- REVISTA P&D [da] Cemig**, Belo Horizonte, número 8: 2012
- SOREBO, G.N.; ECHOLS, M.C. **Smart Grid Security: Na End-to-End View of Security in the New Electrical Grid**, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2012
- SUTER, G.; WERNER, T.G. **The Distribution Control Center in Smartgrid** 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009

SÍTIOS NA INTERNET

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - <http://www.aneel.gov.br/>
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) - <http://www.ons.org.br/home/>
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) - <http://www.epe.gov.br/>
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - <http://www.ccee.org.br/>
- Ministério de Minas e Energia (MME) - <http://www.mme.gov.br/>
- Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) - <http://www.cepel.br/>

APÊNDICE A – Resumo - Dezesete Experimentos já Desenvolvidos

Neste apêndice são apresentadas diversas experiências com a resposta da demanda a experimentos com preços dinâmicos. O resultado médio de 15 dos experimentos aqui apresentados deu origem à tabela 2.

A1. Finlândia

Koponen e Käikkäinen (2009), apresentam experiência realizada na Finlândia de resposta ao preço, via repasse diretamente aos consumidores do preço do mercado a vista. Neste país, a tarifa por horário de uso (TOU) é bastante difundida. Porém, a diferença de preço entre dia e noite tem diminuído. O horário de pico (e conseqüentemente preços mais altos no mercado a vista) não ocorre em um único intervalo, surgindo em qualquer momento do dia ou da noite. Com isso, a necessidade de uma resposta de fato à demanda vem crescendo.

Como as grandes indústrias finlandesas já se veem e devem responder aos preços de mercado, apenas os pequenos consumidores estão sujeitos a uma mudança na forma de cobrança pela energia elétrica. Foram então feitos testes para transferir o preço a vista para os pequenos consumidores. Estes eram avisados sobre os preços a serem cobrados com um dia de antecedência e suas respostas eram medidas.

Na média, com a TOU a demanda fica entre 5 e 6% menor do que com uma tarifa única. Já cobrar dos consumidores o preço do mercado a vista faz com que estes consumam entre 5 e 6% menos do que na difundida tarifa TOU. Um ganho potencial entre 8 e 12% sobre as tarifas constantes no tempo.

São levantadas três possíveis barreiras à implementação destas tarifas. A primeira delas é que a legislação finlandesa protege os pequenos consumidores, proibindo que se lhes transmitam grandes variações de preços. A segunda barreira é o alto custo de medição e da automação necessárias à ampla difusão desta modalidade tarifária. E a terceira e última barreira é uma possível lacuna entre o fornecimento adequado e o real nas residências.

A2. Uma Tarifa RTP: Georgia Power's Schedule RTP-DA-2

Apresentado por Borestein et al. (2002), a partir dos anos 1980, a Georgia Power introduziu uma série de tarifas RTP. Atualmente há um conjunto de tarifas e produtos associados de gerenciamento de risco, oferecidos pela Georgia Power aos seus consumidores em base voluntária. Cerca de 5000 MW é a carga total dos participantes destas tarifas. No intuito de ilustrar estas tarifas, a tarifa chamada Schedule RTP-DA-2 é brevemente apresentada.

Schedule RTP-DA-2 está disponível em toda a área de serviço da Georgia Power, sendo aberta a todo consumidor com carga superior a 250 kW. Ela opera com o formato “dia a frente”, o que significa que toda tarde é fornecida aos consumidores uma projeção de preços do dia seguinte. A resposta dos consumidores a estes preços é relativa a uma linha de consumo básica pré-definida e impacta suas faturas.

A tarifa Schedule RTP-DA-2 tem desenho que faz com que a linha de consumo básica reflita de maneira acurada as características de uso. A partir disto, se o consumidor não altera seu padrão de consumo, também a sua fatura não será alterada. Assim, se o consumidor reduzir seu consumo relativo num momento de RTP alta, ele terá uma fatura menor. Ao contrário, se o consumidor elevar seu uso durante um momento de RTP alta, isto se refletirá num aumento na fatura. E se a mudança no consumo se der num momento de RTP baixa, o impacto na fatura será pequeno.

A Schedule RTP-DA-2 pode ser definida como uma tarifa de custo marginal. Ela sujeita o consumidor aos preços altos e baixos do mercado, a partir de uma mudança marginal no consumo relativa a uma linha de base pré-determinada.

A3. Uma Tarifa CPP: Gulf Power's Serviço Residencial, Opção de Preço variável

Também apresentado por Borestein et al. (2002), a tarifa do serviço residencial da Gulf Power, opção preço variável (RSVP), está disponível como programa piloto desde fins dos anos 1990. Depois de duas avaliações, ela se encontra em pleno uso por cerca de 40000 participantes segundo a empresa.

Em essência, a RSVP é uma tarifa padrão TOU com CPP, cujo período crítico é desencadeado pelas condições do sistema segundo a ótica da distribuidora. Na TOU convencional, a ponta tem custo de US\$ 0,104 por kWh, enquanto na

CPP a tarifa na ponta é US\$ 0,29 por kWh. O medidor usado tem quatro registros e sinal de comunicação em mão única. Quando um período de pico crítico termina, o medidor volta a gravar o consumo no registro do período TOU.

Adicionalmente, a Gulf Power traz oportunidades aos consumidores para ativamente gerenciarem cargas quando o período de pico crítico se inicia. Um painel de controle na própria residência alerta que as condições de pico crítico foram ativadas. Este painel de controle também é o equipamento de comunicação com um ou mais aparelhos de uso final, os quais podem ser pré-programados para trabalharem com certas restrições quando em períodos de CPP. Os principais usos finais controlados são o aquecimento elétrico²² de água e o ar condicionado. O painel de controle também pode ser operado manualmente pelo consumidor ou usuário.

A RSVP traz em si características especiais: (i) tarifa TOU que responde às condições do sistema; (ii) a comunicação da distribuidora com a residência, com conexão tanto com o medidor como com o painel de controle; (iii) um painel de controle programável, com decisões eletrônicas lógicas, que controla diretamente a carga de vários aparelhos de uso final. Todas estas características especiais trabalham juntas para assegurar que o consumidor tenha uma experiência satisfatória com a tarifa RSVP.

A4. California Statewide Pricing Pilot (SPP)

Apresentado em Faruqui et al. (2009), o SPP envolveu três empresas e duas comissões regulatórias, e teve efeito entre julho de 2003 e dezembro de 2004. No total foram 2500 participantes, distribuídos em regiões da Califórnia com condições climáticas distintas. O SPP foi focado em consumidores residenciais e em pequenos consumidores comerciais e industriais.

Neste experimento piloto foram testadas duas estruturas tarifárias. A primeira estrutura foi uma tarifa TOU, na qual o preço na ponta era o dobro do preço fora da ponta. A segunda estrutura foi uma tarifa CPP, com preço crítico de pico cinco vezes maior do que em outros momentos. Além disso, na tarifa CPP

²² Pode-se conectar diretamente esta possibilidade ao uso do chuveiro elétrico no caso brasileiro.

foram testados intervalos de vigência mais longos e mais curtos, além de se observar os efeitos do aviso do evento sendo dado na véspera ou no próprio dia do evento.

Em linhas gerais, os resultados mais relevantes encontrados foram:

- redução significativa na carga de pico tanto com a aplicação da tarifa TOU como da tarifa CPP;
- a redução na ponta é sempre maior com a tarifa CPP do que com a tarifa TOU;
- os consumidores residenciais apresentaram maior redução na carga de ponta do que os pequenos consumidores comerciais ou industriais.

A5. Experimento de Preço Crítico de Pico - Anaheim

Seguindo com Faruqui et al. (2009), este experimento teve curso entre junho e outubro de 2005. Conduzido pela companhia pública de Anaheim, este piloto envolveu 123 consumidores, sendo 52 de controle e 71 de tratamento.

Ressalta-se que o nome do projeto não condiz com o estudo realizado, posto ter sido aplicada uma tarifa que previa um Desconto no Período de Pico (PTR) e não uma tarifa CPP. Neste piloto, os consumidores pagavam uma tarifa constante, porém recebiam US\$ 0,35 por kWh evitado no horário de ponta do sistema.

O resultado principal foi uma queda de 12% no consumo no horário de pico. Apesar da queda na ponta se mostrar interessante, o relatório final do projeto apontou a necessidade de novos estudos serem realizados para melhor compreensão dos resultados.

A6. Plano de Preços Inteligentes nas Cooperativas Comunitárias de Energia - Illinois

Este outro estudo encontrado em Faruqui et al. (2009), apresenta experimento de aplicação de preço em tempo real (RTP) em Illinois. Talvez um dos únicos experimentos de RTP testados com alguma escala, o programa teve início em 2003 com 750 participantes, passando para 1500 no ano de 2005.

A aposta do programa era no uso de tecnologias mais simples, testando a hipótese de que maiores benefícios podem ser conseguidos em se usando estas tecnologias simples vis a vis tecnologias mais complexas. O programa incluía:

- tarifa horária anunciada na véspera;
- notificação, por telefone ou e-mail, dos dias de ‘preço crítico de pico’;
- estabelecimento de um preço máximo que poderia ser praticado;
- educação dos consumidores participantes quanto ao uso da energia.

Uma das conclusões do estudo foi que os consumidores davam maiores respostas no período entre as 16 e as 24 horas nos dias de preço crítico de pico, desde que fossem avisados na véspera. Nestes dias, a redução de consumo na ponta foi de até 15%. Em dias normais, sem pico crítico mas com uma tarifa mais elevada na ponta, a queda foi de 4%.

Uma constatação deste estudo foi que os consumidores não variam seu consumo por períodos maiores do que uma hora. E não apenas de hora em hora, seguindo a tarifa. Daí pode-se inferir que a complicação associada aos preços hora a hora da tarifa RTP pode ser desnecessária, com os mesmos resultados podendo ser obtidos com tarifas TOU com CPP, que cobrem um período maior de ponta.

A7. Plano de Preços Inteligentes - Ontario

Este estudo, segundo Faruqi et al. (2009), foi aplicado a consumidores residenciais da empresa Hydro Ottawa entre agosto de 2006 e março de 2007. O experimento testou três estruturas tarifárias diferentes, num total de 373 consumidores: tarifa TOU (para 124 consumidores), tarifa TOU com CPP (124 consumidores) e tarifa TOU com PTR (125 consumidores). Adicionalmente foi criado um grupo de controle com 125 participantes, os quais também usavam medidores inteligentes, mas não tinham qualquer tarifa diferenciada no horário de ponta.

Os resultados mostram grande redução na média de consumo na ponta, com maior redução no caso da tarifa TOU com CPP, seguida por TOU com PTR e finalmente TOU simples. Contudo, o erro padrão auferido foi grande, o que inviabilizou análises mais profundas.

A8. Piloto TOU da XCel Energy – Colorado

Segundo Faruqui et al. (2009) no verão de 2006 a XCel Energy iniciou um programa piloto que testou, na região metropolitana de Denver, o impacto de tecnologias facilitadoras e tarifas TOU e CPP. O período efetivo de tratamento foi de um ano. Inicialmente, cerca de 2700 consumidores residenciais se voluntariaram para o programa piloto. Aproximadamente 26% destes voluntários deixaram o programa antes do final, fazendo com que a amostra final tivesse cerca de 1900 participantes.

Todos os consumidores tiveram medidores que transmitiam, em intervalos fixos, o consumo de energia. Esta transmissão era sem fio. Veículos da XCel passavam próximo às residências e coletavam estes dados. A alguns consumidores foram oferecidas tecnologias facilitadoras: interruptor cíclico de ar condicionado ou termostato programável com comunicação (PCT). Os consumidores ficaram sujeitos a uma dentre três seguintes opções tarifárias. A primeira opção era uma tarifa TOU simples. A segunda opção era uma tarifa CPP com 10 dias de eventos críticos no verão, avisados às 16 horas do dia anterior, com os horários não críticos cobrados a um preço constante. Finalmente a terceira opção era uma tarifa TOU com CPP, a qual tinha um preço crítico 10 vezes por ano, e preços de ponta e fora de ponta para os dias não críticos.

A maior redução foi verificada no horário crítico com os consumidores que possuíam PTC: queda de 54,2%. Em linhas gerais, os participantes sujeitos a CPP reduziram a demanda durante os horários de pico substancialmente mais do que aqueles não sujeitos a CPP. Ainda assim, todos os grupos experimentaram alguma redução na demanda.

Em seu relatório final a XCel apontou que o piloto foi conduzido mais como uma prova do conceito do que como um teste da tecnologia. Ademais, se por um lado a redução da demanda foi significativa, por outro os medidores implantados no piloto eram muito caros para tornar o experimento custo-efetivo.

A9. Programa Tempo – Électricité de France (EDF)

A EDF iniciou o programa Tempo em 1996. Tratava-se de um programa implantado em escala global, porém de adesão voluntária e sem caráter experimental. O desenho tarifário apresentava dois períodos de preço: ponta (que ia das 6 às 22 horas) e fora de ponta (que ia das 22 às 6 horas do dia seguinte). Além disso, cada dia poderia ser classificado em 'dia azul' (o mais barato e que açambarcava 300 dias do ano), ou 'dia branco' (com preço intermediário e 43 ocorrências) ou 'dia vermelho' (com os maiores preços e com 22 ocorrências por ano).

Com o uso de diversos recursos, os consumidores sabiam qual tipologia de tarifa enfrentariam no dia seguinte. Entre estes recursos pode-se citar internet, *call center*, subscrição a e-mail de alerta, etc.

Antes de iniciar a implementação do programa Tempo em escala global, a EDF realizou uma pesquisa piloto. Nesta, os preços dos postos horários eram muito maiores do que aqueles que foram efetivamente aplicados no Tempo. A elasticidade preço da demanda para o pico foi de -0,79, muito maior do que qualquer elasticidade estimada em programas piloto nos Estados Unidos.

A10. Programa Piloto Residencial – Idaho

Faruqui et al. (2009) apresentam dois programas piloto desenvolvidos pela Idaho Power Company. Estes programas, aplicados ao segmento residencial da cidade de Emmett, tiveram curso no verão de 2006. Os programas foram chamados "Time of Day" (TOD) e Energy Watch (EW).

O programa Time of Day (TOD) foi projetado como um programa convencional TOU. Dos participantes eram cobradas três diferentes tarifas, segundo o horário do dia: tarifa de pico, tarifa '*shoulder*' e tarifa fora do pico. O piloto TOD teve 85 participantes no grupo de tratamento e 420 no grupo de controle em agosto de 2006.

Os resultados deste piloto revelaram que, na média, 22% do consumo total do verão se deram no horário de pico, tanto no grupo de tratamento como no grupo de controle. E esta semelhança entre os grupos também se verificou nos horários '*shoulder*' e fora do pico. Isto indica apenas que a tarifa TOU aplicada no piloto não causou deslocamento no horário de uso. Porém, em vista da baixa razão entre o preço de pico e fora do pico (1,84), esse resultado não

surpreende. Por outro lado, este resultado sugere que uma razão mais alta entre os preços ponta / fora de ponta é necessária para induzir os consumidores a deslocarem o consumo da ponta para fora da ponta.

O segundo programa, Energy Watch, foi desenhado com uma tarifa CPP, no qual os participantes eram notificados do evento CPP com um dia de antecedência. No total, durante o experimento, ocorreram 10 dias de eventos CPP. No Energy Watch, a janela de aplicação da CPP ia das 17 às 21 horas, com preço de US\$ 0,20 por kWh no horário crítico e US\$ 0,054 por kWh nos demais horários. O piloto incluiu 68 consumidores no grupo de tratamento e 355 no grupo de controle, em agosto de 2006.

Em termos de potência, a redução média horária variou entre 0,64 kW e 1,70 kW, com redução média de 1,26 kW.

A11. Programa Piloto de Preço Crítico de Pico da AmerenEU – Missouri

Mais um experimento encontrado em Faruqi et al. (2009) Este programa foi desenvolvido pela AmerenUE e iniciado na primavera do ano de 2004. Foram avaliados os impactos associados com três diferentes tarifas TOU: (i) TOU com três períodos (ponta, '*shoulder*' e fora de ponta); (ii) TOU com um componente CPP; (iii) TOU com um componente CPP e tecnologia facilitadora (termostato inteligente). No total, foram 250 consumidores no grupo de tratamento e 295 no grupo de controle.

Os resultados do verão de 2004 mostraram que os participantes em TOU e TOU com CPP sem tecnologia não deslocaram uma quantidade significativa de carga da ponta para o período '*shoulder*' ou o período fora da ponta, em se comparado ao grupo de controle. Nos dias de eventos críticos, os grupos TOU com CPP sem tecnologia e TOU com CPP com tecnologia reduziram seu consumo na ponta em 12 e 35% respectivamente, mais uma vez na comparação com o grupo de controle.

No verão de 2005, segundo ano do piloto, o deslocamento de carga mais uma vez foi insignificante para os grupos de tratamento nos dias sem evento. Já com consumidores com tarifa TOU com CPP sem tecnologia e TOU com CPP com tecnologia reduziram seu uso nos dias críticos em 13 e 24%

respectivamente. E essas reduções, em termos estatísticos, se mostraram significantes.

A12. Programa Piloto Residencial da Public Service Electric & Gas Company (PSE&G) – Nova Jersey

Faruqui et al. (2009) apresentam este programa com tarifas TOU com CPP que a PSE&G ofereceu, entre os anos de 2006 e 2007, para os consumidores do segmento residencial. Este piloto tinha dois subprogramas.

No primeiro subprograma, chamado 'My Power Sense', os participantes eram primeiramente educados quanto a tarifa TOU com CPP. E, no correr do programa, eram avisados com um dia de antecedência sobre a ocorrência de eventos CPP. O objetivo deste programa era avaliar a redução no uso de energia na ponta quando os eventos CPP eram chamados. Neste subprograma, os consumidores recebiam um incentivo de US\$ 25 no momento que entravam no programa, mais US\$ 75 ao final dele.

No segundo subprograma, chamado 'My Power Connection', aos participantes era dado gratuitamente um termostato programável com comunicação (PCT), o qual recebia sinais de preço da PSE&G e ajustava a temperatura do ar condicionado segundo condições previamente programadas. Já neste subprograma os participantes recebiam gratuitamente os PCTs, mais US\$ 75 ao final do programa.

No total, 1148 consumidores participaram do programa piloto: 450 no grupo de controle, 379 no 'My Power Sense' e 319 no 'My Power Connection'. Os grupos foram recrutados separadamente e os consumidores envolvidos não tiveram a opção de escolher um dos programas. A tarifa TOU com CPP incluía quatro postos: uma tarifa base, um desconto a noite, uma adição à tarifa no horário de pico e uma adição ainda maior no pico crítico para os meses de verão.

A PSE&G chamou dois eventos CPP no verão de 2006 e cinco no verão de 2007. O resultado mostra que os consumidores do 'My Power Connection' reduziram sua demanda de ponta em 21% apenas com a tarifa TOU simples, percentual que se elevou para 47% quando de um evento CPP. Já os consumidores do 'My Power Sense' reduziram sua carga entre 3% (consumidores que possuíam ar condicionado central) e 6% (sem ar

condicionado) nos dias de tarifa TOU simples. Estes percentuais subiram respectivamente para 17 e 20% nos dias de eventos CPP.

A13. Programa TOU da Puget Sound Energy (PSE) – Subúrbio de Seattle, Washington

O programa da Puget Sound Energy (PSE), descrito em Faruqi et al. (2009), teve início em 2001 e envolveu consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais. O desenho tarifário incluiu preços mais altos durante a manhã e início da noite, com preços medianos e baixos antes e depois destes períodos mais caros. Aos consumidores envolvidos no programa foi dada a opção de retornarem à tarifa padrão se não estivessem satisfeitos. O preço na ponta era 15% maior do que a tarifa padrão, enquanto fora da ponta era 15% menor. No segundo ano do programa (2002), foi cobrado US\$ 1 por mês de cada consumidor para cobrir os custos dos medidores. Em dado momento do trabalho se verificou que os consumidores em média pagavam US\$ 0,80 por mês para participar do programa: economizavam US\$ 0,20 na fatura (vis a vis a tarifa padrão), mas pagavam US\$ 1,00 pelo medidor. Como resultado da insatisfação dos consumidores e cobertura negativa da mídia, a PSE suspendeu seus programas TOU.

Algumas lições podem ser tiradas desta experiência. Primeira, modestas diferenças entre os preços ponta e fora de ponta só induzem o deslocamento do consumo se a conjuntura geral for atípica, como uma grande crise energética. Segunda, é importante dar aos consumidores expectativas precisas quanto a redução na fatura. Este piloto prometeu economia aos consumidores. Porém, quando esta economia não se materializou, houve uma significativa desconfiança quanto às premissas do programa e as intenções da distribuidora. Finalmente, é essencial oferecer um programa piloto antes da implementação em escala global.

A14. Projeto Península Olímpica – Washington

Também exposto em Faruqi et al. (2009), este projeto teve lugar na cidade de Washington, no Estado de Seattle, e foi dos executados no âmbito do Pacific Northwest Gridwise Testbed Demonstration. O Projeto Península Olímpica

testava se sistemas automatizados de comunicação em mão dupla, com o uso de sinais de preço como instrumento, seriam efetivos em reduzir o estresse do sistema.

No final de 2005, o projeto recebeu listas enviadas pelas distribuidoras com participantes potenciais. O consumidor era entendido como potencial participante se tivesse acesso a internet de alta velocidade, sistema de ar condicionado, aquecedor elétrico de água e secador elétrico. No final do processo de recrutamento, em 112 residências foram instalados os sistemas de comunicação que possibilitava o envio dos sinais de preços de mercado, permitindo aos consumidores pré-programarem suas preferências de resposta. Estes participantes foram então divididos em quatro grupos: três de tratamento e um de controle. No caso do grupo de controle, não eram enviadas informações sobre os preços de mercado.

A cada um dos grupos de tratamento era designado um tipo tarifário: preços constantes no tempo ou TOU com CPP ou RTP. Na categoria RTP os participantes eram capazes de programar as preferências dos aparelhos que possuíam pela internet, com possibilidade de alterar tudo a qualquer momento. No que diz respeito à fatura mensal, o grupo com preço fixo economizou 2%, o grupo TOU com CPP 30% e o grupo RTP 27%, sempre na comparação com o grupo de controle. No que diz respeito ao consumo de energia, o grupo TOU consumiu 21% menos energia do que o grupo de controle e atingiu benefícios de conservação. O grupo RTP consumiu tanto quanto o grupo de controle, enquanto o grupo com preço fixo usou 4% mais energia que o grupo de controle.

O exame da forma da curva de carga residencial revelou que a tarifa TOU com CPP era a mais efetiva na redução da demanda de pico. Análises preliminares dos dados revelaram que o consumo no pico caiu entre 15 e 17% no grupo RTP, enquanto no grupo TOU com CPP esta queda foi de 20%. Estas diferenças sempre são apuradas em relação ao grupo de controle.

A15. Nova Jersey – Piloto GPE

O GPU ofereceu um programa piloto residencial com tarifa TOU com CPP e tecnologia facilitadora no verão de 1997. O desenho tarifário envolvia três

períodos de preço (ponta, ‘*shoulder*’ e fora de ponta), além de um preço crítico que só era aplicado num limitado número de horas do verão com alto custo de produção. Foram definidos dois grupos de tratamento e um grupo de controle. A estrutura tarifária de cada grupo de tratamento era semelhante, mudando apenas a razão entre os preços praticados em cada período. O grupo de controle manteve a tarifa padrão, a qual consistia numa tarifa em blocos crescentes²³.

Uma importante característica deste piloto foi que os equipamentos de comunicação permitiam aos consumidores pré-ajustarem suas necessidades e interesses que deveriam ser atendidos nos períodos críticos.

A análise dos dados horários de carga dos grupos de tratamento e controle, no período compreendido entre junho e setembro de 1997, revelaram os seguintes resultados:

- em dias de semana não críticos, a maior redução média horária de uso foi observada durante a ponta, com média de 0,53 kW (ou 26% em relação ao grupo de controle)
- a redução da carga também foi observada na parte final do período ‘*shoulder*’. Esta, contudo, era bastante tímida em se comparada à redução verificada no horário de ponta;
- a maior redução no uso verificada num grupo de tratamento foi de quase 50% na comparação com o grupo de controle.
- nos dias críticos (tarifa CPP), a redução média na primeira hora de evento foi de 1,24 kW (ou 50% na comparação com o grupo de controle). Nas duas horas seguintes do evento a redução passou para 1 kW e depois para 0,59 kW. Além disso, durante os períodos ‘*shoulder*’ e ‘fora da ponta’, os grupos de tratamento apresentaram uso substancialmente maior do que o grupo de controle nestes mesmos horários.

Ainda que com baixa significância estatística, considerando todos os dias da semana, o consumo médio dos grupos de tratamento ficou menor do que o

²³ Nesta modalidade tarifária, o valor pago por kWh aumenta conforme o consumo aumenta. Exemplificando, se um consumidor utilizar 150kWh num mês, nos primeiros 100 kWh consumidos ela paga \$1 por kWh, e nos 50 kWh adicionais \$1,2 por kWh.

consumo do grupo de controle. Uma grande parte desta redução foi atribuída às mudanças no uso verificadas nos dias úteis.

Os dados também foram utilizados para estimar a elasticidade de substituição da eletricidade. Esta ficou entre 0,30 e 0,40, conforme as considerações e o método de cálculo utilizado. Em estudo do EPRI sobre programas piloto realizados no início dos anos de 1980, a elasticidade substituição foi de 0,14. A maior elasticidade substituição deste piloto pode ser atribuída a presença de equipamento interativo de comunicação, por meio do qual os consumidores podiam ajustar suas características de uso às condições tarifárias.

Isto coloca uma importante questão quanto as possibilidades oferecidas por tecnologias facilitadoras.

A16. Rede de Reforma da Tarifa de Energia da Austrália: New South Wales

Mais uma pesquisa piloto apresentada em Faruqui et al. (2009), este programa de tarifas TOU é o maior projeto de gerenciamento da demanda da Energy Australia. Em 2006, os resultados da TOU mostraram que os consumidores pouco conservavam energia. Os consumidores residenciais apresentavam maior efeito de conservação no inverno do que no verão. Já os consumidores não residenciais não mostraram qualquer resposta ao preço TOU.

A Energy Australia também deu início ao Estudo Estratégico de Preços em 2005, o qual incluiu 1300 consumidores voluntários, sendo 50% residenciais. O estudo testou tarifas sazonais, com preços dinâmicos, tecnologia facilitadora *in home display* e acesso de dados on line. Os participantes receberam notificação sobre os preços de ponta por meio de mensagem em celular, telefone, e-mail ou na unidade *in home display*.

Havia dois preços de pico crítico possíveis. No caso mais extremo, à tarifa convencional eram adicionados 2 AUD. No caso mais moderado, se somava 1 AUD à tarifa convencional. Como resposta, no caso mais extremo os consumidores reduziam seu consumo de pico em média em 24%. Já no caso mais moderado, a redução média foi de 20%.

Outra observação foi que a resposta ao segundo evento foi maior do que ao primeiro evento. Isto foi atribuído ao fato da comunicação do primeiro evento ter sido feita no próprio dia do evento, enquanto no segundo evento a

comunicação foi feita com um dia de antecedência. Além disso, a temperatura diferente verificada em cada um dos dias também ajuda a explicar a resposta diferente.

Por fim, a resposta no terceiro evento foi menor que no segundo. Isto foi explicado pelo fato das temperaturas estarem mais baixas no dia do terceiro evento e, com menos aparelhos de ar condicionado ligados, a possibilidade de resposta foi menor.

A17. O Banco de Dados Arcturus: Uma Análise Geral de Resposta da Demanda

Faruqui e Sergici (2013) apresentam o banco de dados denominado Arcturus, o qual juntou os resultados de 34 estudos dentro de uma mesma plataforma. Estes 34 estudos analisados cobrem quatro continentes e sete países, e levam a um total de 163 tratamentos. Cada tratamento é definido como uma combinação única de preço variável no tempo e tecnologia disponível.

Uma primeira análise deste banco de dados mostrou pouca consistência dos resultados, os quais variam entre 0 e 58%. Esta inconsistência pode ser atribuída a diferentes desenhos experimentais, características sócio demográficas, condições climáticas e razões entre os preços de cada tarifa. Agrupar os resultados por tipo tarifário melhora significativamente a resolução, mas não encerra a questão: ainda há variações destacáveis nos resultados.

Pelo fato de tarifas CPP e RTP apresentarem razão maior entre os preços da ponta e fora da ponta do que o habitualmente verificado, na tarifa TOU se formula a hipótese de que estas tarifas levam a uma maior resposta do consumidor. Ou seja, por hipótese, a razão dos preços ponta / fora da ponta é muito importante. E, além deste filtro por tarifa, a colocação de um filtro sobre a presença ou ausência de tecnologia facilitadora indica que, com tecnologia, a resposta fica para além daquela observada apenas com a tarifa.

No banco de dados Arcturus, mesmo depois de separar as observações experimentais segundo o tipo de tarifa e a presença ou não de tecnologia facilitadora, a resposta da demanda ainda apresenta grande variância entre os experimentos. Para examinar isto, foi conduzida uma análise exploratória de dados, classificando a resposta da demanda em dois grandes grupos:

experimentos apenas com tarifas e experimentos com tarifas e tecnologias facilitadoras²⁴.

No caso dos 92 experimentos em que apenas a tarifa é aplicada, a resposta da demanda mostrou um padrão ajustado. Para os outros 71 tratamentos que englobavam tarifas e tecnologias facilitadoras, se observou que a resposta da demanda aumenta conforme aumenta a razão entre preços ponta / fora de ponta. Além disso, a partir de certa razão entre os preços, todas as respostas dos tratamentos com tecnologia tendem a ser maiores do que as respostas exibidas nos tratamentos apenas com tarifa.

A análise exploratória prossegue, estimando um modelo simples de regressão linear para os 163 tratamentos. O objetivo é quantificar o efeito da razão entre os preços ponta / fora de ponta e da presença de tecnologia na resposta da demanda. Usando uma especificação log linear, foi modelada a resposta da demanda, expressada em termos percentuais, conforme expressa na equação 4 abaixo:

$$y = a + b \cdot \ln(\text{razão dos preços}) + c \cdot \ln(\text{razão dos preços} * \text{tecnologia}) \quad (\text{Equação 4})$$

onde,

y = redução da demanda em porcentagem

$\ln(\text{razão dos preços})$ = logaritmo neperiano da razão entre preços ponta e fora de ponta

$\ln(\text{razão dos preços} * \text{tecnologia})$ = logaritmo neperiano da interação razão de preços*tecnologia, sendo que tecnologia é uma variável dummy que assume o valor 0 sem tecnologia e 1 na presença de tecnologia.

Executando esta modelo de regressão com os dados do Arcturus observa-se que, conforme a relação dos preços ponta / fora de ponta aumenta, maior é a redução da carga na ponta. Adicionalmente, a relação positiva e significativa entre redução da carga na ponta e $\ln(\text{razão dos preços} * \text{tecnologia})$ indica que o uso de tecnologia facilitadora impulsiona a resposta da demanda. Mais ainda, a partir da regressão é possível traçar curvas que podem ser usadas para se fazer previsões sobre o comportamento do consumidor.

²⁴ Para além do AMI, as tecnologias facilitadoras são controladores de demanda, como controlador remoto de temperatura do ar condicionado.

Dos 163 tratamentos, alguns apresentam resultados extremos. A fim de minimizar os impactos destes pontos fora da curva nos estimadores da regressão, o modelo foi novamente estimado usando um modelo robusto de regressão por mínimos quadrados ordinários. Os resultados apresentados desta segunda estimação são consoantes com os resultados da primeira regressão. Porém, as previsões sobre o comportamento que podem ser inferidas indicam uma resposta da demanda um pouco menor quando se usa o modelo mais robusto.

As análises poderiam ser refinadas dividindo os arquivos de dados do Arcturus e as correspondentes regressões em duas: uma para tratamentos apenas por tarifas TOU e outra para tratamentos por preços dinâmicos (CPP, RTP, PTR). Não apenas a razão entre os preços ponta / fora de ponta das tarifas TOU são consistentemente menores do que nas outras tarifas, mas também a reação dos consumidores é distinta. É mais fácil mudar os hábitos por alguns momentos do ano do que todos os dias.

Aplicando o mesmo modelo robusto de regressão anterior neste novo corte, os resultados continuam consoantes com os anteriores: quanto maior a razão preço ponta / fora de ponta, maior a resposta; a tecnologia facilitadora potencializa o efeito da resposta. Contudo, como era de se esperar, as previsões feitas com tarifas TOU indicam uma resposta da demanda inferior àquela primeira estimada. Por outro lado, as previsões de resposta da demanda com preços dinâmicos são maiores que as anteriormente estimadas.

APÊNDICE B – Séries de PLD Semanal Atualizados

PREÇO DA CARGA TIPO PESADO - POR SEMANA

SEMANA	PREÇO MÉDIO	PREÇO MÁXIMO	PREÇO MÍNIMO
SEMANA 01	R\$ 169,23	R\$ 429,44	R\$ 19,40
SEMANA 02	R\$ 220,70	R\$ 774,47	R\$ 16,42
SEMANA 03	R\$ 223,61	R\$ 927,66	R\$ 15,87
SEMANA 04	R\$ 256,16	R\$ 927,66	R\$ 15,87
SEMANA 05	R\$ 243,33	R\$ 896,21	R\$ 19,18
SEMANA 06	R\$ 216,84	R\$ 934,96	R\$ 19,18
SEMANA 07	R\$ 205,02	R\$ 934,96	R\$ 19,18
SEMANA 08	R\$ 210,11	R\$ 934,96	R\$ 19,18
SEMANA 09	R\$ 227,68	R\$ 934,96	R\$ 24,50
SEMANA 10	R\$ 220,58	R\$ 919,60	R\$ 16,16
SEMANA 11	R\$ 222,52	R\$ 919,60	R\$ 30,86
SEMANA 12	R\$ 232,35	R\$ 919,60	R\$ 18,36
SEMANA 13	R\$ 217,71	R\$ 919,60	R\$ 16,09
SEMANA 14	R\$ 218,88	R\$ 919,60	R\$ 16,09
SEMANA 15	R\$ 210,14	R\$ 912,49	R\$ 16,09
SEMANA 16	R\$ 200,04	R\$ 912,49	R\$ 16,09
SEMANA 17	R\$ 193,02	R\$ 912,49	R\$ 16,09
SEMANA 18	R\$ 214,55	R\$ 913,67	R\$ 21,14
SEMANA 19	R\$ 215,63	R\$ 900,42	R\$ 18,99
SEMANA 20	R\$ 218,49	R\$ 913,67	R\$ 21,10
SEMANA 21	R\$ 224,28	R\$ 913,67	R\$ 23,15
SEMANA 22	R\$ 239,14	R\$ 913,67	R\$ 40,39
SEMANA 23	R\$ 208,62	R\$ 668,59	R\$ 33,59
SEMANA 24	R\$ 171,75	R\$ 411,61	R\$ 47,46
SEMANA 25	R\$ 170,50	R\$ 478,14	R\$ 40,64
SEMANA 26	R\$ 180,43	R\$ 572,64	R\$ 41,48
SEMANA 27	R\$ 173,90	R\$ 451,05	R\$ 37,55
SEMANA 28	R\$ 188,34	R\$ 631,23	R\$ 31,59
SEMANA 29	R\$ 192,49	R\$ 765,44	R\$ 29,00
SEMANA 30	R\$ 193,27	R\$ 827,13	R\$ 26,95
SEMANA 31	R\$ 181,24	R\$ 670,08	R\$ 32,06
SEMANA 32	R\$ 192,43	R\$ 922,66	R\$ 22,47
SEMANA 33	R\$ 174,60	R\$ 743,18	R\$ 24,74
SEMANA 34	R\$ 179,99	R\$ 792,58	R\$ 24,96
SEMANA 35	R\$ 186,33	R\$ 790,87	R\$ 23,16
SEMANA 36	R\$ 232,73	R\$ 829,55	R\$ 23,78
SEMANA 37	R\$ 228,03	R\$ 801,83	R\$ 24,85
SEMANA 38	R\$ 239,53	R\$ 876,68	R\$ 24,85
SEMANA 39	R\$ 248,17	R\$ 847,62	R\$ 24,85

SEMANA 40	R\$ 230,69	R\$ 777,91	R\$ 24,84
SEMANA 41	R\$ 238,07	R\$ 802,69	R\$ 24,84
SEMANA 42	R\$ 256,42	R\$ 924,20	R\$ 24,84
SEMANA 43	R\$ 254,46	R\$ 924,20	R\$ 24,84
SEMANA 44	R\$ 273,45	R\$ 924,20	R\$ 24,84
SEMANA 45	R\$ 281,51	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 46	R\$ 270,88	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 47	R\$ 249,85	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 48	R\$ 253,65	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 49	R\$ 202,09	R\$ 610,85	R\$ 24,82
SEMANA 50	R\$ 217,03	R\$ 749,14	R\$ 24,88
SEMANA 51	R\$ 203,56	R\$ 736,18	R\$ 24,88
SEMANA 52	R\$ 198,67	R\$ 728,19	R\$ 24,72

PREÇO DA CARGA TIPO MÉDIO - POR SEMANA

SEMANA	PREÇO MÉDIO	PREÇO MÁXIMO	PREÇO MÍNIMO
SEMANA 01	R\$ 168,42	R\$ 429,44	R\$ 19,40
SEMANA 02	R\$ 220,37	R\$ 770,83	R\$ 16,42
SEMANA 03	R\$ 223,61	R\$ 927,66	R\$ 15,87
SEMANA 04	R\$ 256,15	R\$ 927,66	R\$ 15,87
SEMANA 05	R\$ 243,31	R\$ 896,21	R\$ 19,18
SEMANA 06	R\$ 216,81	R\$ 934,96	R\$ 19,18
SEMANA 07	R\$ 204,74	R\$ 934,96	R\$ 19,18
SEMANA 08	R\$ 209,20	R\$ 934,96	R\$ 19,18
SEMANA 09	R\$ 226,86	R\$ 934,96	R\$ 24,50
SEMANA 10	R\$ 220,42	R\$ 919,60	R\$ 16,16
SEMANA 11	R\$ 222,22	R\$ 919,60	R\$ 30,86
SEMANA 12	R\$ 231,15	R\$ 919,60	R\$ 18,02
SEMANA 13	R\$ 215,35	R\$ 919,60	R\$ 16,09
SEMANA 14	R\$ 217,47	R\$ 919,60	R\$ 16,09
SEMANA 15	R\$ 205,65	R\$ 912,49	R\$ 16,09
SEMANA 16	R\$ 198,33	R\$ 912,49	R\$ 16,09
SEMANA 17	R\$ 191,16	R\$ 912,49	R\$ 16,09
SEMANA 18	R\$ 213,34	R\$ 913,67	R\$ 20,71
SEMANA 19	R\$ 213,71	R\$ 888,43	R\$ 18,45
SEMANA 20	R\$ 217,65	R\$ 913,67	R\$ 20,74
SEMANA 21	R\$ 223,31	R\$ 913,67	R\$ 22,66
SEMANA 22	R\$ 237,78	R\$ 913,67	R\$ 39,73
SEMANA 23	R\$ 206,09	R\$ 662,05	R\$ 33,59
SEMANA 24	R\$ 170,18	R\$ 411,61	R\$ 46,51
SEMANA 25	R\$ 168,12	R\$ 470,17	R\$ 39,56
SEMANA 26	R\$ 177,49	R\$ 563,48	R\$ 40,83
SEMANA 27	R\$ 172,72	R\$ 449,04	R\$ 37,08

SEMANA 28	R\$ 185,48	R\$ 617,57	R\$ 30,78
SEMANA 29	R\$ 189,26	R\$ 755,15	R\$ 27,83
SEMANA 30	R\$ 190,39	R\$ 822,87	R\$ 25,84
SEMANA 31	R\$ 178,40	R\$ 657,98	R\$ 31,53
SEMANA 32	R\$ 190,45	R\$ 920,84	R\$ 21,65
SEMANA 33	R\$ 171,74	R\$ 736,24	R\$ 23,96
SEMANA 34	R\$ 177,82	R\$ 792,58	R\$ 24,96
SEMANA 35	R\$ 183,84	R\$ 790,87	R\$ 22,07
SEMANA 36	R\$ 228,91	R\$ 829,55	R\$ 22,99
SEMANA 37	R\$ 224,89	R\$ 801,83	R\$ 24,85
SEMANA 38	R\$ 236,49	R\$ 876,68	R\$ 24,85
SEMANA 39	R\$ 245,03	R\$ 846,91	R\$ 24,85
SEMANA 40	R\$ 227,46	R\$ 768,40	R\$ 24,84
SEMANA 41	R\$ 233,67	R\$ 792,65	R\$ 24,84
SEMANA 42	R\$ 253,53	R\$ 919,18	R\$ 24,84
SEMANA 43	R\$ 252,88	R\$ 924,20	R\$ 24,84
SEMANA 44	R\$ 272,70	R\$ 924,20	R\$ 24,84
SEMANA 45	R\$ 280,84	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 46	R\$ 270,23	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 47	R\$ 249,69	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 48	R\$ 253,32	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 49	R\$ 201,86	R\$ 610,85	R\$ 24,82
SEMANA 50	R\$ 216,80	R\$ 749,14	R\$ 24,88
SEMANA 51	R\$ 203,16	R\$ 736,18	R\$ 24,88
SEMANA 52	R\$ 197,39	R\$ 728,19	R\$ 24,72

PREÇO DA CARGA TIPO LEVE - POR SEMANA

SEMANA	PREÇO MÉDIO	PREÇO MÁXIMO	PREÇO MÍNIMO
SEMANA 01	R\$ 166,54	R\$ 429,44	R\$ 19,40
SEMANA 02	R\$ 218,68	R\$ 769,06	R\$ 16,42
SEMANA 03	R\$ 222,08	R\$ 927,66	R\$ 15,87
SEMANA 04	R\$ 254,90	R\$ 927,66	R\$ 15,87
SEMANA 05	R\$ 239,15	R\$ 896,21	R\$ 15,87
SEMANA 06	R\$ 214,44	R\$ 934,96	R\$ 19,18
SEMANA 07	R\$ 201,08	R\$ 934,96	R\$ 19,18
SEMANA 08	R\$ 203,28	R\$ 934,96	R\$ 19,18
SEMANA 09	R\$ 222,25	R\$ 934,96	R\$ 24,50
SEMANA 10	R\$ 216,94	R\$ 919,60	R\$ 16,16
SEMANA 11	R\$ 217,17	R\$ 919,60	R\$ 19,00
SEMANA 12	R\$ 229,95	R\$ 919,60	R\$ 16,16
SEMANA 13	R\$ 212,14	R\$ 919,60	R\$ 16,09
SEMANA 14	R\$ 214,75	R\$ 919,60	R\$ 16,09
SEMANA 15	R\$ 201,70	R\$ 912,49	R\$ 16,09

SEMANA 16	R\$ 196,67	R\$ 912,49	R\$ 16,09
SEMANA 17	R\$ 185,67	R\$ 912,49	R\$ 16,09
SEMANA 18	R\$ 211,97	R\$ 913,67	R\$ 20,30
SEMANA 19	R\$ 209,71	R\$ 863,04	R\$ 17,96
SEMANA 20	R\$ 216,43	R\$ 913,67	R\$ 20,04
SEMANA 21	R\$ 221,35	R\$ 913,67	R\$ 22,41
SEMANA 22	R\$ 234,50	R\$ 895,98	R\$ 39,73
SEMANA 23	R\$ 199,99	R\$ 616,49	R\$ 33,59
SEMANA 24	R\$ 158,13	R\$ 398,10	R\$ 46,01
SEMANA 25	R\$ 156,57	R\$ 375,42	R\$ 38,83
SEMANA 26	R\$ 154,64	R\$ 378,89	R\$ 39,46
SEMANA 27	R\$ 161,35	R\$ 390,78	R\$ 36,55
SEMANA 28	R\$ 181,45	R\$ 602,52	R\$ 30,54
SEMANA 29	R\$ 180,80	R\$ 690,60	R\$ 27,65
SEMANA 30	R\$ 173,60	R\$ 772,35	R\$ 25,01
SEMANA 31	R\$ 166,31	R\$ 650,95	R\$ 30,43
SEMANA 32	R\$ 186,89	R\$ 900,12	R\$ 20,77
SEMANA 33	R\$ 168,52	R\$ 726,77	R\$ 22,96
SEMANA 34	R\$ 173,85	R\$ 776,87	R\$ 24,96
SEMANA 35	R\$ 179,73	R\$ 773,08	R\$ 20,92
SEMANA 36	R\$ 225,06	R\$ 810,23	R\$ 22,01
SEMANA 37	R\$ 219,93	R\$ 775,20	R\$ 24,85
SEMANA 38	R\$ 231,22	R\$ 852,75	R\$ 24,85
SEMANA 39	R\$ 239,95	R\$ 828,10	R\$ 24,85
SEMANA 40	R\$ 218,88	R\$ 732,92	R\$ 24,84
SEMANA 41	R\$ 225,51	R\$ 764,31	R\$ 24,84
SEMANA 42	R\$ 245,87	R\$ 887,76	R\$ 24,84
SEMANA 43	R\$ 247,97	R\$ 924,20	R\$ 24,84
SEMANA 44	R\$ 269,38	R\$ 924,20	R\$ 24,84
SEMANA 45	R\$ 273,73	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 46	R\$ 266,32	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 47	R\$ 245,30	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 48	R\$ 246,86	R\$ 915,23	R\$ 24,82
SEMANA 49	R\$ 197,28	R\$ 609,53	R\$ 24,82
SEMANA 50	R\$ 211,65	R\$ 744,70	R\$ 24,88
SEMANA 51	R\$ 197,25	R\$ 712,10	R\$ 24,88
SEMANA 52	R\$ 195,60	R\$ 728,19	R\$ 24,72

APÊNDICE C – Os 72 Cenários Desenhados

CENÁRIO	MEDIDORES	REDUÇÃO PONTA	DESLOCAMENTO FORA PONTA	BASE PLD
CENÁRIO 01	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 02	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 03	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 04	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 05	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 06	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 07	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 08	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 09	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 10	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 11	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 12	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 13	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 14	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 15	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 16	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 17	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 18	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 19	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 20	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÉDIO
CENÁRIO 21	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 22	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 23	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO

CENÁRIO 24	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÉDIO
CENÁRIO 25	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 26	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 27	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 28	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 29	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 30	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 31	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 32	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 33	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 34	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 35	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 36	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 37	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 38	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 39	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 40	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 41	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 42	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 43	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 44	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÁXIMO
CENÁRIO 45	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 46	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 47	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 48	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÁXIMO
CENÁRIO 49	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 50	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO

CENÁRIO 51	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 52	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 53	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 54	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 55	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 56	BAIXA ESCALA = 3,5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 57	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 58	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 59	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 60	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 61	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 62	MÉDIA ESCALA 5%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 63	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 64	MÉDIA ESCALA 5%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 65	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 66	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 67	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 68	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO BAIXO = 0,63%	MÍNIMO
CENÁRIO 69	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO BAIXO = 3%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 70	ALTA ESCALA 10%	TOU: QUALQUER PONTA CENÁRIO ALTO = 5%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 71	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO BAIXO PONTA NORMAL = 3%. PONTA DIA CPP = 14%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO
CENÁRIO 72	ALTA ESCALA 10%	TOU + CPP: CENÁRIO ALTO PONTA NORMAL = 5%. PONTA DIA CPP = 20%	CENÁRIO ALTO = 0,90%	MÍNIMO