

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

***UMA ANÁLISE TEÓRICA DA INSERÇÃO DE POLÍTICAS DE DEMAND RESPONSE
NO MERCADO ELÉTRICO NORTE-AMERICANO***

Aurélio Albuquerque de Queiroz
matrícula nº: 101121567

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Janeiro 2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**UMA ANÁLISE TEÓRICA DA INSERÇÃO DE POLÍTICAS DE DEMAND
RESPONSE NO MERCADO ELÉTRICO NORTE-AMERICANO**

Aurélio Albuquerque de Queiroz
matrícula nº: 101121567

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Janeiro 2010

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, acima de tudo, à minha família, que sempre me incentivou a seguir os meus ideais. Sempre foram meu amparo nos momentos difíceis, o meu consolo nos momentos tristes, e a alegria da minha vida. Serei eternamente grato por tudo o que vocês me proporcionaram e também por terem me ajudado chegar até aqui. Agradeço em especial, à minha mãe e ao meu pai, porque sem seus ensinamentos e seu grande amor e compreensão nos momentos difíceis, e durante todos os anos da minha vida, eu não teria chegado até aqui.

Faço uma menção especial a minha namorada Ana Karina pelo incentivo e por sempre me ajudar.

Agradeço também ao Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida por ter me orientado mesmo com a minha constante indisponibilidade. Obrigado mais uma vez por ter me ajudado a vencer mais um passo importante na minha vida.

Resumo

O processo de transição dos mercados atacadistas norte-americanos em direção à livre concorrência evidenciou um grande problema estrutural: a desconexão existente entre os mercados atacadistas e varejistas de energia. Picos de preço no atacado ocorreram por diversos fatores como variações inesperadas de demanda e quedas na capacidade de geração. Entretanto, os preços no varejo, para a grande maioria dos consumidores, continuavam fixos eliminando o mecanismo natural de ajuste a pressões de preço do mercado atacadista. Nesse contexto, os mecanismos de *demand response* ganharam crescente importância por incentivar esse ajuste reduzindo os picos de preço no atacado e por conduzirem o mercado como um todo a uma condição de maior confiabilidade a menores custos para todos os agentes.

O presente trabalho tem como objetivo analisar a introdução das políticas de *demand response* no mercado elétrico norte-americano de uma perspectiva teórica. Para tal, foram discutidos os aspectos históricos que incentivaram a adoção de tais políticas; os fundamentos básicos do mercado de eletricidade sempre comparando o modelo tradicional e o modelo com competição no varejo; os diversos tipos de mecanismos e programas de *demand response* e alguns de seus resultados.

Ao final, ratifica-se a importância da *demand response* principalmente nos mercados varejistas competitivos. A atual falta de *demand response* leva a vários problemas nos mercados atacadistas desregulados incluindo picos de preço, problemas de confiabilidade do sistema, potencial aumento das oportunidades de se exercer poder de mercado e a necessidade de maior capacidade instalada.

ÍNDICE

Introdução	7
Capítulo 1 – A origem da reestruturação no setor elétrico	13
Capítulo 2 – Fundamentos dos mercados de energia	17
2.1 – Custos no Setor Elétrico	17
2.2 – Precificação da eletricidade no modelo tradicional	19
2.3 – Preços de mercado no modelo com competição no varejo	22
2.3.1 – Estruturas de preço no varejo	23
2.3.2 – Precificação dinâmica	24
2.4 – Programas tradicionais de gerenciamento de consumo	26
Capítulo 3 – Categorias de programas de Demand Response	28
3.1 – Medindo a quantidade de demand response	30
3.2 – Garantindo a demand response nos mercados atacadistas	32
3.3 – Pricing demand response	34
3.3.1 – Precificação dinâmica	34
3.3.2 – Programas de redução de carga	35
3.3.3 – <i>Demand response</i> com preços de mercado baixos	37
Capítulo 4 – Evidencia histórica de consumos sensíveis a preço	38
4.1 – Resultados de programas de demand response	38
4.2 – Evidências de resposta a preços dos consumidores	39
4.2.1 – Precificação em tempo real (RTP)	40
4.2.2 – “Preço crítico” residencial TOU	41
Capítulo 5 – Incorporando a Demand Response no desenho de mercado	43
5.1 – Demand response em mercados competitivos	43
5.1.1 – Mercados atacadistas competitivos	45
5.1.2 – Mercados varejistas competitivos	46
5.1.3 – A importância de contratos futuros no mercado varejista	47
5.1.4 – Mecanismos de <i>demand response</i> em mercados competitivos	48
5.2 – Demand response em mercados varejistas não competitivos	50
5.2.1 – Desafios e barreiras à <i>demand response</i>	51
5.2.2 – Fatores que afetam diferentes categorias de <i>demand response</i>	54
5.2.3 – <i>Demand response</i> em mercados varejistas não competitivos: Um resumo	57
5.3 – Questões fundamentais e problemas básicos de desenho	58
5.3.1 – Questões fundamentais	58
5.3.2 – Desafios e problemas básicos de desenho	60
Conclusão	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65

Introdução

Demand Response, definida de maneira ampla, se refere à participação dos consumidores finais no mercado de eletricidade, enxergando e respondendo às variações de preços ao longo do tempo. Hoje, a maioria dos consumidores finais está exposta apenas a uma tarifa *flat*, baseada nos custos médios históricos que não dá a eles nenhuma indicação de que o valor da eletricidade varia ao longo do tempo e consequentemente nenhum incentivo a mudar os padrões de consumo em resposta a estímulos de preço. Abaixo está transcrita a definição formal dada pelo *U.S. Department of Energy* (DOE):

“Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.” (Report to US Congress Pursuant to Section 1252 of Energy Policy Act of 2005, DOE, Fevereiro 2006)

Os mecanismos para alcançar a *demand response* podem ser baseados em informar aos consumidores sobre as alterações de preço e esperar que eles respondam a esse estímulo ou em programas de incentivo que pagam aos consumidores pelo direito de alterar esse padrão em momentos de baixa confiabilidade do sistema ou de altos preços no atacado.

Demand response oferece uma variedade de benefícios financeiros e operacionais para os consumidores, geradores e ao operador do sistema. Os sistemas elétricos têm três importantes características:

- Por não poder ser estocada, o encontro entre oferta e demanda tem de ser feito a cada instante.

- As condições do sistema variam significativamente ao longo do tempo, seja dia a dia, hora a hora ou minuto a minuto. Os níveis de demanda também variam de maneira rápida e inesperada o que ameaça a confiabilidade do sistema.
- Os sistemas elétricos são muito intensivos em capital e os investimentos em geração e transmissão têm longos prazos de maturação.

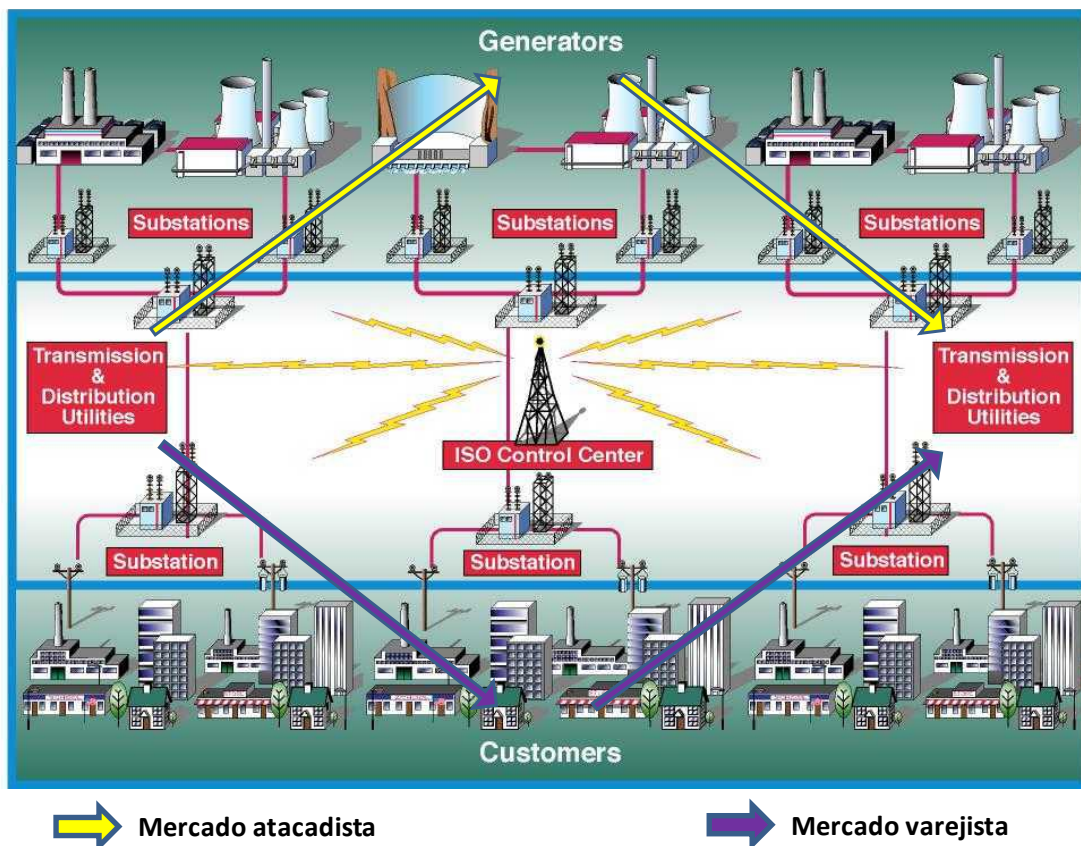
Essas características exigem que o sistema seja planejado com muita antecedência para garantir que ele possa operar com confiabilidade apesar da incerteza a respeito da demanda futura. Esse desafio é que torna a *demand response* tão valiosa. Ela oferece flexibilidade a um custo relativamente baixo. Operadores do sistema, entidades de transmissão e geradores utilizam a *demand response* para reduzir ou deslocar cargas ao invés de, tradicionalmente, aumentar a capacidade instalada.

Esses mecanismos de *demand response* ganharam uma crescente influência durante a última década com o movimento de desregulação dos mercados de eletricidade e em especial no mercado norte-americano onde focamos o presente trabalho.

Na medida em que a indústria de energia elétrica norte-americana passou por um processo de reestruturação durante a última década, os mercados de eletricidade se separaram (algo que artificialmente) em dois distintos mercados: o varejista e o atacadista.

“A recente desregulação do mercado elétrico em muitos lugares dos Estados Unidos e do Canadá tem levado ao rápido desenvolvimento de mercados para eletricidade. Esse processo de desregulação tem sido acompanhado pela separação entre a geração e a entrega da eletricidade.” (NAKAMURA, M.; NAKASHIMA, T.; NIIMURA, T.; *Electricity markets volatility: estimates, regularities and risk management applications*, Energy Policy, V.34, I.14, Setembro 2006)

Figura 1
Estrutura típica de mercado e a relação entre varejo e atacado



Fonte: Baseado em "A Primer on Electricity Utilities, Deregulation, and Restructuring of U.S. Electricity Markets" US Department of Energy, P.59, Maio 2002.

Os mercados atacadistas são organizados ao nível de *Regional Transmission Organizations* (RTOs) e *Independent System Operators* (ISOs) e regulamentados pela *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). As autoridades do mercado atacadista (ex.: RTO/ISO) têm a responsabilidade geral de fornecer um ambiente de mercado não discriminatório que promova a eficiência econômica, mantenha a confiança no sistema, baixe os custos de geração e transmissão e aumente as opções oferecidas aos participantes do mercado atacadista. Adicionalmente, a autoridade de mercado tem o dever de monitorá-lo no que diz respeito a como este trabalha e mitigar a possibilidade do uso de poder de mercado.

Normalmente participam do mercado atacadista os geradores, as empresas de transmissão, distribuidoras e alguns consumidores finais de larga escala. Os mercados de energia atacadista são tipicamente formados por vários mercados diferentes,

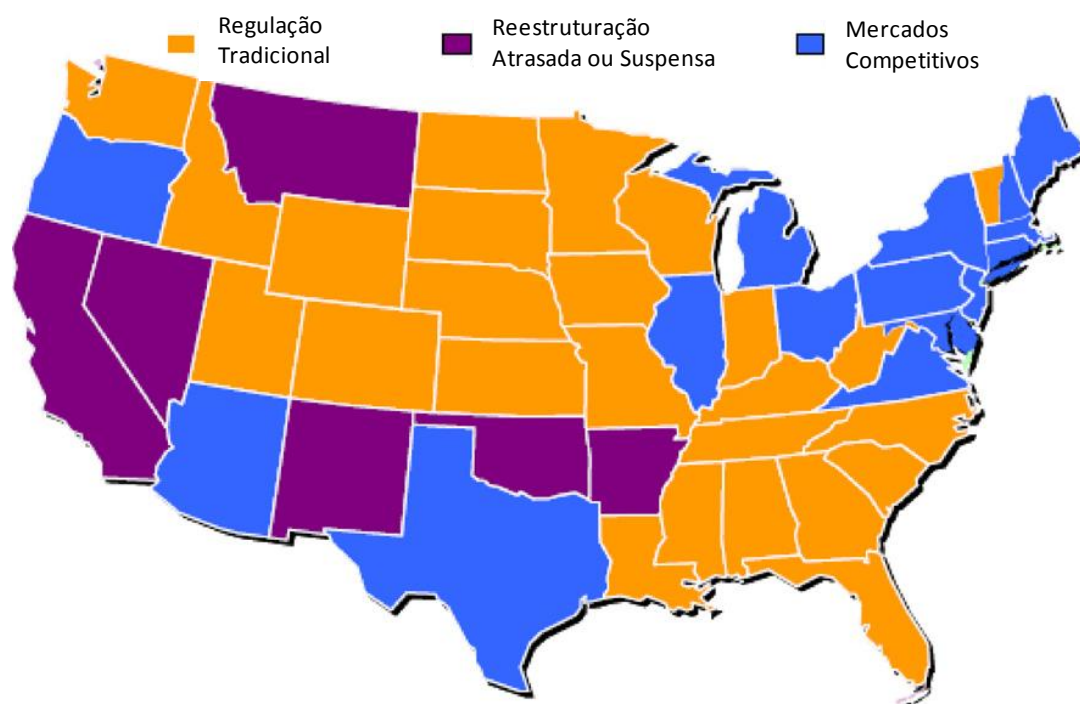
incluindo mercados futuros de longo prazo, dia-a-frente e hora-à-frente e mercados spot com preços diferenciados por hora. Os mercados atacadistas de energia e os de reservas operacionais estão intimamente ligados já que os recursos disponíveis podem ser alocados em mais de um destes mercados, dependendo da flexibilidade de que dispõem em ajustarem-se aos níveis de saída/consumo e de geração. Assim o desenho de mercado e seu respectivo nível de preços não são variáveis independentes.

As distribuidoras e consumidores finais de larga escala, sendo o lado da demanda nos mercados atacadistas, são as fontes diretas de *demand response* para esses mercados. Os consumidores finais no varejo podem indiretamente fornecer recursos do lado da demanda aos mercados atacadistas através das distribuidoras, ou possivelmente por qualquer outro agente agregador.

Enquanto os mercados atacadistas notadamente se moveram para ambientes de competição os mercados varejistas de eletricidade permanecem em sua grande maioria sob a jurisdição de reguladores de seus respectivos estados. Alguns estados continuam a mover-se em direção a competição também no varejo (Texas está na linha de frente desse movimento) enquanto outros têm voltado atrás à ambientes de regulamentação no varejo (mais notavelmente, a Califórnia) tornando incerta qualquer generalização sobre o mercado varejista norte-americano. O mercado varejista de eletricidade é tipicamente um mercado único para entrega de energia. Ele liga as distribuidoras e demais agentes agregadores aos consumidores finais de pequena escala (pequenas indústrias e consumidores familiares).

Figura 2

Situação dos mercados de eletricidade norte americanos



Fonte: Sioshansi, F.; "Competitive Electricity Markets: Questions Remain about Design, Implementation, Performance" – The Electricity Journal V.21, I.2, Março 2008.

Um grande problema estrutural ficou claro nesse período de transição: a desconexão entre os mercados atacadistas e varejistas de eletricidade. A concorrência nos mercados atacadistas manteve seus preços sob controle. Entretanto, picos de preço ocorreram ocasionalmente no varejo resultantes de uma série de fatores, incluindo: picos inesperados de demanda, baixa ou nenhuma resposta aos estímulos de preço, quedas temporárias na capacidade de geração e, segundo alguns, poder de mercado exercido pelos geradores. Em contra partida, o mercado atacadista não tem um mecanismo natural para aliviar possíveis pressões de preço já que quase todos os consumidores varejistas têm preços fixados por longos períodos de tempo e, portanto, não tem incentivo de reduzir seu consumo durante os raros períodos de pico de preço no mercado atacadista.

A *demand response* no varejo, dada às condições do mercado atacadista, pode gerar uma série de benefícios. Em particular, ela pode aliviar os gargalos na geração e

na transmissão e conduzir a preços mais baixos para todos os consumidores. Entretanto esses benefícios só podem ser alcançados se os preços correntes nos mercados atacadistas puderem chegar diretamente aos consumidores ou se a disposição dos consumidores de reduzir seu consumo em certos horários em troca de retornos financeiros chegar ao mercado atacadista.

O objetivo desse trabalho é estudar os mecanismos para melhorar a *demand response* no mercado elétrico com uma abordagem teórica a partir da experiência norte-americana. Mais ainda, verificar como se comporta o mercado varejista, em condições de competição no mercado atacadista e com um operador do sistema independente, somando-se a este a componente da *demand response*. Após a introdução, no capítulo 1, iremos fazer uma breve contextualização histórica. No capítulo 2, iremos fundamentar a discussão apresentando aspectos básicos dos mercados de energia elétrica. Já no capítulo 3, abordaremos as principais categorias de programas de *demand response*. No capítulo 4, descreveremos algumas das experiências norte-americanas relativas à incorporação da *demand response* ao desenho de mercado. E, finalmente, no capítulo 5, discutiremos o papel da *demand response* quando incorporada ao desenho de mercado.

Capítulo 1 – A origem da reestruturação no setor elétrico

A análise da indústria da eletricidade começa por reconhecermos que nela existem três componentes distintos: geração, transmissão e distribuição. Uma vez que a eletricidade é gerada, seja pela queima de combustíveis fósseis, por energia solar, hídrica ou até nuclear, ela é enviada por uma malha de linhas de transmissão de alta capacidade até as localidades onde será consumida. Quando essa eletricidade chega nessas localidades, ela é transformada em energia de baixa voltagem e então é enviada através dos cabos de distribuição até os consumidores finais.

Nos Estados Unidos, normalmente esses setores eram verticalizados e integrados em uma única empresa que poderia ser de investimento privado, mas regulada pelo estado, ou municipal. Por muitos anos esses setores foram vistos e pensados como monopólios naturais. Na transmissão e distribuição, a competição exigiria que as empresas rivais duplicassem as redes, o que seria ineficiente. Já a geração era dita como um monopólio natural dada a escala mínima exigida das plantas para se tornarem eficientes ser grande e, além disso, as perdas na transmissão em longas distâncias tornavam as plantas locais mais eficientes.

Entretanto, ao longo do tempo, ao contrário do que se pensava nas décadas de 60 e 70 com o advento da energia nuclear, a escala ótima das plantas geradoras caiu. Além disso, melhores tecnologias diminuíram as perdas na transmissão, viabilizando que plantas muito distantes pudessem competir entre elas.

Então, durante a década de 80, começou um movimento para aumentar a eficiência do setor de geração permitindo que empresas independentes pudessem competir pelo mercado de fornecimento. Esse movimento foi encorajado pelo governo federal em 1978 com o *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA). Pelo PURPA, as distribuidoras seriam obrigadas a comprar energia de produtores independentes pagando um preço igual aos seus custos evitados.

“Custos evitados: A quantia que uma distribuidora necessita para produzir o próximo incremento de energia...” (Official Nebraska Government Website - <http://www.neo.ne.gov/statshtml/glossarya.htm>)

Entretanto, muitos estados estabeleceram valores altos para os custos evitados, valores certamente muito mais altos que o valor economizado por não produzir o próximo incremento de eletricidade. O resultado foi que muitas empresas assinaram contratos de compra de longo prazo a preços muito elevados. Isso piorou quando o preço do gás natural caiu em termos reais entre os anos 80 e 90, fazendo com que outras formas de geração se tornassem muito menos viáveis.

Ao mesmo tempo, acidentes, custos não dimensionados de implantação, aumento dos custos fixos e a própria questão ambiental dos resíduos fizeram com que as usinas nucleares se tornassem um investimento indesejado e de manutenção cara ao contrário da fonte de energia limpa como era vendida.

“Durante os anos 60 as indústrias elétricas também começaram a construir usinas nucleares, vistas como limpas e de baixo custo.” (KIESLING, L.; *Retail Electricity Deregulation: Prospects and Challenges for Dynamic Pricing and Enabling Technologies*, Northwestern University. P.8, 2007)

“Durante a década de 70, entretanto, o custo das usinas aumentou devido à expansão na construção civil e as próprias idiossincrasias das usinas nucleares...” (HIRSH, R.; *Power Loss: The Origins of Deregulation and Restructuring in the American Electric Utility System*. Cambridge, MA: MIT Press. P.173)

Contratos PURPA ineficientes e os investimentos em energia nuclear foram as principais razões para que alguns estados se encontrassem, nos anos 90, com os preços da eletricidade muito acima dos que viabilizariam a construção de novas termoelétricas (operadas a gás natural ou carvão). Outros estados, que não possuíam plantas nucleares e foram mais cautelosos ao assinarem contratos de longo prazo regulados pela PURPA, mantiveram seus preços relativamente baixos. Esse contraste foi provavelmente o que motivou o movimento de reestruturação nos Estados Unidos.

Em regiões como a Califórnia e o nordeste, as tarifas residenciais ficaram em média 10 centavos por kilowatt/hora, enquanto residentes em regiões vizinhas pagavam metade desse valor. Algumas dessas diferenças podem ser atribuídas a diferenças de recursos naturais (basicamente a capacidade hidroelétrica), mas a maioria ocorreu pela necessidade de pagar por maus investimentos e decisões de contrato feitas nos anos 60, 70 e 80. Muitas dessas decisões foram tomadas por naquela época se pensar que o preço do gás natural estaria muito mais alto no ano 2000 do que realmente ficou (graças ao processo de desregulamentação do gás natural ocorrido no final da década de 70 e início da década de 80).

Por essas diferenças de valor decorrerem de gastos e compromissos em sua maioria inevitáveis, elas refletem diferenças no custo médio histórico e não nos custos marginais. Dessa maneira, durante a década de 90, se formou um até robusto mercado atacadista de eletricidade entre distribuidoras, geradores independentes e alguns grandes consumidores. Esse mercado atacadista ajudou a equalizar o custo marginal das distribuidoras.

“A próxima mudança institucional relevante ao nível federal foi o *Energy Policy Act* de 1992, que expandiu drasticamente os incentivos a competitividade e criou o potencial para o mercado atacadista de eletricidade.” (KIESLING, L.; *Retail Electricity Deregulation: Prospects and Challenges for Dynamic Pricing and Enabling Technologies*, Northwestern University. P.9, 2007)

O sucesso do mercado atacadista aumentou a pressão por mudanças mais profundas. Enquanto as operações no mercado atacadista em um ambiente regulado permitiram que os consumidores de distribuidoras com altos preços tivessem algum benefício marginal, elas não permitiram que eles escapassem do problema de pagar pelos custos afundados dos investimentos passados. O processo político sempre foi direcionado pelo desejo de cortar custos que, sendo afundados, não podiam ser cortados, somente redistribuídos.

Isso sem falar que havia um grande racional econômico por trás da idéia de reformar a indústria da eletricidade. A desregulação ou reestruturação teria o potencial

de gerar ganhos em três setores das distribuidoras de energia: operações, investimento e consumo.

Economistas e analistas políticos discutem há muito tempo que o maior ganho potencial da reforma do setor elétrico viria da mudança na maneira que as decisões de investimento e consumo seriam tomadas. Dado que a maioria das discrepâncias de preço foi causada por decisões fracassadas de investimento, isso mostra que o que estava errado na indústria era o processo que levou a essas más decisões de investimento. Empresas que não tem segurança ou garantias de retorno para seus investimentos são mais prudentes em seus gastos e gerenciam melhor seu risco.

A última, muito menos explorada, fonte de ganhos de eficiência na reforma da indústria elétrica estaria no lado da demanda. O custo de produzir eletricidade varia muito a cada hora ou até a cada minuto, e os preços de mercado da eletricidade desregulada mais ainda. Os consumidores têm pouca oportunidade de responder a essas flutuações de preço. Ao invés disso, eles pagam uma tarifa padrão que reflete o custo médio ao longo dos meses ou anos. Como os consumidores finais não enxergam a variação dos preços decorrente das interações entre oferta e demanda, eles não podem responder quando há escassez (como numa tarde quente de verão) reduzindo seu consumo (por exemplo, reduzindo a potência dos condicionadores de ar) e recebendo descontos que reflitam o alto valor da energia que economizaram.

Não é necessária a desregulação para que seja implementada uma política de resposta a estímulos de preço, mas as estruturas antigas ainda em ambiente regulado têm pouco incentivo para implementar algo do gênero. Até agora, as políticas de resposta a preços em tempo real ainda não estão completamente desenvolvidas tanto nos estados onde a reforma está mais avançada quanto naqueles em que a regulação é mantida. Entretanto, como veremos mais adiante, a necessidade de *demand response* é muito maior nos ambientes menos regulados.

Capítulo 2 – Fundamentos dos mercados de energia

Qualquer discussão que pretendamos fazer sobre *demand response* requer o conhecimento de alguns fatos básicos a respeito da natureza única da eletricidade e de seus mercados. Esses fatos se referem diretamente a como são formados os custos da eletricidade e conseqüentemente à maneira como, tradicionalmente, os preços são formados em mercados regulados. Por conseqüência, também se referem a como esses preços poderiam ser formados em um ambiente mais competitivo e aos tipos de programas de *demand response* que costumam ser oferecidos.

2.1 – Custos no Setor Elétrico

A eletricidade é um bem essencialmente não estocável, o que implica que ela deve ser gerada no mesmo instante em que é consumida. Dessa forma, os mercados de eletricidade sempre requerem que, por exemplo, um operador do sistema, faça o encontro entre a oferta e a demanda de eletricidade a cada instante. Outro fato que não podemos esquecer é que a demanda por eletricidade varia consideravelmente no tempo, seja este medido em termos de horas, dias ou até mesmo pelas estações do ano.

Como uma conseqüência direta desses dois fatores, os sistemas de eletricidade tendem a ser caracterizados por uma grande variedade de tecnologias de geração que diferem tanto em termos de capital instalado quanto em termos de custos de operação. Essas tecnologias vão desde as plantas para geração de base (ex: Hidroelétricas), que são altamente intensivas em capital e operam continuamente com baixos custos, até as plantas para geração apenas em períodos de pico (ex: Termelétricas), que são relativamente baratas para serem instaladas e podem ser adicionadas ao sistema rapidamente, mas, em contra partida, possuem altos custos de operação. Além disso, para se certificar que sempre haverá capacidade disponível para atender a demanda, seja em períodos de pico ou de queda na geração, o sistema sempre mantém uma certa

reserva de capacidade. Manter esta reserva de capacidade instalada foi a maneira que os sistemas encontraram para lidar com a natureza não estocável da eletricidade.

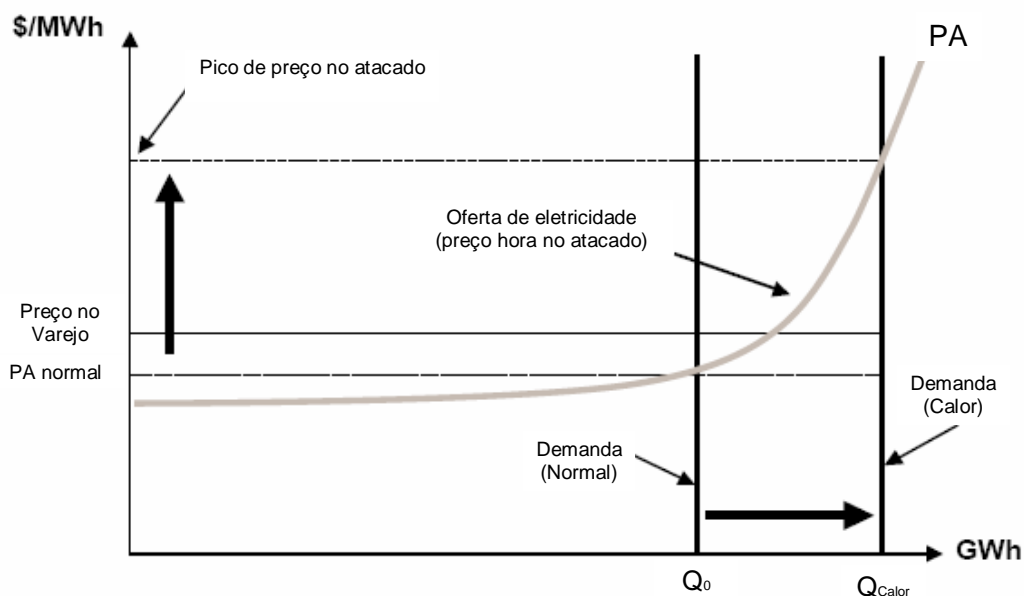
“Na verdade se estoca capacidade ao invés da eletricidade propriamente dita.”
(ROCHLIN, C.; *Is Electricity a right?* The Electricity Journal, 15 P.32, Março 2002)

Esses fatores implicam que o custo marginal por hora da energia elétrica, que reflete amplamente os custos operacionais do último gerador a receber o despacho para entrar no sistema, ou seja, o gerador com custo operacional mais alto varia consideravelmente através das horas, dias ou estações do ano.

Antes da desregulação dos mercados atacadistas de energia elétrica, esses custos eram internalizados pelas empresas e não eram visíveis aos mercados consumidores e ao público em geral. Na medida em que os mercados atacadistas foram sendo abertos à competição após o *Energy Policy Act* de 1992, os geradores passaram a ofertar diferentes montantes de energia para períodos distintos no tempo a preços que, normalmente, refletiam seus custos operacionais. Os operadores do sistema então faziam o encontro entre os montantes / valores ofertados e a demanda esperada, determinando assim quais geradores seriam despachados e o preço de mercado da energia/hora, uma vez que este era igual ao valor mais alto aceito no leilão. Como resultado, as variações de custo ao longo do tempo passaram a ser observadas também nos preços do mercado atacadista de energia elétrica.

O gráfico abaixo mostra uma típica curva de oferta para uma determinada hora da tarde e os respectivos preços de mercado para duas condições distintas de demanda. Nos níveis normais de demanda, o preço no atacado (indicado por PA) seria por volta de \$50/MWh (ou \$0,05/kWh). Na segunda situação, como a demanda aumentou muito em algumas regiões devido a condições extremas de temperatura e quedas inesperadas das reservas diminuíram a capacidade, o preço no atacado saltou para \$1.000/MWh (ou \$1,00/kWh), representando assim não só os altos custos marginais das plantas que entraram no sistema para atender a esse aumento na demanda, mas também o quanto o mercado valoriza a manutenção da confiabilidade do sistema, evitando assim custos blecautes.

Gráfico 1



Fonte: Baseado em "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them" US Department of Energy, P.70, Fevereiro 2006.

Essas situações em que ocorrem picos de preços também podem ocorrer devido à utilização de poder de mercado por parte de alguns geradores. Dessa forma, em algumas situações ocorridas no passado recente (ex: Califórnia) os geradores têm sido acusados de “enganar” o sistema por não ofertarem toda sua capacidade para provocarem o aumento dos preços.

2.2 – Precificação da eletricidade no modelo tradicional

A formação dos preços ou tarifas em mercados tradicionais ou “regulados” de eletricidade normalmente é focada na recuperação de custos permitidos e em métodos para alocação destes custos de maneira justa entre uma grande variedade de tipos de consumidores. O modelo tradicional de regulação tarifária mais utilizado no setor elétrico é a tarifação pelo custo do serviço. A seguir abordaremos as vantagens e desvantagens na sua aplicação:

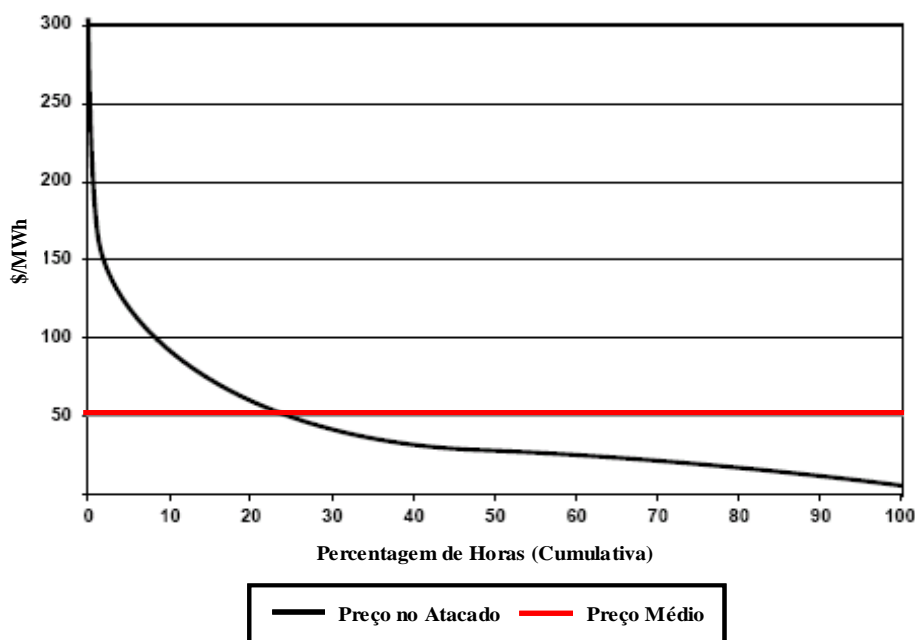
O princípio da tarifação pelo custo do serviço generalizou-se a partir da experiência norte-americana iniciada no final do século passado (sec. XIX), com a regulação de monopólios privados de serviço público. Esse modelo, também conhecido como regulação da taxa interna de retorno, é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural. Através desse critério, os preços devem remunerar os custos totais e conter uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor. Historicamente, essa taxa de retorno pode ser definida de várias formas, sejam elas judicialmente em tribunais arbitrais como no caso norte-americano quanto por lei como no Brasil. Um dos problemas mais usuais da aplicação da tarifação pelo custo do serviço é a dificuldade de determinação do valor-base, isto é, o investimento sobre o qual se aplica a taxa de retorno. O frágil aparato regulatório e as dificuldades de regulação dos monopólios levaram, inicialmente, à adoção da regulação com base nos custos históricos. A observação destes custos parecia aos reguladores como uma regra simples, geral e auto-aplicável para autorizar a precificação dos monopólios naturais. Este critério trouxe sérias consequências para as empresas nos períodos inflacionários, tendo em vista a desvalorização de seus ativos, e levou a ineficiências econômicas tanto produtivas quanto alocativas (ex: efeito Averch e Johnson de sobreinvestimento e não diferenciação de perfis de consumo). – Baseado em: (Pires, José Claudio Linhares e Piccinini, Maurício Serrão - Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico, Revista do BNDES, v.9, n.6. Junho 1998)

Dessa maneira, nesse modelo não é dada nenhuma prioridade à eficiência econômica da estrutura de preços no sentido de estabelecer preços que reflitam a variação dos custos marginais dos agentes ofertantes ao longo do tempo. Como resultado, enquanto os custos no mercado atacadista variam a cada hora, os preços no varejo variam em escalas sazonais ou até mesmo anualmente. Apenas para os grandes consumidores que existe a possibilidade dos preços variarem ao longo do dia seguindo a lógica da *time-of-use demand (TOU)* ou demanda por tempo de uso.

O gráfico 2 ilustra a falta de conexão que pode haver entre a variação dos custos no mercado atacadista de energia e os preços fixados no varejo. A curva no gráfico mostra a evolução dos preços no mercado atacadista para uma determinada região dos Estados Unidos durante o verão de 2000. A linha horizontal mostra a média desses preços durante toda a estação. Esse valor representa o preço base que foi oferecido aos

pequenos consumidores dessa região. Ou seja, cobrando-se este preço durante toda a estação, devemos gerar a mesma massa de lucro que gerariamos caso os preços do varejo estivessem variando de acordo com os do mercado atacadista. Entretanto, devemos notar que em mais de 70% do tempo os custos da energia no mercado atacadista estavam abaixo (e em alguns momentos muito abaixo) do preço médio enquanto que em menos de 10% do tempo os preços estavam mais que o dobro do preço médio.

Gráfico 2
Distribuição de Preços no Mercado Atacadista de Energia



Fonte: Braithwait, S.; Hansen, D.; O'Sheasy, M - "Retail Electricity Pricing and Rate Design in Evolving Markets" – P.8

“Na maior parte da America do Norte, o problema é especialmente pronunciado nas top 60 – 100 horas do ano, que podem ser responsáveis por dez a dezoito por cento da energia consumida em picos. Para atender a esse consumo de pico, turbinas de combustão muito caras são utilizadas, aumentando as tarifas para todos os consumidores.” (FARUQUI, A.; HLEDIK, R.; TSOUKALIS, J.; *The Power of Dynamic Pricing*, The Electricity Journal, V.22, I.3, P.42, Abril 2009)

Para outras commodities, mercados competitivos tendem a produzir preços que refletem os custos no mercado atacadista. Dessa forma, a frequente diferença entre os preços praticados no mercado atacadista de energia elétrica e os preços praticados junto aos consumidores finais sugere a existência de grandes oportunidades de ganho econômico nesse mercado. Podemos notar pelo gráfico que em um importante, mas relativamente pequeno, número de horas o custo de produzir a eletricidade ultrapassa em muito o que os consumidores estão dispostos a pagar por ela. Reduções no consumo durante essas horas representariam uma grande redução de custos. É importante verificarmos também que na maior parte do tempo as tarifas tradicionais não dão aos consumidores a oportunidade de aproveitarem os relativos baixos custos da energia elétrica que estão disponíveis durante a grande maioria do tempo. Ou seja, o aumento do consumo durante esses períodos produziria valor para os consumidores em um montante que excederia o custo para gerar essa energia.

2.3 – Preços de mercado no modelo com competição no varejo

Em mercados regulados é permitido às distribuidoras formarem seus preços de maneira a cobrir seus custos esperados e garantir uma rentabilidade sobre o capital investido. Já em um ambiente caracterizado pela competição, a perspectiva das distribuidoras de recuperarem seus custos muda radicalmente. A curva de preços do mercado atacadista apresentada no gráfico 2 mostra apenas uma das várias estruturas de custos que poderiam ter se apresentado para o mercado naquele dado momento. Ou seja, ao olhar para o futuro, uma empresa distribuidora de eletricidade enfrenta um considerável risco devido à incerteza e a volatilidade dos preços no mercado atacadista. E, ao mesmo tempo, a grande maioria dos consumidores prefere a segurança de preços fixados ou garantidos, mesmo que seja por certo espaço de tempo. Um exemplo extremo desse risco foi a crise financeira pela qual passaram as duas maiores distribuidoras da Califórnia entre maio de 2000 e início de 2001. Durante esse período, apesar de pagarem altos preços nos leilões de energia, tinham seus preços de venda fixados em patamares bem abaixo pela autoridade reguladora.

Na realidade, em um ambiente competitivo, as distribuidoras que operam com preços fixados ou garantidos (ex: grandes contratos de fornecimento) enfrentam três grandes riscos: a volatilidade dos preços no atacado, variações na capacidade de geração e a correlação entre os preços no atacado versus a quantidade de energia demandada por seus clientes. Em primeiro lugar, as distribuidoras não têm como saber qual será o preço praticado no mercado atacadista no momento em que terão de conseguir energia para atender a demanda de seus clientes. Em segundo, elas não sabem qual será a quantidade de eletricidade demandada por seus clientes em nenhum dado período do tempo. Conseqüentemente, as distribuidoras costumam contratar antecipadamente somente um percentual do que ofertarão normalmente baseado no consumo histórico e, sempre que necessário, atuam no mercado à vista, seja comprando ou vendendo eletricidade, para ajustar sua oferta à demanda de seus clientes. Finalmente, o consumo dos clientes tende a ter grande correlação com os preços no mercado atacadista. Por exemplo, consumidores residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais tendem a aumentar seu consumo durante os dias de grande calor do verão. Estes, no entanto, também correspondem aos momentos em que os preços no mercado atacadista de eletricidade tendem a estar mais altos. Ou seja, nas horas em que temos picos de preço no mercado atacadista, normalmente também temos picos de demanda. Essas três componentes do risco financeiro fazem com que as distribuidoras tenham de incorporar um prêmio de risco a qualquer oferta a preços fixos ou garantidos.

2.3.1 – Estruturas de preço no varejo

Dois tipos de estruturas de preço podem ilustrar os extremos opostos da variada gama de modelos de *pricing* que são praticados pelas distribuidoras aos ofertarem seus produtos e serviços a seus clientes. Em um dos extremos estão os preços constantes. Nesse caso, os clientes podem consumir tanta energia quanto queiram a um preço fixo. Nessa estrutura, as distribuidoras arcam com todo o risco inerente aos preços no atacado e terão como dito anteriormente de incorporar um prêmio de risco aos preços que ofertam. Este prêmio reflete o custo das operações de *hedge* contra a volatilidade dos preços da eletricidade no mercado atacadista.

No outro extremo estão os preços à vista, onde as distribuidoras oferecem quaisquer montantes de energia a preços fixados por hora, diretamente ligados aos preços praticados no mercado atacadista. Esse tipo de estrutura de preços elimina todo o risco das distribuidoras, que poderão ofertar o produto sem ou com um pequeno *mark-up*, necessitando apenas recuperar seus custos operacionais. Na verdade, nessa estrutura de preços todo o risco associado aos preços no atacado é transferido para os consumidores finais.

Entre esses dois extremos existe uma série de outras possíveis estruturas de preços que têm como efeito mudar a alocação dos riscos associados aos fatores já mencionados anteriormente. Duas grandes categorias dessas estruturas de preços são: os preços garantidos, onde os preços são conhecidos previamente e podem variar apenas periodicamente (ex: preços constantes, sazonais ou *TOU*); e os preços variáveis ou dinâmicos, que mudam de hora em hora durante pelo menos durante algumas horas do dia para acompanharem as variações de preço que ocorrem no mercado atacadista (ex: preços em tempo real). O que fica claro nesses modelos é que os preços garantidos deverão incorporar obrigatoriamente um prêmio de risco enquanto os variáveis não necessariamente.

2.3.2 – Precificação dinâmica

“Podemos definir preços dinâmicos como qualquer tarifa elétrica que reconheça a incerteza inerente aos custos da oferta.” (GEORGE, S.; FARUQUI, A.; “The Economic Value of Market-Based Pricing for Small Consumers”. Apresentação para a California Energy Commission, P.2, Março 2002)

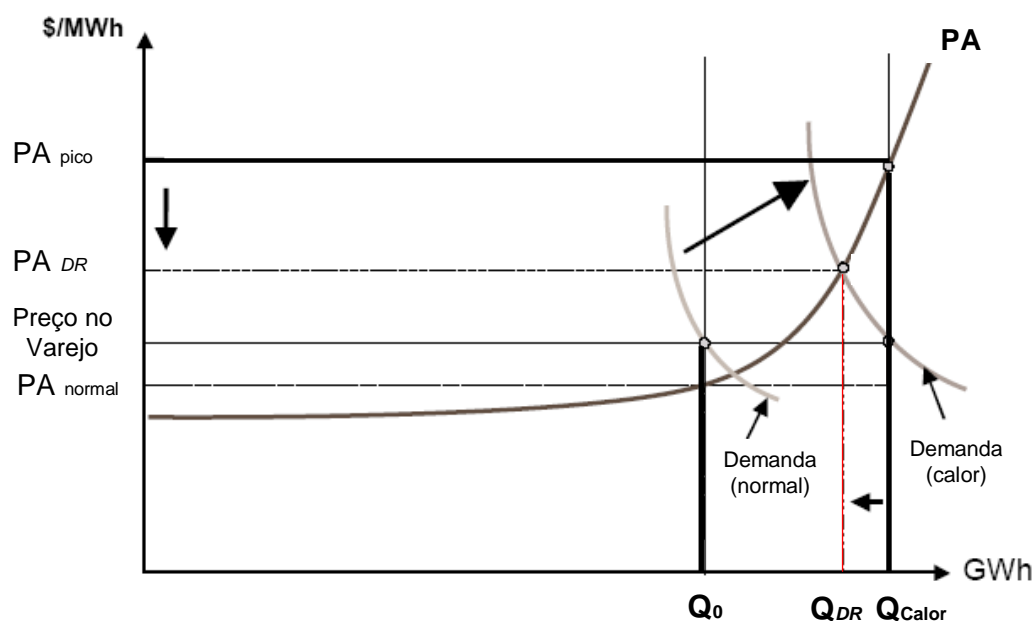
Devido à grande volatilidade dos preços variáveis da eletricidade, mesmo os consumidores que desejam deixar de pagar o prêmio de risco incorporado aos preços garantidos continuam interessados em participar de algum tipo de programa de gerenciamento de risco na tentativa de minimizar os efeitos dessa volatilidade. A visão tradicional de gerenciamento de risco que foi desenvolvida nos mercados de eletricidade

é uma combinação de contratos futuros e preços à vista conhecida como contratos por diferença.

Um exemplo de preços variáveis combinados com gerenciamento de risco foi posto em prática com sucesso em um mercado de distribuição regulado pela Companhia de Energia do Estado da Geórgia (*Georgia Power Company*) em 1990 (*two-part RTP contract*). Esse modelo se baseava em dois princípios: o primeiro deles é que o consumidor deveria pagar preços à vista que variavam de hora em hora por toda a eletricidade que consumisse (onde os preços eram normalmente baseados pelo preço no mercado atacadista futuro para a próxima hora ou para o dia seguinte, ou seja, pelos custos marginais esperados); o segundo princípio seria a assinatura de um contrato financeiro em separado (um contrato por diferenças) que garantia que o consumidor não pagaria mais que um certo preço fixo por uma dada quantidade de eletricidade (normalmente o consumo base histórico). Este tipo de contrato deveria surgir naturalmente em mercados competitivos de maneira que o consumo de base e as tarifas padrões seriam substituídos pela escolha dos consumidores a respeito da quantidade demandada, esta estipulada em contrato, e com preços que seriam determinados no mercado financeiro futuro ou em contratos bilaterais com as geradoras.

Durante períodos de picos de preço, consumidores expostos a preços variáveis, não importando o quanto tenham mitigado seu risco através de contratos futuros, são incentivados a diminuir seu consumo de maneira a reduzir seus gastos. O efeito benéfico que essa *demand response* causa no mercado atacadista é mostrado no gráfico 3. Ao invés de permanecer fixa, como a linha vertical mostrada no gráfico 1, a demanda de mercado é representada agora pelas curvas mostradas no gráfico 3. Na medida em que os altos custos presentes no mercado atacadista são transmitidos aos consumidores finais (expostos a preços variáveis), sua subsequente redução de consumo permite que o mercado feche com preços mais baixos. Essas reduções no consumo são potencialmente benéficas em períodos de redução de capacidade de geração e picos de demanda e podem constituir uma alternativa muito viável para aumentar a confiabilidade do sistema como um todo.

Gráfico 3
Efeito da *Demand Response* nos preços do Atacado



Fonte: Braithwait, S.; Kirsch, L. "Incentives and Rate Designs for Efficiency and Demand Response" – CA Energy Consulting DRRC/CEC Workshop S.10, Janeiro 2006.

2.4 – Programas tradicionais de gerenciamento de consumo

A grande variação nos custos da eletricidade mostrada no gráfico 2 sempre representou um incentivo para que as distribuidoras encorajassem seus clientes a reduzir o consumo durante os períodos em que os custos estavam muito altos, em especial nos momentos em que a confiabilidade do sistema ficava ameaçada. O mecanismo tradicional de controle tem sido os programas de gerenciamento de consumo, tais como o controle direto de consumo e os programas de interrupção de consumo. A maioria desses programas tem sido desenhado para substituir capacidade em momentos de pico, ou seja, eles operam apenas ocasionalmente durante períodos de altíssimo consumo ou de reduzida capacidade de geração. Na maioria dos casos, as distribuidoras têm oferecido aos consumidores um desconto fixo e/ou incentivos monetários em troca do direito de reduzir seu consumo durante emergências ou condições de alto custo. A taxa de desconto oferecida por interrupções no fornecimento normalmente está ligada ao valor que a quantidade de eletricidade não fornecida representa para a distribuidora em tais condições.

No próximo capítulo descreveremos as principais categorias de programas de *demand response*, abordando como cada um deles interage com o mercado atacadista e de distribuição.

Capítulo 3 – Categorias de programas de Demand Response

Para os propósitos desse trabalho, definiremos programas de *demand response* em geral como os mecanismos para a comunicação de preços e disposição em pagar entre os mercados de energia atacadista e varejista, com o objetivo imediato de se alcançar mudanças no consumo, particularmente em tempos de alta nos preços da eletricidade no mercado atacadista. O objetivo final de tais mecanismos é alcançar um desempenho de mercado mais eficiente.

Vários tipos de programas de *demand response* têm sido propostos/oferecidos e para classificá-los utilizaremos a metodologia proposta por Hirst e Kirby (2001) que agruparam as atividades de *demand response* em três categorias genéricas: cotação dinâmica, reduções de carga intermitente e voluntária e a provisão de serviços suplementares ao consumidor. Focaremos primariamente mercados de energia propriamente ditos, ao invés dos serviços suplementares, e desenharemos as diferenças entre os três tipos de programas de redução de carga existentes na segunda categoria.

A primeira categoria, cotação dinâmica, dá aos consumidores preços que variam com o tempo e que refletem os custos do mercado atacadista. O exemplo mais comum até hoje é dado pelos programas de cotação em tempo real (RTP) utilizados principalmente para grandes consumidores comerciais e industriais, nos quais os preços “em tempo real” divulgados de hora em hora, refletem os custos marginais do próximo dia ou da próxima hora à. Entretanto, alguns exemplos de taxas residenciais por *TOU* com “componentes críticos” do preço que podem ser transmitidos ao consumidor final em um curto espaço de tempo, possibilitando assim sua resposta ao estímulo, já foram implementados, e têm recebido grande atenção.

Programas de redução de carga intermitente e voluntária são aqueles onde os consumidores oferecem-se a reduzir seus níveis de consumo de eletricidade durante certos períodos de tempo em troca de benefícios financeiros. As reduções na carga podem ser voluntárias ou mandatórias, dependendo do tipo de pagamento, que pode ser um desconto antecipado no preço ou pagamento oferecido na hora da redução.

Diferenças importantes entre esses tipos de programas sugerem uma subdivisão desta categoria nos três tipos seguintes:

- Os programas tradicionais de gerenciamento de carga tais como o controle direto de consumo e os programas de consumo intermitente/reduzível podem fornecer uma liberação de carga que melhore a confiabilidade do sistema como um todo durante períodos de baixas reservas ou reduzir custos em períodos de elevados custos no mercado atacadista. Tradicionalmente os consumidores recebem antecipadamente o pagamento por sua participação em tais programas ao invés de por sua real contribuição na redução de consumo. Esse pagamento normalmente é feito em forma de descontos nas tarifas ou créditos em suas contas mensais. Alguns desses programas de gerenciamento de consumo, particularmente aqueles que são operados mais raramente, foram muito criticados por servirem como descontos de tarifa disfarçados. Uma alternativa a esse problema é combinar o pagamento por desempenho na redução de consumo com o pagamento por participação, evitando assim esse desconto disfarçado.
- Nos últimos anos, após picos de preço em vários mercados atacadistas regionais de energia, algumas prestadoras passaram a oferecer programas de *buy-back* de energia, nos quais os consumidores concordam em reduzir seu consumo em troca de um incentivo financeiro que é estabelecido de antemão ou condicionado ao preço de mercado no atacado. Em alguns casos, estes têm sido arranjos informais entre as distribuidoras e grandes consumidores e em outros, tais como os programas de *Energy Exchange* operados no Oregon, consistem de arranjos formais que são “ativados” sempre que os preços no atacado alcançam um determinado patamar.
- Um bom número de programas de *demand bidding* também foi oferecido recentemente pelas grandes operadoras do sistema (ISO), incluindo PJM, ISO New England, New York ISO e Califórnia ISO. Estes programas permitem que os consumidores varejistas ou as distribuidoras e LSEs

independentes que os agregam façam ofertas de diminuição de consumo que reflitam no valor das cargas no mercado atacadista futuro de energia nos sistemas dia-a-frente ou hora-a-frente. As reduções de carga são então programadas e despachadas de forma similar à programação e despacho dos geradores.

Uma descrição mais detalhada dos principais recursos e resultados obtidos por essas duas categorias de programas pode ser encontrada em Hirst e Kirby (2001) e Goldman (2002). Já em Hirst (2002b) é discutido o papel da demand response em mercados de serviços suplementares.

Cada uma destas categorias de mecanismos de *demand response* oferece o potencial de ajudar a conectar os mercados de energia varejista e atacadista. Entretanto, esses mecanismos diferem em número considerável de pontos-chaves, incluindo os seguintes:

- Se e como a quantidade de *demand response* será medida e/ou validada.
- Se e como a quantidade de *demand response* no mercado varejista será levada em conta pelo mercado atacadista.
- Como os preços e/ou pagamentos de incentivo pela *demand response* serão definidos.

3.1 – Medindo a quantidade de demand response

Medir ou validar a quantidade de *demand response* oferecida pelos consumidores ou distribuidoras é uma questão-chave para os programas de reduções de carga intermitente e voluntária (segunda categoria). Este é particularmente o caso em programas de *demand bidding* nos quais os pagamentos são feitos sobre a quantidade de

redução de carga; isto é, a quantidade pela qual a carga foi reduzida abaixo do nível base do consumidor. Este nível é projetado de forma a representar o padrão de uso de energia do consumidor na falta de um incentivo à redução de carga. O problema fundamental é que as reduções de carga não podem ser medidas diretamente. Apenas o consumo de energia pode ser medido e as reduções de carga têm de ser inferidas subtraindo-se o uso real de energia de um nível base que é determinado de acordo com certos algoritmos e regras pelo operador do sistema. Por exemplo, uma carga base típica durante certo número de horas da tarde é calculada como média de uso do consumidor durante o mesmo período num determinado número de dias anteriores nos quais nenhuma *demand response* foi oferecida ou requisitada (para os casos de redução mandatória no consumo). Um problema chave em se definir essa carga base é prevenir oportunidades de manipulação do mercado. Nesses casos os consumidores intencionalmente modificam o uso durante o período de cálculo da carga base de maneira a artificialmente aumentar a quantidade de *demand response* para a qual receberão compensação. Um exemplo desse tipo de manipulação é fornecido pelo caso no qual a carga básica dos clientes é determinada por sua carga na hora imediatamente anterior a um período de *demand response*. Um cliente que antecipe que a *demand response* será requisitada poderia aumentar substancialmente sua carga nas poucas horas anteriores à medição, estabelecendo assim um nível básico acima de seu uso normal, e recebendo um crédito de *demand response* que não refletiria o seu padrão de uso costumeiro.

Medir a *demand response* é mais simples para os programas de gerenciamento de carga de distribuidores tradicionais, pois os pagamentos são geralmente feitos como descontos nas tarifas e pagos antecipadamente, ao invés de pagos por atuação. Assim, medir a *demand response* é um caso de pesquisa e planejamento para se determinar as taxas apropriadas de desconto. Na medida em que estes programas evoluam em direção a um grau maior de pagamento por atuação, a medição da resposta de demanda crescerá em importância e complexidade.

Sob a cotação dinâmica, os consumidores são cobrados pelo que consomem, ao invés de por quanto eles reduzem o seu consumo. Já que o consumo pode ser medido prontamente, não há necessidade de se medir as mudanças na utilização de energia pelos consumidores individuais a partir de um certo nível base. Entretanto, as distribuidoras

de energia que oferecem uma cotação dinâmica terão um incentivo de forma a desenvolverem um entendimento geral do que seja a *demand response* agregada de seus consumidores sob cotação dinâmica para que eles possam responder da melhor maneira possível aos incentivos de preço e prover aos mercados de energia atacadistas ofertas precisas que levem a sensibilidade ao preço em conta. Isto será especialmente importante em dias de alta de preços no atacado, quando as distribuidoras poderão reduzir aquisições de alto custo na medida em que seus consumidores sob cotação dinâmica reduzam seu consumo em resposta ao aumento de preço.

3.2 – *Garantindo a demand response nos mercados atacadistas*

Para que a *demand response* conseguida no varejo realmente afete os preços no atacado, mecanismos de mercado têm de estar prontos para refletirem e anteciparem essa quantidade de *demand response* tanto no processo de despacho dos geradores quanto na fixação dos preços no atacado. Mecanismos distintos podem ser necessários para as diferentes categorias de *demand response*.

Em um mercado em que alguns consumidores estão expostos a preços dinâmicos no varejo, a forma natural de se garantir a *demand response* no mercado atacadista é que as distribuidoras ofereçam em opções de cargas definidas pelo preço nos mercados futuros de energia “dia-a-frente” e “hora-a-frente”. Por exemplo, consideremos uma distribuidora que espera ter um consumo 5000 MW/h de carga durante os períodos de pico do verão sendo que 1000 MW/h são representados por grandes clientes com preços em tempo real “dia-a-frente” cobrados por hora. Num dia normal a distribuidora programaria 5000 MW a cada hora durante o período sendo que a maioria já estaria coberta por contratos futuros. Entretanto, digamos que a distribuidora saiba que se os preços subirem \$0.20/kWh, seus clientes RTP reduzirão a carga em 100 MW/h, enquanto que a \$0.50/kWh, reduzirão em 250 MW/h. Assim, ao programar suas ofertas no leilão de cargas para o dia seguinte, a distribuidora entrará com opções de compra de 5.000 MW/h se os preços continuarem baixos, 4.900 MW/h se os preços aumentarem \$0.20/kWh e 4.750 MW/h se os preços aumentarem \$0.50/kWh. Como o operador do sistema faz o encontro entre a geração e o consumo no processo de determinação dos

preços e despachos das unidades geradoras para dia seguinte, as curvas de demanda sensíveis a preço oferecidas pelas distribuidoras proveriam o mecanismo para informar ao mercado atacadista sobre o tamanho da *demand response*. Esta é essencialmente a abordagem adotada pela Geórgia Power e as unidades operacionais da Southern Company para antecipar os efeitos da parcela das cargas expostas a RTP já comprometidas para o próximo dia. O resultado são preços “dia-a-frente” menores comparados aos preços caso a *demand response* não fosse contabilizada.

“Nossas conversas com representantes das distribuidoras sugerem que poucas estão oferecendo esse tipo de preço (preços dinâmicos) hoje. O foco das distribuidoras aparentemente é o aumento do *market-share* através de ofertas com desconto”. (HIRST, E.; KIRBY, B.; *Retail-Load Participation in Competitive Wholesale Electricity Markets*, Edison Electric Institute, P.41, Janeiro 2001)

Atualmente, poucos consumidores estão sujeitos a preços dinâmicos, e como perceberam Hirst e Kirby, as distribuidoras tipicamente não parecem ofertar nos variados mercados de energia levando em conta a parcela de sua demanda que responde a estímulos de preço. Ao contrário, o foco recente tem estado em mecanismos de redução da carga pelos quais grandes clientes ou distribuidoras são pagas diretamente por reduções de carga nos mercados “dia-a-frente”, “hora-a-frente”, em tempo real. Desta forma, blocos de redução de carga oferecidos a vários preços podem competir diretamente com a oferta dos geradores para o fornecimento de energia, resultando em que a *demand response* também seja contabilizada e garantida no mercado atacadista.

Já foi sugerido que as ofertas de demanda (como as reduções da carga que são ofertadas ou aceitas em determinados níveis de preços no mercado atacadista) são o único mecanismo que pode assegurar que a *demand response* seja refletida no mercado atacadista. Nessa visão, a resposta dos consumidores finais aos preços dinâmicos é uma *demand response* “passiva” que não afetaria os preços no mercado atacadista. Entretanto, não há razão pelas quais as ofertas relativas à parcela de demanda sensível a preço das distribuidoras no mercado varejista não levem consigo as mesmas informações ao mercado atacadista e não produzam os mesmos efeitos nos preços no

atacado mesmo na forma de ofertas de demanda direta, ao menos nos mercados de “dia-a-frente” e “hora-a-frente”.

3.3 – Pricing demand response

A quantia paga aos clientes por suas reduções de carga nos variados mecanismos de *demand response* foi o tópico de várias discussões. Para nos ajudar a entender esse tópico, nesta seção examinaremos os incentivos de mercado naturais que existem para que as distribuidoras paguem seus clientes por reduções de carga no varejo sob as mais variadas formas de contrato. Examinaremos primeiro a precificação dinâmica e depois olharemos os programas de redução de carga nos quais as distribuidoras pagam aos clientes por *demand response*.

3.3.1 – Precificação dinâmica

Consumidores sujeitos a precificação dinâmica pagarão um preço no varejo que será o reflexo direto dos preços no mercado atacadista (ex: preços RTP são costumeiramente fixados em igualdade com os custos marginais, ou preço de atacado, mais um adicional, ou *mark-up*). Durante um período de preços altos no atacado, enfrentarão, portanto, altos preços no varejo que servirão como um incentivo para que reduzam seus consumos. Para cada kWh de consumo que eles desistirem de usar, suas contas são reduzidas pela quantia referente ao preço RTP do kWh. Como visto no gráfico 2, estes ocasionais preços altos serão mais que compensados por preços relativamente baixos que estarão em vigor na maioria das horas.

Um cliente com precificação dinâmica que tenha concordado com um contrato de precificação à vista (*spot*) simples no qual todo o seu consumo seja cobrado pelos preços hora a hora (ex: preços RTP “dia-a-frente”) não receberá nenhum pagamento financeiro específico de seu fornecedor por sua redução de carga. Ele simplesmente tem

um incentivo para ajustar seu consumo de acordo com o valor/satisfação da eletricidade comparada ao seu preço.

Ao contrário, o caso de clientes com precificação dinâmica que combinam o preço à vista com um contrato futuro para melhor gerenciamento de risco fornece um modelo útil para avaliarmos o pagamento de incentivos sob formas de contrato alternativas. Este caso pode ser ilustrado pelos *two-parts RTP contracts* (descritos na seção 2.3.2), no qual os clientes podem fazer uma opção de pagar tarifas padrão por uma certa carga básica, normalmente a carga básica histórica, e preços RTP para o que consumirem além. Nesse caso, se os preços no atacado, e assim sendo os preços RTP, estiverem altos e o cliente reduzir seu consumo para abaixo de sua carga básica, então a conta do cliente cai pela quantidade de energia que deixou de consumir vezes o preço RTP. Este valor pode realmente aparecer na conta do cliente, e dessa forma pode ser considerado um pagamento implícito para a redução de carga no valor do preço RTP. É importante notar, entretanto, que este pagamento é feito após o cliente já ter comprado a carga básica (uma vez que fez uso de sua opção devido ao alto preço RTP) ao preço tarifado. Isto é, o cliente comprou uma certa quantidade de energia a um preço fixo e então “vendeu” uma porção dela de volta ao fornecedor por reduzir o consumo abaixo de sua carga básica. Como exemplo, com uma carga básica de 1.000 kWh, um preço tarifado de \$0.06/kWh, um preço RTP de \$0.50, e uma redução de carga de 100 kWh abaixo da carga básica, a conta RTP do cliente para uma hora equivaleria $(1.000 \times \$0.06) - (100 * \$0.50) = \$60 - \$50 = \$10$.

3.3.2 – Programas de redução de carga

Para programas que envolvem pagamentos por redução de carga, o pagamento recebido pelos clientes por sua redução durante períodos de alto custo depende de uma série de fatores, incluindo a natureza dos contratos no varejo, o tipo de programa de *demand response*, e as regras desse programa. A princípio, incentivos de mercado existem para que as distribuidoras façam pagamentos aos clientes por suas reduções de consumo que efetivamente aliviem a necessidade de produzirem ou adquirirem eletricidade a altos preços de mercado. As reduções de cargas nestes programas podem

ser voluntárias ou mandatárias (com penalidades por não-conformidade), dependendo da natureza do programa e do contrato.

Um ponto inicial para começarmos a pensar sobre os pagamentos por *demand response* é se referir novamente à distribuição de custos/preços do mercado atacadista mostrados no Gráfico 2. Como visto anteriormente, um fornecedor de energia que oferece um preço fixo garantido em todas as horas tem de fixar este preço de forma não apenas a refletir a média, ponderada pelas cargas, dos custos no atacado como também incluir um prêmio de risco que reflita a incerteza sobre a distribuição dos custos no atacado e a probabilidade das cargas demandadas estarem altas durante as horas de alto custo. Neste preço, o distribuidor estará coberto, numa base de valor já esperada, mesmo que os custos no mercado atacadista possam ocasionalmente alcançar níveis altos. Entretanto, um distribuidor pode melhorar seu resultado oferecendo um pagamento por *demand response* aos consumidores por reduções de carga durante os períodos de alto custo. Em um programa como este, as reduções de carga do cliente podem ser voluntárias desde que o preço fixo já esteja desenhado para cobrir os custos durante estes períodos de preços altos.

Em contra partida, consideremos um contrato alternativo que oferece descontos em preços fixos válidos para a grande maioria dos horários, mas não em todos. Em particular, durante o pequeno número de horas em que os preços no atacado estão altos e o cliente enfrentaria os altos preços de mercado ou reduziria sua carga consumida a algum nível predeterminado. O preço descontado neste tipo de oferta pode ser menor que o do exemplo anterior, porque não tem que proteger o fornecedor contra a ocorrência dos maiores preços. Neste caso, entretanto, o cliente enfrentaria reduções de carga mandatárias (como nos programas de carga intermitente tradicionais) ou estaria sujeito aos preços de mercado durante horas de alto custo nos quais o preço com desconto não seriam aplicáveis.

3.3.3 – *Demand response* com preços de mercado baixos

Um tópico que recebe pouca atenção na maioria das discussões sobre *demand response* é referente aos benefícios que podem ser gerados pela resposta dos consumidores aos estímulos de preço mesmo durante períodos de preços baixos no mercado atacadista. A maioria das discussões foca apenas nos benefícios aos consumidores derivados das reduções de cargas em horas de preços altos de mercado atacadista. Observando o gráfico 2, entretanto, que mostra a frequente ocorrência de baixos preços de mercado, podemos indicar benefícios em potencial a serem derivados de clientes que aumentem seu uso durante essas horas de baixos preço de mercado, diminuindo assim a oscilação de cargas entre períodos de alto custo e baixo custo. Note que estes benefícios serão provavelmente conseguidos através de precificação dinâmica, já que os programas de gerenciamento carga são normalmente projetados para operar apenas durante períodos intermitentes de preços altos no atacado.

Capítulo 4 – Evidencia histórica de consumos sensíveis a preço

A questão de quanto se pode esperar de redução de carga em resposta à *demand response* dependerá de que tipos de mecanismos foram implementados e a disposição dos clientes de mudar padrões de consumo em resposta a incentivos de preço. Uma quantidade considerável de informações já foi compilada sobre a atuação dos agentes independentes e de programas de *demand response* patrocinados pela ISO durante o verão de 2000 e 2001. Além disso, muita literatura se desenvolveu nos últimos 25 anos documentando a sensibilidade do consumidor a estímulos de preço. As seguintes seções ilustram isso com exemplos.

4.1 – Resultados de programas de *demand response*

Hirst e Kirby fizeram relatos sobre uma série de programas de *demand response* nos verões de 1999 e 2000, enquanto que Goldman e seus colegas resumiram uma série de resultados de programas para o verão de 2001. A experiência destes verões mais recentes é um pouco limitada pelos relativamente poucos períodos de preços altos no atacado dos EUA. Alguns exemplos da magnitude da *demand response* analisada são os seguintes:

- Desde 1991, a PJM patrocina um programa de Gerenciamento Ativo de Carga que é operado na forma de controle direto de carga e programas de consumo intermitente pelas distribuidoras, que recebem créditos de capacidade instalada por reduções de carga. O programa conseguiu reduções de consumo na faixa de 1.700 MW ou 3.5 % da demanda em períodos de pico de verão da PJM, em 1999. Esse programa foi descontinuado em 2000.
- A PJM, NY ISO e ISO New England têm todas operado programas voluntários de redução de carga nos quais as distribuidoras recebem pagamento por reduções de carga atrelados aos preços de mercado ou fixados

administrativamente (ex: um mínimo de \$500/MWh ou vinculado ao preço marginal regional). Alguns são disparados por condições de confiabilidade do sistema, enquanto outros são baseados em níveis de preço de mercado. Alguns desses programas relatam condições de redução de carga da ordem de 100 a 250 MW. Há relatos que o Programa Emergencial de *Demand Response* da NY ISO gerou respostas da ordem de 425 MW em redução de carga em 4 ocasiões durante 2001 (Neenan 2002).

- Cinergy relatou que grande parte de seus clientes comerciais e industriais estavam inscritos numa gama de programas de redução de carga sob a tutela do *PowerShare Pricing Program*, com um montante de carga reduzível estimada de 440 a 600 MW. Entretanto, o programa não foi repetido em 2001 nem 2002 em decorrência dos baixos preços de mercado.

4.2 – Evidências de resposta a preços dos consumidores

Kahn (2002) apontou uma tendência histórica na indústria de energia elétrica ao subestimar e até duvidar do tamanho da sensibilidade do consumidor às mudanças de preço. Entretanto, dezenas de estudos ao passar dos anos documentaram padrões razoavelmente consistentes de sensibilidade e resposta ao preço por parte dos clientes, particular no que diz respeito a preços que variam ao longo tempo tais como TOU e RTP. Mais relevantes nas discussões de *demand response* durante período de preços altos intermitentes no mercado atacadista são os estudos recentes sobre a resposta dos consumidores a estímulos de preço nos casos em que estes são avisados das mudanças de preço em relativo curto espaço de tempo. Alguns destes estudos são resumidos abaixo.

4.2.1 – Precificação em tempo real (RTP)

Várias distribuidoras nos EUA tiveram alguma experiência com a precificação em tempo real (RTP) seguindo o modelo da Geórgia Power (*two part* RTP) incluindo Niagara Mohawk Power Corporation, Duke Power Company, Cinergy, Utilicorp, Xcel (Public Service Company of Colorado) e Kansas City Power and Light. O maior e mais amplamente discutido e analisado programa de precificação em tempo real implantado nos Estados Unidos é o da Geórgia Power Company. Ele evoluiu de um programa piloto de aproximadamente 30 clientes em 1993 para um programa permanente com mais de 2000 clientes e que registrou reduções da faixa de 750 MW em 2005 (Goldman 2006). A Geórgia Power Company conduziu análises periódicas mensurando a resposta de seus clientes aos preços RTP na tentativa de desenvolver e manter um modelo econômico que pudesse prever as variações de consumo RTP em níveis de preços variáveis para ser utilizado tanto para o planejamento do sistema como para ajustar as funções operacionais.

Braithwait e O'Sheasy (2002) documentaram recentes estimativas de resposta a variações de preço de clientes da Geórgia Power Company sujeitos a RTP separados por tipo de cliente e em diferentes níveis de preço. A Tabela 1 mostra a elasticidade preço estimada hora a hora (isto é, a razão da mudança percentual no consumo horário em relação á percentagem de mudança no preço) para sete segmentos de cliente, numa faixa de preços RTP, baseado na análise das informações de 1999, durante o qual muitas horas de preço extremamente altos foram observadas.

TABELA 1

Preço (\$/kWh)	Segmentos	Elasticidade preço por segmento						
		1	2	3	4	5	6	7
\$0.15		-0.180	-0.019	-0.014	-0.066	-0.039	-0.077	-0.073
\$0.25		-0.206	-0.029	-0.027	-0.084	-0.052	-0.073	-0.089
\$0.50		-0.241	-0.044	-0.045	-0.109	-0.069	-0.067	-0.110
\$1.00		-0.276	-0.058	-0.062	-0.134	-0.087	-0.061	-0.132

Fonte: BRAITHWAIT, S.; O'SHEASY, M. RTP Customer Demand Response—Empirical Evidence on How Much Can You Expect, parte do livro *Electricity Pricing in the Transition*, editado por FARUQUI, A. e EAKIN, K., Kluwer Academic Publishers, Boston, MA, 2002. P.187

Segmentos:

- 1- Consumidores muito grandes expostos a preços RTP para a próxima hora
- 2- Todos os outros consumidores industriais
- 3- Todos os outros consumidores comerciais
- 4- Consumidores industriais previamente expostos a tarifas por energia suplementar sujeitas a interrupção
- 4- Consumidores comerciais previamente expostos a tarifas por energia suplementar sujeitas a interrupção
- 6- Consumidores industriais com geração on-site
- 7- Consumidores comerciais com geração on-site

Os clientes com preços RTP hora a frente, com geração on-site e com tarifas por energia suplementar foram os que se mostraram mais sensíveis às variações de preço. De maneira geral a Geórgia Power reportou uma capacidade de redução de consumo em RTP de pelo menos 750 MW durante os ocasionais picos de preço de 1999. A Duke Power Company, que opera um programa um programa de RTP similar, porém menor, relatou reduções de carga de cerca de 200 MW durante picos de preço de apenas 50 dos seus maiores clientes.

4.2.2 – “Preço crítico” residencial TOU

Durante a última década, algumas poucas distribuidoras testaram um tipo especial de tarifa por tempo de uso (TOU) que combina preços normais com preços de picos a uma taxa TOU que permita que os picos do preço reflitam as ocasionais altas no preço no mercado atacadista de maneira dinâmica. A precificação dinâmica, nesses casos, é implementada através de tecnologias de comunicação e de controle altamente avançadas onde as distribuidoras cedem a cada cliente um sistema interativo de

comunicação que as permite enviar um sinal de “preço crítico” aos clientes durante os períodos de alta no fornecimento de energia (os preços críticos tem variado de aproximadamente \$.25 à \$.50/kWh, e muitos programas limitam o número de horas de preço crítico a não mais que 2% do total de horas). Esses sistemas também habilitam os clientes a pré-programar suas configurações termo estáticas e também alguns outros aparelhos para responderem tanto aos períodos de preço TOU como as sinalizações de preço crítico recebidas. Atualmente a Gulf Power Company oferece um programa experimental por TOU desse tipo na Flórida.

A American Eletrical Power (1992) relatou uma redução de demanda em períodos de pico variando de 2 a 3 kW por consumidor nos chamados preços altos, e 3.5 a 6 kW nos preços “críticos”.

Braithwait (2000) comparou os dados de consumo dos participantes e de um grupo de controle de um programa piloto colocado em prática na GPU Energy e confirmou que os clientes modificaram seu padrão de consumo substancialmente em resposta aos preços críticos e TOU. As reduções durante os períodos de pico de verão foram em média de 0.5 kW por participante, ou 25 % do consumo dos pertencentes ao grupo de controle, enquanto que a redução durante os períodos de preços críticos variaram de 0,6 a 1,24 kWh.

As estimativas de elasticidade de substituição (caracterizada pelo grau de transferência de consumo de um tipo de período para o outro, ou matematicamente, pela razão inversa do percentual da diferença em quantidade consumida pelo percentual de mudança nos preços em determinado período) foram maiores que na maioria dos estudos prévios de programas TOU tradicionais, indicando uma forte sensibilidade dos clientes às variações de preço. Especificamente a elasticidade de substituição de 0,31 foi obtida de um modelo de demanda de elasticidade constante de substituição (CES), que contrasta com as estimativas dos programas TOU tradicionais que em media ficam em torno de 0,15.

Capítulo 5 – Incorporando a *Demand Response* no desenho de mercado

A *demand response* tem sido vista como um componente crítico para uma melhor relação entre os mercados varejista e atacadista de eletricidade. A ausência de *demand response* no varejo tem sido apontada como o principal vilão por trás dos picos de preços, racionamentos e cobranças extraordinárias que tem ocorrido frequentemente em muitos mercados de eletricidade nos EUA em anos recentes. O clamor de tornar a *demand response* uma componente tão importante quanto as do lado da oferta no desenho dos mercados elétricos tem sido cada vez mais ouvido e é cada vez mais aceito como imperativo. O desafio e a controvérsia que permanecem são em relação a como incorporar a *demand response* ao desenho de mercado de maneira a se conseguir a mais eficiente e eficaz performance de mercado.

Este capítulo abordará a questão do correto papel da *demand response* no desenho dos mercados de eletricidade. Para isso, descreveremos a estrutura de mercado e seus mais importantes participantes. Então daremos uma visão de como a *demand response* se manifestaria numa estrutura de mercado competitiva. Usando a análise de mercado competitivo como benchmark/referência, nos ocuparemos dos desafios de se incorporar a *demand response* nos mercados varejistas de eletricidade que continuam em sua maioria, regulados. Finalmente, abordaremos as questões fundamentais, desafios, e problemas básicos no desenho de mercado e ofereceremos respostas e recomendações.

5.1 – *Demand response* em mercados competitivos

Uma forma bem natural de se avaliar diferentes abordagens de *demand response* é, em primeiro lugar, considerar que forma ela provavelmente tomaria num mercado completamente competitivo. Isto é, que mecanismos podem logicamente evoluir em mercados de energia caracterizados pela competição tanto pelo lado da oferta quanto pelo da demanda, onde o desenho de mercado incluiria um operador de sistema regional

independente que gerenciasse os mercados e agendasse geradores de acordo com as relações de demanda e fornecimento.

Analisando como a *demand response* se comportaria num mercado competitivo não significa sugerir que a competição nos mercados varejistas de eletricidade seja iminente ou inevitável. Tampouco essa análise quer sugerir necessariamente como a *demand response* deva ser incorporada ao desenho de cada mercado de eletricidade. Ao invés disto, a análise de uma estrutura de mercado competitiva significa estabelecer um benchmark e verificar a partir dele quais são as barreiras e regulamentações impostas a esse mercado no mundo real e quais são seus impactos. Isso nos dá condições de verificar quais as implicações dos mecanismos de *demand response*.

Mercados competitivos para qualquer *commodity* naturalmente já incorporam a *demand response*. Em mercados competitivos, os participantes de mercado são expostos à riscos de preço e são incentivados a responderem às diversas condições do mercado dado os preços praticados, o que limita o aumento de preços através do ajuste entre oferta e demanda. Quando as condições de mercado ficam mais apertadas, os preços sobem e os compradores respondem por comprar menos, como sempre. Com base em tolerâncias individuais para exposição ao risco, os participantes de um mercado em condições competitivas usam instrumentos de proteção (ex.: contratos futuros e opções de preço) para gerenciar seus riscos relativos a preço.

Como dito anteriormente, em mercados atacadistas competitivos de eletricidade, a proteção à volatilidade dos preços tipicamente consiste em contratos futuros e opções de preço que se aplicam a específicas quantidades de energia. Os contratos futuros no atacado têm os elementos tradicionais como um preço pré-especificado para uma dada quantidade de energia a ser entregue e paga numa data específica (ex: um bloco de 1000 kWh cada hora entre 8 da manhã e 8 da noite nos dias de semana de Julho). Opções de preço definem um teto ou um piso para os preços (dependendo em que ponta, compradora ou vendedora, está o dono da opção) fornecendo proteção ao preço no que diz respeito a volatilidades inesperadas de preço. As atividades protetoras do atacado afetam a exposição ao risco sofrida por um participante do mercado, mas não afetam a percepção de custos e o valor da margem. Consequentemente, em mercados de

eletricidade que sejam competitivos, virtualmente toda a demanda do atacado esta efetivamente sujeita a cotação dinâmica.

Ao olharmos o varejo, no entanto, alguns (provavelmente a maioria) dos consumidores provavelmente desejarão um seguro de preços por todo seu consumo. Estes consumidores não responderão a mudanças nos preços no atacado porque seus preços no varejo não refletirão estas mudanças. Entretanto, estes consumidores pagarão um prêmio pela segurança em relação aos preços baseado no mercado (isto é, de uma corretagem justa). E alguns outros consumidores no varejo decidirão aceitar um determinado risco do mercado atacadista (isto é, segurando a si próprios) de forma a evitar o pagamento do prêmio do seguro. Conforme mais e mais consumidores do varejo se expõem ao risco, enfrentando preços dinâmicos e fornecendo resposta à demanda, a volatilidade dos preços de mercado atacadistas diminuirá e, como resultado, também diminuirá o prêmio do seguro incluso nos preços de varejo. A diminuição no prêmio do seguro de preços torna o produto preço garantido mais atraente e diminui o incentivo a auto segurar-se. Assim, em mercados competitivos, a quantidade de recursos de carga no varejo que fornecem resposta à demanda será um resultado de equilíbrio determinado pelo mercado ao invés de uma quantidade específica ou mandato de uma política.

5.1.1 – Mercados atacadistas competitivos

O desenvolvimento de mercados *spot* (à vista) é essencial para mercados competitivos. Dada as características intrínsecas à eletricidade (bem não estocável, necessidade de equilíbrio contínuo entre oferta e demanda, etc.), pelo menos três tipos de mercados *spots* passaram a existir: mercados por hora para o dia seguinte, mercados para a próxima hora e mercados em tempo real. Esses mercados provêm a base para os contratos futuros dos mercados atacadistas. Por sua vez, esses contratos são o principal mecanismo de mitigação de riscos (*hedge*) dos participantes dos mercados atacadistas de energia. Além disso, um mercado futuro robusto pode revelar a volatilidade dos preços de mercado.

“O mercado futuro tem um papel fundamental nesta estrutura. Os participantes do mercado precisam fazer lances e ofertas com antecedência simplesmente para permitir ao operador do sistema olhar a frente e garantir a viabilidade física do calendário proposto. Mas, crucialmente, os mercados futuros fornecem uma forma para os participantes do mercado gerenciarem o risco associado com a inerente volatilidade do mercado a vista.”(ANDERSON, E.; HU, X.; WINCHESTER, D.; *Forward contracts in electricity markets: The Australian experience*, Energy Policy, V.35, I.5, Maio 2007)

Volatilidades de mercado conhecidas facilitam a criação de outras opções de gerenciamento de riscos de preço (ex: *price caps*, pisos e *swaps*). Nos mercados atacadistas o mercado futuro e as opções de preço permitem que os participantes definam individualmente sua própria exposição ao risco. Mesmo assim, a utilização desses instrumentos de hedge não muda os incentivos dos compradores de fornecer recursos de demanda de volta ao mercado atacadista quando os preços sobem. Ou seja, os compradores estarão sempre comparando o valor marginal da utilização com o preço no atacado. Caso esse preço exceda o valor da utilização, seria mais lucrativo para o comprador reduzir sua utilização caso seja uma indústria ou consumidor final de larga escala ou, no caso de ser uma distribuidora, pagar aos seus consumidores finais para reduzirem seus gastos.

5.1.2 – Mercados varejistas competitivos

Os principais participantes de um mercado varejista competitivo são os consumidores finais pelo lado da demanda e as distribuidoras pelo da oferta. Esse tipo de mercado se caracteriza por consumidores finais podendo escolher produtos variados em termos de diferenciação de risco de uma grande quantidade de distribuidoras. A própria competição entre as distribuidoras levará ao aparecimento dessa gama de produtos com modelos de precificação distintos, incluindo produtos que criem oportunidades de *demand response* no mercado atacadista. A capacidade de responder

aos desejos dos consumidores com alternativas competitivas diminuiria o papel que os agregadores têm em mercados não competitivos. Dessa forma, a competição elimina as tarifas que não sejam de mercado e os mecanismos de recuperação de receitas (papeis dos agregadores nos mercados não competitivos).

Os produtos no mercado competitivo são uma combinação entre a commodity eletricidade e algum grau de hedge em relação ao preço (*price insurance*). Esse grau pode variar desde a ausência total de *hedging* (preço spot) até o produto totalmente garantido com *hedge* de 100%, podendo até mesmo ser um produto com preço fixo. No meio desse espectro de produtos estarão os produtos parcialmente segurados como o *two-part RTP contract* abordado na sessão 2.3.2. Em mercados competitivos todos os produtos terão preços de mercado sejam eles fixos, garantidos ou parcialmente segurados em relação ao preço spot.

5.1.3 – A importância de contratos futuros no mercado varejista

Como visto na sessão 2.3, a volatilidade dos preços da eletricidade no mercado atacadista sugere que grande parte dos participantes desse mercado, incluindo consumidores pelo lado da demanda e fornecedores pelo lado da oferta, irão querer alguma forma gerenciar seus riscos ao preço. A forma padrão de gerenciamento de riscos relativos ao preço em mercados competitivos de commodities é o contrato futuro. Ou seja, as partes concordam em comprar e vender determinadas quantidades de energia elétrica a um dado preço em alguma ocasião pré-determinada no futuro. Os mercados futuros fornecem dessa maneira um mecanismo de preços futuros baseados nas expectativas dos participantes em relação ao futuro. Como os consumidores não têm como saber se seu consumo irá exatamente corresponder à quantidade contratada, os contratos futuros estarão sempre associados a contratos de equilíbrio que estabelecem preços (ex: precificação dinâmica por hora amarrada ao preço de mercado no atacado) pela diferença entre a energia utilizada e a contratada.

“Em mercados desregulados de eletricidade, entretanto, tanto consumidores quanto produtores de eletricidade podem gerenciar melhor seu risco fazendo *hedge* utilizando não apenas contratos futuros de longo prazo e compras no mercado a vista, mas também com contratos futuros de curto prazo e outros derivativos como as opções.” (NAKAMURA, M.; NAKASHIMA, T.; NIIMURA, T.; *Electricity markets volatility: estimates, regularities and risk management applications*, Energy Policy, V.34, I.14, Setembro 2006)

A sessão 3.2 ilustra que durante períodos de altos preços no mercado atacadista essa combinação de contratos funciona como um tipo de programa de *demand response* onde os consumidores são pagos para reduzirem seus consumos de energia. Isto é, consumidores que tenham adquirido um contrato futuro sobre a média de seu consumo histórico a um preço fixo será pago ao preço spot do atacado por qualquer redução de consumo que venha a ter em relação a esse consumo médio. Há uma diferença chave entre esse tipo de contrato em mercados competitivos e a grande maioria dos programas de *demand response* para redução de carga: o consumo médio que serve de base para o contrato é definido antes e é escolhido pelo consumidor voluntariamente. Isso se contrapõe aos problemas difíceis e normalmente contenciosos relativos às medições de muitos dos programas de *demand response*.

5.1.4 – Mecanismos de *demand response* em mercados competitivos

Vamos agora voltar às categorias de programas de *demand response* que foram apresentadas na sessão 3. Baseando-nos no conhecimento que temos das particularidades da eletricidade e em observações dos mercados competitivos de commodities, vamos especular como programas de *demand response* iriam evoluir numa estrutura de mercado de eletricidade competitiva. Em todos os casos os contratos futuros desempenham papel fundamental na versão competitiva de programas de *demand response*.

Precificação dinâmica, principalmente a precificação em tempo real hora a hora, é a estrutura de preços mais consistente em relação a como outras commodities são

compradas e vendidas em mercados competitivos. Mercados atacadistas de eletricidade já oferecem a seus consumidores blocos de contratos futuros assim como vários tipos de precificação: tempo real, hora a frente e dia a frente por hora. Olhando o mercado varejista competitivo, os grandes consumidores comprarão eletricidade de maneira similar fazendo uso de contratos futuros para garantir seu consumo histórico com os desvios ligados os preços dia a frente ou hora a frente de mercado. Essa estrutura de precificação dinâmica é muito próxima a como os consumidores industriais adquirem seus outros insumos. Por exemplo, como os fabricantes de produtos metálicos compram ferro, como as indústrias que processam cereais compram grãos e como os grandes frigoríficos compram carne. Nesse tipo de ambiente de preços, o consumidor basicamente compra toda a eletricidade com preço em tempo real e utiliza os contratos futuros simplesmente como hedges financeiros para reduzir os riscos. Já a sua distribuidora leva em consideração as mudanças de cargas esperadas de todos os seus consumidores expostos à precificação dinâmica quando está dando lances no mercado atacadista.

Programas de interrupção de fornecimento e redução voluntária de consumo podem coexistir com modelos de precificação dinâmica em mercados competitivos de eletricidade, mas serão estruturados de maneira bem diferente das habituais. Na verdade, o desenho desses programas em mercados competitivos os torna muito similares aos modelos de precificação dinâmica. Particularmente com preços de mercado competitivos, a estrutura de precificação irá envolver mais pagamentos por performance (ex: pagamento pela quantidade de energia não consumida durante os períodos de interrupção ou reduções de consumo maiores do que as contratadas) e menos adiantamento de benefícios pela participação nos programas (ex: desconto adiantado nas tarifas pelo direito de interromper o fornecimento em condições pré-determinadas). Além disso, os contratos futuros serão amplamente utilizados para solucionar o problema de estabelecer um patamar do qual será mensurada a *demand response*. Para programas de interrupção onde as distribuidoras compram opções de consumo de seus clientes varejistas, os clientes dispostos a participar irão escolher a quantidade de energia passível de interrupção por meio de contratos futuros que serão transferidos à distribuidora, caso uma interrupção seja anunciada. Da mesma maneira, programas de recompra de energia, onde o consumidor tem a chance e não a obrigação

de reduzir sua carga ao preço de mercado, também farão uso de contratos futuros para estabelecer o patamar de utilização.

Programas de *demand bidding* patrocinados por *ISOs/RTOs* no mercado atacadista podem também existir em mercados competitivos de eletricidade. As distribuidoras irão dar lances no mercado atacadista baseados na redução de consumo esperada de seus consumidores. Essa redução pode vir em parte da resposta direta dos consumidores ao incentivo dado pelo operador do sistema que é repassado parcialmente pela distribuidora. Entretanto, ela também pode vir da previsão da distribuidora em relação à quantidade de energia que seus consumidores com precificação dinâmica, programas de interrupção de fornecimento e programas de recompra de energia deixarão de consumir.

5.2 – *Demand response em mercados varejistas não competitivos*

A sessão anterior mostrou que uma combinação entre mercado atacadista e varejista competitivo geraria incentivos naturais que encorajariam a *demand response* na forma de precificação dinâmica e alguns programas de redução de carga. Dada a escolha, alguns clientes estariam dispostos a enfrentar preços dinâmicos que variam de acordo com o preço da energia no atacado. Durante períodos de alta de preços no atacado, esses consumidores teriam um incentivo financeiro para deixar de consumir eletricidade e sua distribuidora teria um incentivo de dar lances baseados nessa redução no mercado atacadista. Ou seja, um mecanismo de *demand response* deve surgir naturalmente pelos incentivos inerentes aos mercados competitivos. Hoje, no entanto, poucos mercados varejistas de eletricidade podem ser classificados como totalmente competitivos. A maioria dos consumidores continua a receber sua eletricidade de empresas que continuam reguladas por comissões públicas estaduais. Mesmo nos estados onde há liberdade de entrada no varejo, onde o consumidor tem a liberdade de escolher de qual distribuidora irá comprar sua eletricidade, regulamentação de ofertas padronizadas e “tarifa do último a fornecer” fornecem um importante referencial para os quais os modelos competitivos devem ser comparados.

Nessa sessão examinamos alguns desafios e algumas barreiras aos mecanismos de *demand response* num período de transição onde existem vários graus de regulamentação nos mercados varejistas de eletricidade utilizando exemplos do desenho competitivo como *benchmark*.

5.2.1 – Desafios e barreiras à *demand response*

No atual período de transição em que nos encontramos, desafios e barreiras limitam a quantidade de mecanismos de *demand response* que contribuem para a operação dos mercados atacadistas de energia. Nós agrupamos essas barreiras em três categorias: regulação, tecnologia e mensuração e outros problemas de implementação.

a) Regulação:

A principal razão para a atual falta de cargas com resposta a estímulos de preço é provavelmente a mesma que se apresenta historicamente: a falta de incentivos presentes no tradicional modelo de tarifas por custo de serviço. Ou seja, as empresas podem projetar seu faturamento de maneira a cobrir seus custos esperados, tanto nos períodos de baixos preços quanto nos ocasionais períodos de alta que foram mostrados no gráfico 2. Algumas até têm cláusulas para cobrir eventuais flutuações nos preços dos combustíveis. Dessa maneira, a maioria das empresas tem pouco incentivo, ou não tem mesmo permissão, de oferecer estratégias de preço inovadoras que dêem a seus clientes o poder de escolher o quão expostos ao risco de preço eles gostariam de estar. Ao mesmo tempo, as agências reguladoras vêem a necessidade política de proteger os consumidores de preços voláteis. E assim os consumidores recebem preços estáveis em troca de pagarem, na média, uma tarifa *premium* para custear reserva de capacidade necessária para manter a confiabilidade do sistema na ausência de consumo que responda a estímulos de preço.

Mesmo em estados onde é possível a entrada de empresas no varejo, o típico desenho da oferta padronizada e “tarifa do último a fornecer” reduzem muito os incentivos à precificação dinâmica. Os consumidores consideram os preços padrões como refúgios seguros para onde podem sempre retornar em caso de condições desfavoráveis de mercado. Isso os desencoraja a se comprometerem com combinações alternativas de preços dinâmicos e contratos de gerenciamento de risco que, de outra maneira, seriam atrativos quando comparados a oferta padrão a preços de mercado.

“Em particular, essas ofertas padronizadas tipicamente requerem que as distribuidoras ofertem para todos os seus clientes varejistas um preço descontado e que não varia em relação ao tempo.” (HIRST, E.; *Barriers to Price-Responsive Demand in Wholesale Electricity Markets*, Edison Electric Institute. P.5, Junho 2002)

Uma característica a mais das tradicionais tarifas por custo de serviço que desincentivam a precificação dinâmica e outros mecanismos de *demand response* é a prática comum de recuperar as receitas por meio de tarifas por volume de energia. Isto é, o custo para a empresa de prover alguns serviços como a energia varia diretamente em relação a sua utilização. Quando o custo da eletricidade está alto, oportunidade onde o consumidor poderia responder e diminuir seu consumo, a distribuidora não poderá oferecer incentivos com pena de ter o retorno de seus outros serviços (ex: serviços relativos aos cabos de distribuição) reduzidos.

b) Tecnologia

A principal barreira tecnológica a qualquer mecanismo de *demand response* são os medidores e a comunicação. Cobrar ou recompensar clientes por variações hora a hora de consumo requer medição horária e informar os clientes das variações de preço a cada hora também requer uma maneira de se comunicar periodicamente. Além disso, para alguns dos mecanismos será necessário que o cliente conheça seu padrão de uso recente e/ou atual. A capacidade dos clientes responderem aos estímulos de preço pode aumentar com tecnologias de controle de uso que

automatizam a maneira que vários equipamentos se comportam em relação ao preço da energia.

“Há uma tremenda incerteza regulatória sobre quem eventualmente será dono dos medidores e seus equipamentos relacionados e dos dados gerados por eles. Então, as empresas estão, justificadamente, com medo de fazerem um investimento que pode se tornar ativos ociosos amanhã.” (CAUSEY, W.; *Waiting for the Call*, Edison Electric Institute, Fevereiro 1999)

Aparentemente existem duas barreiras principais limitando a adoção dos medidores avançados de energia. Uma é a simples questão do custo-benefício onde não é claro se o custo dessa tecnologia se justifica frente aos ganhos que trará aos consumidores e fornecedores por redução de custos (ex: substituição da leitura manual dos medidores) e potencialmente pela reposta a preços dinâmicos. Essa questão é central desde os primeiros estudos sobre *demand response* datados de 25 anos atrás. Os custos de medição continuam a cair, o que levou algumas empresas como a Puget Sound Energy e a PPL Electric Utilities a justificarem a adoção de leitores avançados de consumo para a grande maioria de seus consumidores baseados apenas nas reduções de custo.

A outra barreira é o problema de quem deveria instalar esses medidores e ser responsável por eles, ou seja, quem teria o incentivo de instalar medidores avançados e recuperar seu custo. O serviço de medição é potencialmente um serviço competitivo. Entretanto, ele também é considerado como uma extensão dos serviços de cabeamento que devem ser de responsabilidade da empresa local (regulada) de distribuição. Até que essa questão fique clara em cada estado, nenhum terceiro irá investir dado que há grande incerteza quanto ao prognóstico de recuperação dos custos.

c) Medição e outros problemas de implementação

Como visto na sessão 2, uma questão fundamental para os mecanismos de *demand response* baseados em redução de consumo é quantificar a *demand response* gerada.

Estimar o patamar básico de consumo dos clientes sempre será um problema contencioso tanto para os clientes e distribuidoras quanto para o operador do sistema. Em mercados varejistas competitivos, o patamar básico definido ainda é um importante conceito, mas a característica contenciosa diminui muito. Ao contrário, o patamar é definido pela escolha do próprio consumidor combinado com os preços de mercado. Nesse caso, os consumidores que desejarem participar de mercados de *demand response* podem adquirir contratos futuros a preços de mercado. O patamar básico, estabelecido nos contratos futuros, é resultado das escolhas dos clientes dado o preço de mercado e a volatilidade preço. Isso contrasta com os patamares negociados, mandatórios ou determinados por regras pré-definidas que ocorrem nos mercados varejistas não competitivos. Mais ainda, mensurar a quantidade de alterações no consumo em clientes individuais, dado estímulos de preço, não é um problema em sistemas com precificação dinâmica. Os clientes simplesmente pagam pelo que consomem enquanto o gerenciamento do risco é feito por contratos financeiros por diferença que não influenciam o comportamento do consumidor em momentos que ocorrem variações de preço. Tudo isso sugere que o patamar básico continuará sendo um desafio para os mecanismos de *demand response* baseados em redução de carga.

5.2.2 – Fatores que afetam diferentes categorias de *demand response*

a) Precificação dinâmica

Demand response por precificação dinâmica pode ocorrer em mercados varejistas regulados, entretanto as empresas precisam de algum incentivo para ofereçam essas opções de preço. Um exemplo de programa por precificação dinâmica em mercados regulados de sucesso é o programa de precificação em tempo real oferecido pela Georgia Power Company. Esse programa surgiu em grande parte como uma resposta a uma forma limitada de competição na Geórgia, que foi introduzida para encorajar o crescimento econômico com baixa inflação. Mesmo que a Georgia Power continue regulada, novos grandes consumidores podem escolher entre vários fornecedores de energia no estado. A Georgia Power criou uma tarifa *two-part RTP*

que cobra a tarifa padrão para o patamar básico de utilização, mas oferece preços de mercado (hora a hora) para qualquer consumo adicional. Esses preços, na média, têm ficado abaixo da tarifa padrão, o que permite aos consumidores aumentar seu consumo com baixos preços, mas crescem em períodos de restrição no sistema, o que incentiva a *demand response* quando ela é mais valiosa.

A baixa ocorrência de precificação dinâmica em empresas reguladas evidencia que algumas condições especiais devem estar presentes para incentivar sua utilização. Algumas dessas condições que aparentemente fomentaram a sua utilização são:

- Competição no mercado varejista (ex: Georgia Power)
- Desejo de expandir a *demand response* aos clientes residenciais (ex: Puget Sound Energy)
- Pressão da entidade reguladora por inovação

Geralmente, empresas reguladas e seus clientes necessitam de incentivos econômicos para que as estruturas de preço que envolvem mudanças de preço, e conseqüentemente risco, possam ser oferecidas e também aceitas. Como exemplo, podemos considerar o caso em que a tarifa padrão é desagregada, com as taxas ao consumidor e a remuneração ao capital investido em transmissão reguladas pelo custo de serviço, mas o preço da energia baseado no preço de mercado no atacado. Neste caso, o preço da eletricidade no varejo seria determinado de acordo com as estratégias de gerenciamento de risco. Ou seja, uma variedade de estruturas de preço com diferentes alocações de risco entre os consumidores e as empresas seria oferecida. Qualquer preço fixo teria incorporado a ele um prêmio de risco para proteger as empresas contra os riscos de disponibilidade de carga e preço. Alguns clientes estariam então dispostos a arcar com o próprio risco renunciando ao pagamento do prêmio em troca de preços, em média, mais baixos, passando a consumir nos horários de vale. Outros iriam optar por preços dinâmicos, mas gerenciariam seu risco através de contratos por diferença.

Esse tipo de abordagem pode parecer aumentar o risco para os clientes. Entretanto, o risco imposto pela volatilidade dos preços não pode ser evitado. Ele tem de ser pago

no agora através de prêmios de risco incluídos na tarifa fixa, no futuro pelo equilíbrio de contas ou encarado diretamente na forma de precificação dinâmica.

b) Programas de interrupção de carga ou redução voluntária

Na falta de precificação dinâmica, e dependendo da regulação vigente, os fornecedores de energia podem ter um incentivo a pagar aos consumidores por reduções no consumo durante períodos de altos custos no mercado atacadista. Estas reduções podem vir através de programas tradicionais de gerenciamento de consumo ou por programas de re-compra de energia. Como resultado dessa redução as distribuidoras podem deixar de pagar altos preços no mercado atacadista ou lucra com a venda da energia extra no mercado atacadista.

Não está claro que incentivos os operadores do sistema teriam para implementar programas de *demand response* caso a precificação dinâmica dominasse as ações regulatórias estaduais. Entretanto, na ausência de precificação dinâmica, o operador do sistema pode ter um incentivo para implementar programas de *demand response* de forma a aumentar a elasticidade preço da demanda e melhorar o funcionamento do mercado como um todo durante períodos de restrição de capacidade e/ou emergências. Para tal, algumas questões fundamentais devem ser endereçadas, sendo as principais delas:

- Quais mercados abrir à *demand response*?
- Quanto pagar por reduções de consumo?
- Como medir essas reduções?

5.2.3 – *Demand response* em mercados varejistas não competitivos: Um resumo

As barreiras tecnológicas e regulatórias discutidas nessa sessão têm limitado a escala dos mecanismos de *demand response* no atual período de transição. A falta de incentivos ou de regulamentações que permitam a oferta de preços dinâmicos no varejo mesmo na presença da tradicional remuneração por custo de serviço parecem ser as maiores barreiras à *demand response*. No entanto, como evidenciado pelo sucesso do programa de *two-part RTP* da Georgia Power, diferentes estruturas de preço podem surgir de um ambiente regulado de maneira a tornar disponíveis aos clientes preços dinâmicos que garantem o retorno sobre capital empregado às empresas e sistemas de gerenciamento de risco aos consumidores.

Na ausência de sensibilidade a preço na demanda ocasionada por precificação dinâmica, alguns programas de *demand response* têm sido desenvolvidos por organizações ligadas aos operadores do sistema. Esses programas apareceram recentemente e parecem ter tido apenas um sucesso modesto em relação a sua capacidade de atrair consumidores através das distribuidoras. Simultaneamente, por serem ainda muito jovens, um grande número de questões continuam sendo debatidas e modificações sendo feitas. Entre elas estão o método utilizado para calcular o consumo de referência, o incentivo a ser pago aos clientes por reduções de consumo e a coordenação entre programas oferecidos pelos operadores de sistema e as plantas geradoras e distribuidoras com seus contratos já fechados com seus clientes.

O sucesso limitado de alguns desses programas tem feito que alguns especialistas sugiram o aumento do incentivo pago de forma a encorajar a participação. Entretanto, definimos como escopo desse trabalho a observação de mecanismos naturais de mercado comparados a mercados competitivos que podem fornecer um roteiro para níveis mais altos de *demand response* em mercados varejistas sem a necessidade de subsídios ou regras complexas ou regulações.

5.3 – *Questões fundamentais e problemas básicos de desenho*

5.3.1 – Questões fundamentais

- Qual o papel apropriado do operador do sistema com respeito a *demand response*? Seria estabelecer regras, facilitar o funcionamento dos mercados e servir como salva-vidas ou policial? Ou ele deveria estimular diretamente a *demand response* através de programas como aqueles oferecidos em Nova Iorque, Nova Inglaterra ou Califórnia?

O operador do sistema tem geralmente a responsabilidade de propiciar um ambiente de mercado não discriminatório que promova a eficiência econômica, mantenha a confiabilidade do sistema, reduza os custos de operação e aumente as opções de escolha dos participantes do mercado atacadista de energia. Além disso, a autoridade de mercado tem o dever de monitorar a performance do mercado e mitigar o exercício de poder de mercado. Assim, o papel principal do operador do sistema é o de monitorar o mercado ao invés de participar dele efetivamente. Entretanto, se o mercado falhar em alcançar os objetivos de eficiência e confiabilidade, a autoridade de mercado pode interferir introduzindo mecanismos de *demand response* diretamente. Mercados varejistas competitivos, com maior oferta de produtos com precificação dinâmica, reduziriam a necessidade de intervenção do operador do sistema no mercado atacadista.

- Qual é o papel apropriado das distribuidoras com respeito a *demand response*?

As distribuidoras são as responsáveis naturais por gerar *demand response* nos mercados atacadistas por serem os compradores de energia no mercado atacadista e por terem as várias formas de cobrança junto a seus consumidores finais no mercado varejista. Mas para que isso ocorra, as distribuidoras têm de oferecer opções de precificação dinâmica baseadas nos preços de mercado. Mais ainda, para serem efetivas essas opções de precificação dinâmica não podem ser

expostas a ofertas de precificação tradicionais subsidiadas abaixo dos preços de mercado.

- Quais questões jurisdicionais de regulação precisam ser resolvidas?

As questões jurisdicionais são razoavelmente claras. A FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) tem autoridade sobre os mercados atacadistas enquanto as entidades reguladoras estaduais têm autoridade sobre os mercados varejistas e suas tarifas. A coordenação e interesses comuns entre as agências reguladoras são ingredientes necessários para incorporar de maneira bem sucedida a *demand response* nos mercados atacadistas. A participação da *demand response* nos mercados atacadistas depende, em última instância, de haver cargas no varejo sendo cotadas a preços de mercado. Entretanto, políticas regulatórias estaduais, como as de ofertas padronizadas não baseadas em preços de mercado, causam conflitos entre o fornecimento de eletricidade no varejo e sua contra partida no mercado atacadista.

- Existe uma quantidade ótima mínima de *demand response*? Se sim, como ela seria determinada?

É evidente que uma pequena quantidade de *demand response* causaria efeitos significantes na redução de picos de preço e disponibilidade de energia no mercado atacadista de eletricidade. Ou seja, não há uma quantidade ótima mínima ou máxima pré-determinada ou necessária. Ao contrário, o que é realmente fundamental é a retirada das barreiras aos preços de mercado e às escolhas dos consumidores. Dadas as condições de preços de mercados e opções de escolha aos consumidores, a quantidade ótima de *demand response* será determinada pelos próprios mecanismos de mercado.

5.3.2 – Desafios e problemas básicos de desenho

- Como a *demand response* pode ser incorporada ao desenho dos mercados atacadistas quando os mercados varejistas, que são a fonte da *demand response*, estão em diferentes estágios de reestruturação, incluindo a manutenção do ambiente regulado, a transição ao mercado competitivo ou próximos da completa desregulação?

Duas abordagens podem ser utilizadas simultaneamente para incorporar a *demand response*, conseguida no mercado varejista, no mercado atacadista. A primeira abordagem é empreender reformas em algumas das estruturas regulatórias que impedem ou dificultam a sensibilidade a preço e sua consequente resposta em redução de consumo. Em particular, a utilização de preços de mercado para basear as estruturas tradicionais de preço ofertadas ajudaria no sucesso das ofertas a preços dinâmicos baseados em preço de mercado. A segunda abordagem é encorajar as distribuidoras a desenvolver opções inovadoras de precificação dinâmica e oferecer aos consumidores uma gama maior de opções de preço. Essas estruturas de preço permitiriam a manutenção do retorno sobre os custos fixos e levariam as informações do mercado atacadista aos consumidores finais. A precificação *two-part RTP* é um exemplo desse tipo de estrutura de preço.

- Como a *demand response* pode ser incorporada ao desenho de mercado de maneira justa para todas as partes, onde justiça seria onde todos os custos seriam arcados pelos agentes geradores daquele custo? Justiça pode também implicar que todos os agentes tenham acesso indiscriminado a participar dos programas de *demand response* e seus benefícios.

A estrutura de preços *two-part* unida à participação voluntária dos consumidores é a que chega mais perto de alcançar esse critério de justiça. Todos os consumidores continuariam a fazer os pagamentos a preços fixos, mas os consumidores participantes dos programas de precificação dinâmica poderiam se

beneficiar explorando sua habilidade de responder a mudanças nos preços de mercado. Dessa forma, todos se beneficiariam de uma melhor performance de mercado.

- Como a *demand response* pode ser incorporada no desenho de mercado de maneira economicamente eficiente, sem subsídios cruzados?

O mecanismo mais direto pelo qual a *demand response* pode ser incorporada de maneira eficiente no desenho de mercado é através da combinação de precificação a preços de mercado e variabilidade de opções de escolha para os consumidores. Induzir a participação nos programas através do pagamento de subsídios não baseados em preços de mercado ou determinando uma carga obrigatória mínima de participação pode levar a subsídios cruzados e a ineficiências econômicas.

- Que melhorias na infra-estrutura tecnológica (ex: medição, comunicação) são necessárias para suportar a *demand response*, e como os custos associados serão recuperados?

Estruturas de precificação dinâmica precisam de tecnologias de medição em intervalos horários (hora a hora; dia a dia) e de comunicação para que as mudanças nos preços no mercado atacadista possam chegar aos consumidores finais. Os custos das tecnologias de medição e comunicação têm sido tipicamente recuperados por cobranças aos participantes do programa. Recentemente, nos estados da Califórnia e Washington, a instalação de medidores avançados tem sido financiada por todos consumidores, sejam eles participantes dos programas de precificação dinâmica ou pagantes de tarifa padrão. Enquanto os benefícios sociais e econômicos de ter alguma carga no mercado varejista sujeita à precificação dinâmica podem justificar a utilização de subsídios na instalação da tecnologia, colocar esses diretamente para os participantes dos programas pode prevenir contra subsídios cruzados.

Conclusão

Pelo que vimos até agora, fica evidente que a *demand response* tem um papel fundamental no desenho de mercado, principalmente no varejo. A atual falta de *demand response* leva a vários problemas nos mercados atacadistas competitivos incluindo picos de preço, problemas de confiabilidade do sistema, potencial aumento das oportunidades de se exercer poder de mercado e a necessidade de maior capacidade instalada.

Em um ambiente de mercado competitivo no atacado e no varejo, os mecanismos de *demand response* devem surgir naturalmente, sem a necessidade de incentivos não mercadológicos ou subsídios. Alguns consumidores irão voluntariamente escolher preços dinâmicos que variem de acordo com os preços no atacado (principalmente se eles puderem utilizar mecanismos de gerenciamento de risco para limitar seu risco) e as distribuidoras teriam incentivos econômicos para oferecê-los. Dessa forma, esses clientes teriam baixos custos de eletricidade durante grande parte do ano e seriam incentivados financeiramente a reduzirem seu consumo durante algumas poucas horas. Já as distribuidoras poderiam ofertar cargas com resposta a incentivos de preço no mercado atacadista, criando um mecanismo que incorpora a *demand response* no mercado atacadista.

As duas principais categorias de *demand response* presentes nos mercados de eletricidade são a precificação dinâmica e programas de redução de carga ou *demand bidding*. A precificação dinâmica aparece quase que naturalmente em ambientes competitivos de mercado, entretanto, para se alcançar uma maior penetração dessa estrutura de preços é necessário um incentivo estatal para que as empresas expandam suas tarifas padrão de modo a oferecerem uma variedade de estruturas de preço, incluindo algumas que contenham preços dinâmicos. As estruturas de preço disponíveis hoje (ex: *two-part RTP* para grandes clientes comerciais e indústrias e “preço crítico” *TOU* para clientes residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais) podem oferecer incentivos à *demand response* e ainda assim atender às preocupações regulatórias de recuperação de receitas e risco de preço. Esses programas de preço oferecem um link natural entre o mercado atacadista e o varejista. No entanto, uma

potencial barreira a disponibilizar os preços dinâmicos para todos os tipos de consumidores é a falta de medidores avançados, necessários para gravar o consumo e comunicar flutuações de preço.

A precificação dinâmica tem algumas vantagens quando comparada aos programas de redução de carga, incluindo as seguintes:

- Os consumidores pagam pelo que consomem a preços atrelados diretamente aos custos do mercado atacadista. Dessa forma, não ocorrem os problemas relacionados a medir as reduções de consumo.
- A *demand response* ocorre através dos contratos regulares entre os consumidores e seus fornecedores. Dessa forma, cai o custo contratual dessa modalidade.
- Os consumidores podem focar em sua atividade fim ao invés de se preocuparem em quanto ou quando devem vender sua eletricidade no mercado atacadista.

Já os programas de redução de carga ou *demand bidding* normalmente derivam de estruturas de mercado com grande regulação no varejo e com baixa presença de preços dinâmicos, que fazem com que o operador do sistema/regulador intervenha encorajando alguma forma de *demand response*. Esse é o caso da PJM, New York e New England. Entretanto, algumas questões surgem desse tipo de desenho de mercado:

- Quanto se deve pagar por reduções de carga?
- Como as reduções de carga serão medidas?
- Como o programa oferecido pelo operador do sistema/regulador se relaciona com os vários tipos de contrato entre consumidores e fornecedores?

Uma questão pouco abordada, mas que também pode trazer grande benefício é que a *demand response*, além de servir como um mecanismo de auxílio e ajuste nos casos de picos de preço no mercado atacadista, também pode incentivar o consumo nos momentos de vale.

Entretanto, nem tudo são benesses quando se fala de *demand response* e existem alguns riscos associados a sua adoção, como por exemplo:

- Aumento dos custos de transação tanto do operador/regulador quanto dos agentes envolvidos dada a malha financeira e contratual necessária.
- O incentivo ao “não consumo” não deve servir de como empecilho aos novos investimentos e ao desenvolvimento econômico.
- A necessidade do regulador não some (talvez até aumente) dada a grande possibilidade de distorções dos incentivos e comportamentos oportunistas que derivam da nova condição de mercado.

Esses argumentos, no entanto, não são contra a reforma da indústria nem contra a introdução da concorrência ou a adoção de programas de *demand response*. Eles apenas expõem a necessidade de formulação de uma transição e de uma reestruturação bem planejadas e seguras antes que quaisquer processos de privatização e mudanças de regime de propriedade sejam postos em prática.

Como se pôde observar ao longo do texto, utilizar a *demand response para* garantir ou melhorar a eficiência econômica, seja em termos de investimentos (capacidade instalada), alocação de recursos, repartição de renda e ganhos de produtividade e operação das empresas é uma empreitada complexa que requer supervisão, tanto de ordem privada quanto pública.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDERSON, E.; HU, X.; WINCHESTER, D.; *Forward contracts in electricity markets: The Australian experience*, Energy Policy, V.35, I.5, Maio 2007.
- BORENSTEIN, S.; JASKE, M.; ROSENFELD, A.. *Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets*, University of California Energy Institute, Outubro 2002.
- BRAITHWAIT, Steven. *Residential TOU Price Response in the Presence of Interactive Communications Equipment*, parte do livro *Pricing in Competitive Electricity Markets*, editado por FARUQUI, A. e EAKIN, K., Kluwer Academic Publishers, Boston, MA, 2000.
- BRAITHWAIT, S.; O'SHEASY, M. *RTP Customer Demand Response—Empirical Evidence on How Much Can You Expect*, parte do livro *Electricity Pricing in the Transition*, editado por FARUQUI, A. e EAKIN, K., Kluwer Academic Publishers, Boston, MA, 2002.
- BRAITHWAIT, S.; HANSEN, D.; O'SHEASY, M. *Retail Electricity Pricing and Rate Design in Evolving Markets*, Edison Electric Institute, Julho 2007.
- BRAITHWAIT, S.; KIRSCH, L.; “Incentives and Rate Designs for Efficiency and Demand Response” – CA Energy Consulting, Apresentação para DRRC/CEC Workshop , Janeiro 2006. Disponível em: (<http://drcc.lbl.gov/pubs/caec-1-31-06.ppt>)
- CAUSEY, Warren. *Waiting for the Call*, parte integrante da edição *Electric Perspectives JAN/FEV 1999*, Edison Electric Institute. Disponível em: (http://findarticles.com/p/articles/mi_qa3650/is_199901/ai_n8835983/)
- EAKIN, K.; FARUQUI, A.. *Pricing Retail Electricity: Making Money Selling a Commodity*, parte do livro *Pricing in Competitive Electricity Markets*, editado por FARUQUI, A. e EAKIN, K., Kluwer Academic Publishers, Boston, MA, 2000.
- FARUQUI, A.; HLEDIK, R.; TSOUKALIS, J.; *The Power of Dynamic Pricing*, The Electricity Journal, V.22, I.3, Abril 2009
- GEORGE, S.; FARUQUI, A. *The Economic Value of Market-based pricing for Small Consumers*. Apresentação para a California Energy Commission, Março 2002.
- GOLDMAN, C.; HEFFNER, G.; BARBOSE, G.. *Customer Load Participation in Wholesale Markets: Summer 2001 Results, Lessons Learned and “Best Practices”*, Lawrence / Berkeley Laboratory, Fevereiro 2002.
- GOLDMAN, C.; *Demand Response: Issues and Challenges*, Apresentação para FERC Demand Response Technical Conference, Janeiro 2006.

HIRSH, Richard. Livro *Power Loss: The Origins of Deregulation and Restructuring in the American Electric Utility System*. Cambridge, MA: MIT Press. 2000.

HIRST, Eric; KIRBY, Brendan. *Retail-Load Participation in Competitive Wholesale Electricity Markets*, Edison Electric Institute, Janeiro 2001.

HIRST, Eric. *Barriers to Price-Responsive Demand in Wholesale Electricity Markets*, Edison Electric Institute, Junho 2002.

HOGAN, William. *Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms*, Journal of Regulatory Economics volume 21, P103–132, Janeiro 2002.

HOGAN, William. *Electricity Market Design and Structure: Working Paper on Standardized Transmission Service and Wholesale Electric Market Design*, Federal Energy Regulatory Commission, Abril 2002.

KAHN, Alfred. *The Adequacy of Prospective Returns on Generation Investments under Price Control Mechanisms*, The Electricity Journal volume 15 P.37-46, Março 2002.

KIESLING, Lynne. *Retail Electricity Deregulation: Prospects and Challenges for Dynamic Pricing and Enabling Technologies* Northwestern University 2007.

NAKAMURA, M.; NAKASHIMA, T.; NIIMURA, T.; *Electricity markets volatility: estimates, regularities and risk management applications*, Energy Policy, V.34, I.14, Setembro 2006

PIRES, José Claudio; PICCININI, Maurício. *Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico*, Revista do BNDES, v.9, n.6. Junho 1998.

ROCHLIN, Cliff. *Is Electricity a Right?* The Electricity Journal volume 15 P.31-36, Março 2002.

RUFF, Larry. *Economic Principles of Demand Response in Electricity*, Edison Electric Institute, Setembro 2002.

SIOHANSI, F.; *Competitive Electricity Markets: Questions Remain about Design, Implementation, Performance*, The Electricity Journal V.21, I .2, Março 2008

US DEPARTMENT OF ENERGY, *A Primer on Electric Utilities, Deregulation, and Restructuring of U.S. Electricity Markets*, DOE, Maio 2002.

US DEPARTMENT OF ENERGY, *Report to US Congress Pursuant to Section 1252 of Energy Policy Act of 2005*, DOE, Fevereiro 2006.

Demand Response Research Center website - <http://drcc.lbl.gov/>

Official Nebraska Government website -<http://www.neo.ne.gov/statshtml/glossarya.htm>

PGE website - <http://www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates/demandresponse/>