

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

HELDER WILSON AMADE SOUSA

UTILIZAÇÃO DE PROGRAMAS DE REAÇÃO DA DEMANDA COMO
ALTERNATIVA À NECESSIDADE DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA
COMPLEMENTAR PARA GARANTIA DO SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Brasília

2013

HELDER WILSON AMADE SOUSA

UTILIZAÇÃO DE PROGRAMAS DE REAÇÃO DA DEMANDA COMO
ALTERNATIVA À NECESSIDADE DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA
COMPLEMENTAR PARA GARANTIA DO SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Departamento
de Economia da Universidade de Brasília
para obtenção do Título de Mestre em
Regulação e Gestão de Negócios.

Área de concentração: Regulação

Orientador:

Ivan Marques de Toledo Camargo

Brasília

2013

Ficha Catalográfica

SOUSA, Helder Wilson Amade

Utilização de Programas de Reação da Demanda como Alternativa à Necessidade de Geração Térmelétrica Complementar para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica [Distrito Federal] 2013.

x, 88p., 210 x 297 mm (CERM/FACE/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília).

Departamento de Economia

- | | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| 1. Reação da Demanda | 2. Resposta da Demanda |
| 3. Participação da Demanda | 4. Segurança Energética |
| 5. Suprimento de Energia Elétrica | 6. Emissão de Gases de Efeito Estufa |
| 7. Regulação do Setor Elétrico | |

Referência Bibliográfica

SOUSA, HELDER W. A. (2013). Utilização de Programas de Reação da Demanda como Alternativa à Necessidade de Geração Térmelétrica Complementar para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado em Regulação, Centro de Estudos em Regulação de Mercados, Universidade de Brasília, Brasília-DF, 88p.

Cessão de Direitos

AUTOR: Helder Wilson Amade Sousa

TÍTULO: Utilização de Programas de Reação da Demanda como Alternativa à Necessidade de Geração Térmelétrica Complementar para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica.

GRAU: Mestre

ANO: 2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Agradecimentos

À minha esposa Cláudia, que sempre esteve ao meu lado apoiando minhas decisões e tendo paciência nos momentos de concentração total. E também pela quase que total compreensão pela minha ausência em determinados eventos, principalmente nos finais de semana e nas férias de março.

Aos meus queridos e amados pais, Maria Júlia e Nilson, que sempre acreditaram em mim e me proporcionaram todo o suporte para que eu pudesse alcançar meus objetivos.

Ao meu irmão, Dr. Denilson, pela amizade e ajuda na revisão do texto.

Aos meus amigos da equipe Abrace pelo apoio e pelas discussões que resultaram em ideias muito produtivas, fundamentais para o meu estudo. Agradeço principalmente ao amigo e chefe Paulo Pedrosa, que confiou no meu trabalho e foi o responsável por eu ter ingressado no mestrado.

Aos amigos participantes dos grupos de trabalho da Abrace, em especial ao Fábio Luis Heineck, da Gerdau, pelo compartilhamento de sua experiência e pelas sugestões para aperfeiçoamento do trabalho; e ao Wagner da Silva Lima, da Votorantim Metais, pela imensa ajuda na compreensão do mundo da indústria e pelas excelentes dicas e sugestões para o aperfeiçoamento do trabalho.

Aos colegas Michael Caufield e Walter Broackway, ambos da Alcoa, pelas discussões sobre os programas de reação da demanda dos Estados Unidos, e ao CEM e CEA, Fred Schoeneborn, pela motivação e disposição para me ajudar nos estudos.

Ao professor Dr. Ivan Camargo, por ter me acolhido e me orientado justamente num momento bastante tumultuado de sua vida profissional.

Resumo

Desde o racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil no início dos anos 2000, o governo tem adotado medidas de precaução para garantir a segurança energética do País. A criação dos procedimentos operativos de curto prazo, para controle rigoroso dos níveis dos reservatórios brasileiros, permitiu ao operador do sistema elétrico despachar termelétricas sem considerar qualquer critério econômico. O custo decorrente da geração de energia elétrica complementar para garantir a segurança energética do Brasil chegou a quase R\$10 bilhões. Praticamente a totalidade desse custo foi arcada pelos consumidores por meio da componente Segurança Energética do Encargo de Serviços do Sistema. Apesar de terem gerado 28% da energia elétrica, por razão de segurança energética, as termelétricas a óleo combustível e a óleo diesel foram responsáveis por 60% dos custos associados a esse despacho.

Tendo como objetivo o aumento da eficiência econômica da operação do sistema interligado, o presente trabalho propõe a criação de um programa de reação da demanda em que as unidades consumidoras teriam incentivos financeiros para reduzir seu consumo em períodos de hidrologia desfavorável e, assim, possam contribuir com a segurança do suprimento de energia elétrica. Focando na geração a óleo combustível e a óleo diesel, apresenta-se uma análise de todo o histórico de geração termelétrica por razão de segurança energética. Ao se estimar um mercado potencial de reação da demanda, é possível conhecer quais seriam os benefícios energéticos, econômicos e ambientais se todo despacho dessas usinas altamente poluentes fosse substituído pela reação da demanda.

Mesmo considerando a recente mudança no mercado de energia elétrica, a partir da qual a aversão ao risco foi incorporada na formação do preço de curto prazo, acredita-se que ainda deverá haver despacho complementar para garantir a segurança do suprimento, independentemente da razão que o governo queira atribuir a ele. Além disso, o trabalho mostra que a reação da demanda pode ser uma aliada do governo no enfrentamento dos desafios futuros da operação do sistema elétrico brasileiro decorrentes da redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios.

Finalmente, conclui-se que a construção de ferramentas que tenham como foco o lado da demanda deveria fazer parte da política energética do Brasil, de forma a contribuir para se alcançar uma eficiência econômica que resulte no fornecimento de uma energia elétrica confiável e segura a toda sociedade brasileira, a preços competitivos.

Abstract

Since the electricity rationing took place in Brazil in the early 2000s, the government has taken precaution measures to guarantee the safety of the electricity supply. The designing of the short term operative procedures, as to rigorously control the level of Brazilian reservoirs, has allowed the system operator to dispatch thermoelectric power plants without taking into account any economic criteria of the generation stack. The costs associated with the electricity generated to guarantee the supply safety have reached almost R\$10 billion. Practically the totality of these costs has been paid by the electricity consumers through the component “Segurança Energética” (supply safety) of the “Encargo de Serviços do Sistema” (system services charge). Although the oil fuel and diesel power plants have generated 28% of the electricity associated with the supply safety, they were responsible for 60% of the costs.

Aiming at increasing the economic efficiency of the interconnected system operation, this work proposes the creation of demand response programs in which the consumers would have incentives to lower their electricity consumption during unfavorable hydrologic periods and therefore could contribute to the electricity supply safety. An analysis of the whole generation history regarding the supply safety is presented, with focus on the oil fuel and diesel generations. By estimating the potential market of the demand response, it is possible to know which would have been the energy, the economic, and the environmental benefits if all the oil fuel and diesel generation had been replaced by the demand response.

Even considering the recent changes in the Brazilian electricity market, with the insertion of risk aversion to the spot price making, it is believed it will still be necessary to dispatch thermoelectric power plants to guarantee the supply safety, regardless the dispatch type the government wishes to ascribe to it. Furthermore, this study shows the demand response can be an ally of the government in dealing with the future challenges of the system operation as a consequence of the reduction in reservoir capacity.

Finally, it is concluded that the construction of tools focusing on the demand side should be part of the Brazilian energy policy, helping to achieve an economic efficiency that results in a reliable and safe supply of electricity to the Brazilian society, with competitive prices.

Lista de ilustrações

Figura 1 - Curva de oferta real do sistema operado por uma RTO da costa leste dos EUA .	17
Figura 2 – Classificação dos programas de reação da demanda	22
Figura 3 – Curva de carga normalizada representativa dos consumidores conectados ao nível de tensão A4 (13,8 mil Volts) atendidos pela distribuidora Eletropaulo em dia útil.....	24
Figura 4 - Histórico do Encargo de Serviços do Sistema (* até julho)	41
Figura 5 - Histórico de ESS-SE mensal em R\$/MWh.....	44
Figura 6 - Relação entre a participação do mercado potencial e das horas necessárias para que o despacho de óleo combustível e óleo diesel, por razão de segurança energética, tivesse sido evitado (2008)	54
Figura 7 - Relação entre a participação do mercado potencial e das horas necessárias para que o despacho de óleo combustível e óleo diesel, por razão de segurança energética, tivesse sido evitado (2010)	55
Figura 8 - Relação entre a participação do mercado potencial e das horas necessárias para que o despacho de óleo combustível e óleo diesel, por razão de segurança energética, tivesse sido evitado (2012)	55
Figura 9 - Relação entre a participação do mercado potencial e das horas necessárias para que o despacho de óleo combustível e óleo diesel, por razão de segurança energética, tivesse sido evitado (2013)	56
Figura 10 – Novo rol de programas de reação da demanda proposto	59

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Compilação da geração termelétrica por razão de segurança energética.....	48
Tabela 2 – Comparativo de geração e encargo total por tipo de combustível	50
Tabela 3 - Custo Variável Unitário das usinas que geraram por segurança pelo menos uma vez	51
Tabela 4 – Comparativo entre o despacho por ESS-SE e o consumo total do ACL.....	52
Tabela 5 – Mercado potencial (consumo e quantidade de unidades consumidoras)	53
Tabela 6 - Exemplo hipotético de um portfólio de participantes do Reação Energética.....	60

Lista de abreviatura e siglas

ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica
BGE - *Baltimore Gas and Electric* (Estados Unidos)
CAR - Curva de Aversão ao Risco
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEEP - *Center for Energy, Economic and Environmental Policy*
CMO - Custo Marginal de Operação
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CO₂ - Dióxido de carbono (gás carbônico)
CPP - *Critical Peak Pricing*
CRE - Custo da Reação Energética
CVU - Custo Variável Unitário
DOE - *Department of Energy* (Estados Unidos)
DMS - *Demand Side Management*
DPCR5 - *Distribution Price Control Review 5* (Reino Unido)
DSO - *Distribution System Operator* (utilizado na Europa)
E-DBP - *Electric Schedule Demand Bidding Program* (Estados Unidos)
EDF - *Électricité de France* (França)
EDP - *Extreme Day Pricing*
EDP-CPP - *Extreme Day Pricing CPP*
Enel - *Enel Distribuzione S.p.A.* (Itália)
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga
ESS - Encargo de Serviços do Sistema
ESS-RE - Encargo de Serviços de Reação Energética
ESS-SE - Encargo de Serviços de Segurança Energética
FERC - *Federal Energy Regulatory Commission* (Estados Unidos)
Fingrid - *Fingrid Oyj* (Finlândia)
GCE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
IEA - *International Energy Agency*
IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*
IPDO - Informativo Preliminar Diário da Operação

IRC - *ISO/RTO Council* (Estados Unidos)
ISO - *Independent System Operator* (utilizado nos EUA)
NYISO - *New York Independent System Operator* (Estados Unidos)
MME - Ministério de Minas e Energia
Ofgem - *Office of Gas and Electricity Markets* (Reino Unido)
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PG&E - *Pacific Gas e Electric Company* (Estados Unidos)
PJM - *Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection* (Estados Unidos)
PLD - Preço de Liquidação de Diferenças
PMO - Programa Mensal da Operação
PNMC - Política Nacional sobre Mudança Climática
POCP - Procedimento Operativo de Curto Prazo
Proret - Procedimentos de Regulação Tarifária
PTR - *Peak Time Rebate*
RTO - *Regional Transmission Organization* (utilizado nos EUA)
RTP - *Real Time Pricing*
SIN - Sistema Interligado Nacional
STOR - *Short Term Operating Reserves Program* (Reino Unido)
TOU - *Time of Use*
TSO - *Transmission System Operator* (utilizado na Europa)
UC - Unidade Consumidora

Sumário

1.	INTRODUÇÃO	12
2.	GESTÃO PELO LADO DA DEMANDA	16
2.1	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	18
2.2	REAÇÃO DA DEMANDA.....	18
2.2.1	<i>Programas Baseados em Preços (não despacháveis)</i>	22
2.2.1.1	<i>Time of Use (TOU)</i>	23
2.2.1.1.1	Tarifa Branca.....	25
2.2.1.1.2	Bandeiras Tarifárias.....	25
2.2.1.2	<i>Critical Peak Pricing (CPP)</i>	26
2.2.1.3	<i>Peak Time Rebate (PTR)</i>	27
2.2.1.4	<i>Extreme Day Pricing (EDP)</i>	27
2.2.1.5	<i>Extreme Day CPP (ED-CPP)</i>	27
2.2.1.6	<i>Real Time Pricing (RTP)</i>	27
2.2.2	<i>Programas Baseados em Incentivos (despacháveis)</i>	28
2.2.2.1	<i>Leilão de Demanda</i>	29
2.2.2.2	<i>Controle Direto da Carga</i>	30
2.2.2.3	<i>Interruptibilidade</i>	30
2.2.2.4	<i>Emergencial</i>	30
2.2.2.5	<i>Mercado de Capacidade</i>	31
2.2.2.6	<i>Mercado de Serviços Ancilares</i>	31
2.2.3	<i>Experiência internacional</i>	32
2.2.3.1	<i>Estados Unidos</i>	33
2.2.3.2	<i>Europa</i>	34
2.2.3.3	<i>Chile</i>	37
2.2.4	<i>Análise crítica dos programas de Reação da Demanda</i>	38
3.	ENCARGO DE SERVIÇOS DO SISTEMA	40
3.1	ENCARGO DE SERVIÇOS ANCILARES.....	41
3.2	ENCARGO DE SERVIÇOS DE RESTRIÇÃO DE TRANSMISSÃO	42
3.3	ENCARGO DE SERVIÇOS DE SEGURANÇA ENERGÉTICA	42
3.3.1	<i>Distorções decorrentes do ESS Segurança Energética</i>	44
3.3.2	<i>Recentes mudanças na formação do preço</i>	45
3.3.3	<i>ESS-SE versus Reação da Demanda</i>	46
4.	PROPOSTA ALTERNATIVA PARA GARANTIR A SEGURANÇA ENERGÉTICA DO SIN	47
4.1	HISTÓRICO DE ESS-SE.....	48
4.2	ESTIMATIVA DO POTENCIAL DE REAÇÃO DA DEMANDA.....	52
4.2.1	<i>Mercado relativo ao ACL</i>	52
4.2.2	<i>Cenário conservador</i>	53
4.3	POTENCIAIS CUSTOS EVITADOS.....	56
4.4	PROGRAMA BRASILEIRO DE REAÇÃO DA DEMANDA.....	58
4.5	CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS	62
5.	CONCLUSÕES.....	65
	REFERÊNCIAS	67
	ANEXO	73

1. Introdução

A confiabilidade da operação de um sistema elétrico depende do equilíbrio perfeito entre a oferta e a demanda, em tempo real. Uma interrupção repentina do fornecimento de energia elétrica e em grandes proporções, seja ela causada por um problema em um gerador ou por falha numa linha de transmissão ou subestação, pode desequilibrar o sistema e causar um colapso generalizado, o que também pode ocorrer devido a variações extremas da carga.

No Brasil, a instituição responsável pela delicada tarefa de garantir o equilíbrio do Sistema Interligado Nacional (SIN¹) é o Operador Nacional do Sistema (ONS). Este é responsável pelo despacho centralizado de todas as usinas de geração de energia elétrica localizadas na Rede Básica², assim como pelo monitoramento da carga do SIN e dos níveis dos reservatórios dos quatro subsistemas³ elétricos do Brasil. Também é de responsabilidade do ONS, além do controle de cheias, do planejamento de reforços e expansão das redes, a definição do Custo Marginal de Operação (CMO), que é a base para a formação do preço *spot* do mercado de curto prazo.

A manutenção de uma operação equilibrada se torna um desafio ainda maior para o caso brasileiro, cuja extensão das linhas de transmissão do SIN supera os 100 mil quilômetros. A isso, acrescenta-se ainda o fato de o Brasil, conhecido pela predominância de geração hidrelétrica, ter reduzido, ano após ano, sua capacidade de regularização dos reservatórios. Ao abandonar a construção de usinas hidrelétricas com reservatórios, o Brasil compromete sua capacidade de produção de energia elétrica a um custo competitivo, principalmente nos momentos de escassez de chuvas. Para manter os níveis dos reservatórios sob controle, é necessário suprir boa parte da demanda a partir da energia elétrica proveniente de usinas termelétricas, cujo custo operacional chega a ser superior a mil reais por megawatt-hora (MWh), como é o caso de usinas a óleo diesel. Além do custo de produção ser, em alguns casos, dez vezes superior ao da geração de energia elétrica a

¹ Instalações responsáveis pelo suprimento de energia elétrica a todas as regiões do país, interligadas eletricamente (ONS, 2009a).

² Integram a Rede Básica do SIN as instalações de transmissão que atendem aos seguintes critérios: linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões.

³ Também chamado de submercado (do ponto de vista comercial), é uma região do sistema elétrico em que não subsistem restrições estruturais importantes de transmissão internamente às suas fronteiras. Por outro lado, distintos subsistemas são interligados entre si por redes de interconexão de capacidade de intercâmbio limitada e de caráter estrutural, isto é, limitações de natureza permanente em que não há justificativa econômica para se promover a expansão da respectiva interligação (Souza, 2010).

partir da água, as termelétricas emitem na atmosfera grandes quantidades de carbono e outros componentes altamente poluentes.

No dia 1º de fevereiro de 2012, sob condição hidrológica favorável, 94,04% da demanda por energia elétrica do Brasil, que nesse dia foi de 63.063 MW médios⁴, foi suprida por meio da geração hidrelétrica, enquanto que apenas 2,46% dela foi atendida por geração termelétrica. Cerca de oito meses depois, as condições hidrológicas do Brasil começaram a preocupar o ONS, que então deu início à geração termelétrica para poupar água e, assim, manter os níveis dos reservatórios do Brasil em patamares que contribuíssem para minimizar o risco de desabastecimento de energia elétrica. No dia 1º de dezembro de 2012, quase todas as usinas termelétricas existentes no Brasil estavam operando a todo vapor. Embora a demanda média nesse dia tenha sido 10,36% inferior à demanda média verificada no dia 1º de fevereiro do mesmo ano, a geração hidrelétrica foi responsável pelo atendimento de 75,60% da demanda, enquanto que a geração termelétrica, mais cara e poluente, contribuiu com a produção de 20,13% da eletricidade demandada pelo Brasil. Apenas no mês de dezembro de 2012, o custo total da geração termelétrica adicional, para garantir o suprimento de energia elétrica do país, chegou a quase R\$1 bilhão.

Esse custo adicional, ou pelo menos grande parte dele, poderia ter sido evitado se o ONS adotasse modelos mais inteligentes de otimização da operação do SIN. Enquanto a filosofia clássica diz que toda a demanda requisitada deve ser atendida pela energia elétrica produzida, a nova filosofia estabelece que um sistema se torna mais eficiente quando mecanismos de gerenciamento focam também o lado da demanda e não apenas o da oferta (Albadi et al., 2007). A infraestrutura de transporte e geração de energia elétrica é dimensionada para atendimento da demanda máxima, mesmo que ela ocorra em apenas algumas horas do ano, geralmente quando temperaturas recordes são verificadas. Apesar de haver grande ociosidade e necessidade de investimentos adicionais, esse tem sido o modelo empregado no Brasil, cujo foco se restringe à expansão da oferta, deixando de lado oportunidades de redução de custos que a otimização do gerenciamento da demanda pode proporcionar ao sistema elétrico como um todo.

O presente trabalho explora uma das ferramentas de gestão pelo lado da demanda conhecida como *reação da demanda*. Esse tipo de mecanismo busca tanto a redução do consumo total de energia elétrica, por um determinado período, quanto o deslocamento do

⁴ “MW médio” é a unidade de medida empregada para designar tanto a geração média quanto o consumo médio. Se a demanda em determinado dia foi de 63.063 MW médios, significa que a energia consumida nesse dia foi 63.063 MW x 24 horas, ou seja, 1.513.512 MWh. Se a demanda de 63.063 MW fosse mantida ao longo de um ano, para conhecer a energia consumida no ano, bastaria multiplicar essa demanda pela quantidade de horas do ano; para conhecer a energia consumida em um mês, bastaria multiplicar essa demanda pela quantidade de horas do mês.

consumo no tempo, de forma a contribuir com a redução da ponta do sistema ou a evitar o colapso de sistemas sobrecarregados. Embora os programas de reação da demanda, na maioria dos países que os adotam, tenham como foco a confiabilidade do sistema no horário de ponta, este trabalho propõe a utilização de programas de reação da demanda como instrumento de otimização da operação para garantia do suprimento energético do País.

Como forma de avaliar a viabilidade da adoção desse tipo de programa no Brasil, o trabalho se concentra no histórico de despacho termelétrico por razão de segurança energética. Para isso, realiza-se uma análise pormenorizada do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) por razão de Segurança Energética, desde o início da sua vigência, 24 de dezembro de 2007, até o dia 31 de julho de 2013. Com base na geração média diária de cada usina termelétrica despachada por essa razão durante o período mencionado e nos seus respectivos custos variáveis, é possível avaliar o impacto, em termos de redução de custos e emissões, que programas de reação da demanda podem proporcionar.

A seção 2 do trabalho apresenta a fundamentação teórica dos mecanismos existentes de gestão pelo lado da demanda, focando na reação da demanda. Define-se sucintamente a eficiência energética e, em relação à reação da demanda, detalham-se os principais programas dessa natureza, separando-os entre os baseados em preços e aqueles baseados em incentivos financeiros. Alguns programas de reação da demanda baseados em incentivos e utilizados em diversas partes do mundo são apresentados. Por fim, os programas internacionais são analisados de forma a traduzi-los para serem empregados à realidade brasileira, mais especificamente para utilizá-los como alternativa à necessidade de geração termelétrica para garantia do suprimento de energia elétrica.

A seção 3 define o ESS e mergulha no componente *segurança energética*, destacando os motivos que levaram o governo a criar esse mecanismo adicional de segurança para o suprimento energético do País. Também são apresentados, em detalhe, os efeitos perversos decorrentes de sua utilização, assim como são expostas as recentes mudanças incorporadas ao modelo de formação de preço relativo à operação do sistema elétrico brasileiro e os impactos que elas possivelmente acarretarão ao despacho termelétrico por razão de segurança energética.

Uma análise de todo o histórico de despacho termelétrico por razão de segurança energética é realizada na seção 4, tanto em relação aos custos envolvidos quanto em termos energéticos e de emissões de gases de efeito estufa. Também é apresentada uma estimativa do potencial brasileiro de reação da demanda e a maneira como ele poderia ser utilizado para evitar o despacho termelétrico por razão de segurança energética. Nessa mesma seção, propõe-se um programa de reação da demanda que pode ser adotado no

Brasil como forma de contribuir com a garantia da segurança energética, assim como evitar emissões de gases de efeito estufa. Realiza-se também uma avaliação dos benefícios e das dificuldades inerentes à adoção de programas dessa natureza.

2. Gestão pelo Lado da Demanda

Criado durante a crise do petróleo de 1973 e apresentado publicamente pelo *Electric Power Research Institute* nos anos 1980, o termo *demand side management* (DSM), ou simplesmente *gestão pelo lado da demanda*, pode ser definido como uma alteração da energia demandada pelo consumidor por diversos métodos, como incentivos financeiros, sinais econômicos em horários específicos e até mesmo a conservação da energia por meio da educação (Balijepalli et al., 2011). Geralmente, o objetivo da gestão pelo lado da demanda envolve estimular o consumidor a reduzir seu consumo total de energia sem alterar seu conforto ou estimulá-lo a consumir cada vez menos energia para produzir a mesma quantidade de um bem; ela também tem o objetivo de fazer com que o consumidor utilize menos energia durante o horário de ponta ou desloque seu consumo de energia no tempo.

O gerenciamento da demanda no horário de ponta não necessariamente reduz o consumo total de energia, no entanto, pode contribuir para reduzir a necessidade de se investir no aumento da capacidade de carregamento das redes e subestações de transformação de tensão ou na construção de novas usinas de geração. Nos mercados de energia elétrica em que há competição, existe uma grande variedade de problemas, que podem ser resumidos em duas categorias (Nguyen et al., 2011): os baseados no mercado e aqueles baseados na rede. O principal desses problemas ocorre quando geradores e comercializadores enfrentam riscos financeiros causados pela volatilidade do preço de curto prazo do mercado atacadista. Os demais problemas ocorrem quando o operador do sistema⁵ necessita manter a confiabilidade do sistema durante o horário de ponta ou reduzir sua reserva de potência operativa nos momentos em que as redes estão operando no limite de sua capacidade. Historicamente, esses tipos de problemas têm sido solucionados considerando-se apenas um lado – o dos geradores –, que devem garantir uma margem de segurança do suprimento por estar sempre disponíveis para ser despachados quando solicitados, ou então, em sentido contrário, os geradores necessitam reduzir a produção de energia elétrica para que o sistema retorne à normalidade operativa.

Para que a estabilidade das redes de energia elétrica seja garantida, a demanda e a oferta desse insumo devem estar constantemente em equilíbrio. Tradicionalmente, os geradores são chamados a produzir eletricidade para atender ao aumento da demanda durante o horário de ponta. A gestão da demanda considera o outro lado da equação: ao invés de injetar mais energia na rede, esse tipo de mecanismo remunera aqueles

⁵ Na Europa o operador do sistema elétrico recebe o nome de *Transmission System Operator* (TSO) ou *Distribution System Operator* (DSO). Nos Estados Unidos ele recebe o nome de *Independent System Operator* (ISO) ou *Regional Transmission Organization* (RTO).

consumidores que reduzem seu consumo. Dependendo do custo de produção, é preferível pagar pela capacidade disponível por meio da gestão pelo lado da demanda, pois sua viabilidade econômica é tipicamente mais interessante do que a geração tradicional, principalmente em se tratando daquela fonte cujo custo marginal é bastante elevado. A Figura 1 ilustra a curva de oferta de diversas fontes, sendo que cada ponto representa uma usina real. A utilização de mecanismos de gerenciamento da demanda se torna mais atrativa quanto maior for o custo marginal, pois a partir de uma pequena redução da demanda, obtém-se uma significativa redução de custo.

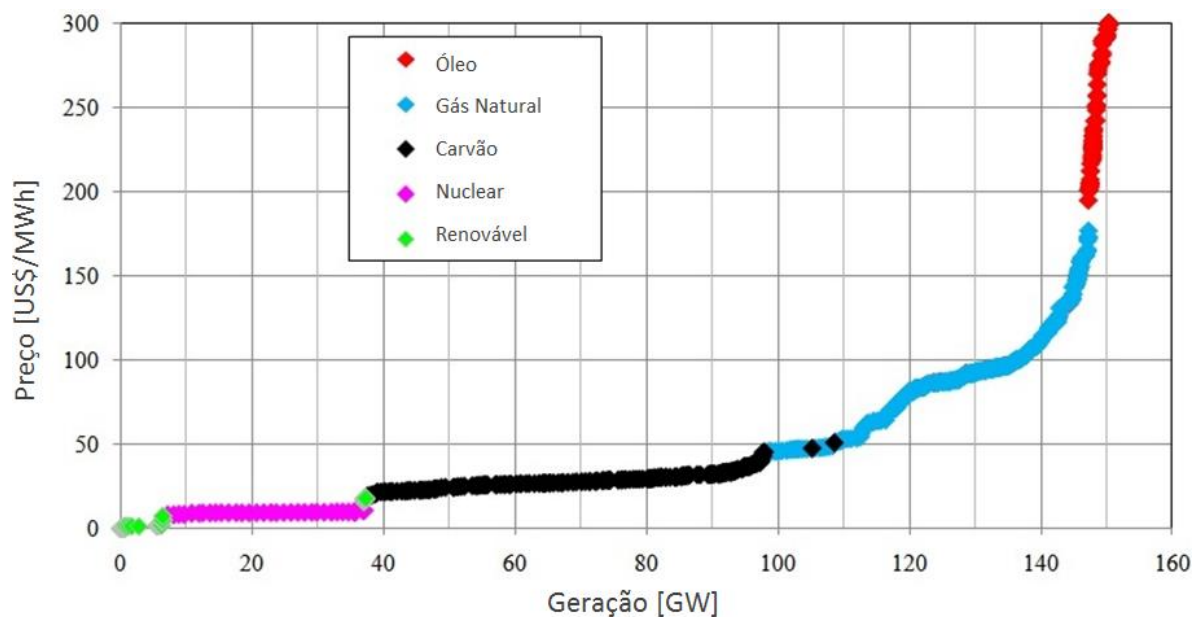


Figura 1 - Curva de oferta real do sistema operado por uma RTO da costa leste dos EUA

A gestão pelo lado da demanda permite que as unidades consumidoras, de qualquer classe de consumo, funcionem como uma “usina virtual de geração” de energia elétrica. Ao reduzir sua demanda por eletricidade voluntariamente, essas unidades consumidoras contribuem com a manutenção da estabilidade da rede, e elas são pagas para desempenhar esse importante papel. Esse mecanismo é conhecido como *reação da demanda*, que os operadores tratam como uma carga despachável que pode ser chamada a “gerar” quando necessário, seja para atendimento da ponta do sistema ou quando ocorre alguma contingência em linhas de transmissão ou subestações. Ou, ainda, para garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica, que é a proposta do presente trabalho. Na literatura, o conceito de “negawatt-hora” (NWh) é empregado como alternativa, pelo lado da demanda, à produção de megawatt-hora (MWh) (IEA DSM Programme, 2008).

A seguir são apresentados os dois principais mecanismos de gestão pelo lado da demanda: eficiência energética e reação da demanda. A eficiência energética é brevemente

definida e os principais programas de reação da demanda existentes na literatura disponível são detalhados, separando-os entre os baseados em preços e aqueles baseados em incentivos. Por fim, faz-se uma análise dos programas de reação da demanda adotados internacionalmente de forma a traduzi-los à realidade brasileira e, assim, contribuir com a otimização da operação do SIN, reduzindo os custos de operação e o risco de déficit.

2.1 Eficiência Energética

De forma sintética, eficiência energética significa consumir menos energia para realizar a mesma tarefa. Ou seja, a eficiência energética possibilita que um bem seja produzido a partir de um consumo energético inferior ao que era necessário para produzi-lo antes da “eficientização⁶” dos ativos necessários para sua produção ou depois de serem realizadas melhorias no processo de fabricação do bem, como consertos de vazamento de ar comprimido ou reconstrução do isolamento térmico de fornos. A “eficientização” também pode resultar da substituição de equipamentos antigos, e menos eficientes, por equipamentos mais novos e que consomem menos energia para realizar a mesma tarefa, como é o caso de sistemas de iluminação e de ar condicionado. Trata-se, portanto, de um tipo de reação da demanda em que o consumo total de energia é reduzido.

2.2 Reação da Demanda

A definição de reação da demanda mais utilizada na literatura foi sugerida pelo agente federal de regulação de energia dos Estados Unidos: FERC⁷. Segundo a FERC, “a reação da demanda pode ser definida como uma alteração no perfil padrão de consumo do usuário final de energia elétrica em resposta a alterações de preços da eletricidade ao longo do tempo. A reação da demanda também pode se dar a partir de incentivos financeiros estabelecidos com o objetivo de induzir a um menor consumo de energia elétrica em momentos cujo preço de mercado se encontra elevado ou quando o sistema elétrico está comprometido fisicamente devido a alguma contingência” (FERC, 2010).

Os mecanismos de reação da demanda buscam tanto a redução do consumo total de energia elétrica, por um determinado período, quanto um deslocamento do consumo no tempo, de forma a contribuir com a redução da ponta do sistema ou para evitar o colapso de

⁶ Termo utilizado para designar que determinado equipamento ou processo produtivo passou por melhorias em termos de desempenho energético que resultaram num consumo inferior ao verificado anteriormente à “eficientização”.

⁷ FERC – *Federal Energy Regulatory Commission*.

sistemas sobrecarregados. Os mecanismos de reação da demanda são utilizados considerando diversos aspectos:

- a) Do ponto de vista sócio-econômico-ambiental, são utilizados para:
 - a. Equilibrar o sistema elétrico;
 - b. Aperfeiçoar o mercado:
 - i. Reduzindo a volatilidade dos preços;
 - ii. Evitando falhas de mercado.
 - c. Reduzir a necessidade de expansão das redes;
 - d. Reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

- b) Do ponto de vista do consumidor, são utilizados para:
 - a. Reduzir custos com eletricidade;
 - b. Melhorar a confiabilidade do sistema;
 - c. Melhorar a qualidade do fornecimento.

Balijepalli et al. afirmam que “a reação da demanda pode reduzir a ponta do sistema no longo prazo e, assim, postergar a necessidade de investimentos em novas usinas de geração ou no aumento da capacidade de transporte das redes” (Balijepalli et al., 2011). O operador se beneficia da reação da demanda pelo aumento da confiabilidade da rede de transmissão, pois reduz-se a probabilidade de ocorrência de desligamentos forçados quando a reserva de capacidade considerada pelo operador atinge nível inferior ao desejado. Ao reduzir a demanda em momentos críticos, quando um gerador ou alguma linha de transmissão são repentinamente desconectados do sistema, por exemplo, a reação da demanda pode contribuir para que o sistema retorne aos níveis anteriores à ocorrência da contingência. Além do mais, mecanismos de reação da demanda permitem atingir a redução da carga necessária em menos de cinco minutos, enquanto usinas termelétricas a ciclo aberto, por exemplo, podem levar até oito horas para atingir a capacidade de geração desejada.

Nos mercados em que há operadores regionais, a reação da demanda pode contribuir com o gerenciamento de contingências na distribuição de energia elétrica, aliviando os problemas de limitação de transferência de potência, assim como pode aliviar a sobrecarga de subestações. Também pode simplificar a gestão das faltas e, assim, aprimorar a qualidade do fornecimento.

Mecanismos de reação da demanda também têm sido adotados para fazer frente aos efeitos colaterais causados pela conexão de novas tecnologias à rede, como é o caso da

*geração distribuída*⁸ e de *fontes intermitentes*⁹. No mundo, em média, para cada 100 MW instalados de capacidade de geração eólica, são necessários outros 30 MW de fontes térmicas e despacháveis para serem utilizadas como *backup* nos momentos em que não há vento. Em algumas regiões da Europa são necessários 80 MW de fonte térmica para cada 100 MW de eólica. Neste sentido, quando não se tem um histórico confiável do regime de ventos ou quando há uma inconstância substancial dos ventos, a reação da demanda pode ser uma alternativa menos onerosa e cuja resposta pode ser até mais eficiente do que o despacho tradicional de usinas térmicas que utilizam combustível fóssil.

Por outro lado, há mercados em que durante o período de abundância de vento, também há excesso de geração. Balijepalli et al. colocam que “a redução da geração eólica torna-se ineficiente para o gerador dessa fonte, pois estende o prazo para a remuneração do capital investido. Assim, a reação da demanda pode ser utilizada em sentido contrário, aumentando a demanda em momentos como esse” (Balijepalli et al., 2011).

A reação da demanda pode ser classificada de diversas formas:

- a) Pela velocidade da resposta:
 - a. Rápida, sendo iniciada em segundos ou em até poucos minutos, e ativada automaticamente;
 - b. Lenta, sendo iniciada de alguns minutos a uma hora, e ativada conforme o preço da energia no mercado, automática ou manualmente.

- b) Pela duração da resposta:
 - a. Curta, de segundos a minutos;
 - b. Longa, de uma hora a vários dias.

- c) Pelo tipo da carga:
 - a. Industrial (pequeno, médio ou grande consumidor);
 - b. Comercial (shopping centers, supermercados, grandes lojas);
 - c. Residencial (ar condicionado, calefação);

⁸ Mais conhecida pelo termo em inglês *net metering*, a geração distribuída de pequeno porte se refere à energia elétrica produzida a partir de equipamentos instalados em residências, como painéis solares e pequenas turbinas eólicas. Essa pequena quantidade de energia elétrica produzida é injetada na rede e o consumidor que a produz recebe desconto em sua fatura de consumo de energia elétrica, podendo até, se a quantidade produzida for maior que a consumida, ter uma receita. No Brasil, embora o consumidor possa ter um desconto de até 100% em sua conta, não há previsão para ser remunerado caso sua produção seja superior ao consumo (Aneel, 2012c). A geração distribuída de grande porte está associada à energia produzida pelas indústrias, chamada de cogeração.

⁹ Fontes intermitentes são aquelas cuja geração de energia elétrica depende de condições ambientais e que está fora do controle do homem, como o vento, que é o “combustível” para a geração eólica. Este termo, embora também enquadre a geração distribuída, refere-se à geração em grande escala.

- d. Outros (metrô, veículos elétricos).
- d) Pelo tipo de controle:
 - a. Com base em preços de mercado (automática ou manualmente);
 - b. Com base em contratos com o operador ou distribuidor (automática ou manualmente);
 - c. Emergencial (automaticamente) - exemplo brasileiro: ERAC¹⁰.
- e) Pelo tipo da resposta:
 - a. Redução da carga;
 - b. Deslocamento da carga;
 - c. Aumento da carga.

A grande variedade de opções e esquemas de reação da demanda existente atualmente e empregada principalmente pelos Estados Unidos apenas se tornou realidade com o advento das *smart grids*, ou redes inteligentes. Elas estão contribuindo para moldar a indústria de energia elétrica do futuro (Rahimi et al. (2010a), que será desenvolvida no sentido de proporcionar uma melhor utilização dos ativos, resultando numa demanda máxima próxima à demanda média, enquanto mantém a confiabilidade da operação dos sistemas.

Associada às redes inteligentes, a interação bidirecional entre a operação dos mercados atacadista e varejista tem evoluído ano após ano. A provável abundância da reação da demanda, das fontes renováveis e da geração distribuída, empregada aos níveis de tensão da distribuição, tem uma implicação direta na operação da transmissão e no mercado atacadista. Novas ferramentas de comunicação e tecnologias da informação possibilitam transformar os impactos potencialmente hostis das novas fontes de geração em produtos úteis e controláveis, em favor dos operadores e, logo, da confiabilidade e estabilidade dos sistemas.

Encontra-se na literatura uma infinidade de classificação para os programas de reação da demanda adotados em todas as partes do mundo. A classificação apresentada a seguir é uma adaptação das classificações encontradas na literatura, principalmente em Albadi et al. (2007), Balijepalli et al. (2011) entre outros.

¹⁰ ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga: é um sistema especial de proteção específico para corte de carga por subfrequência e/ou taxa de variação de frequência (ONS, 2009b).

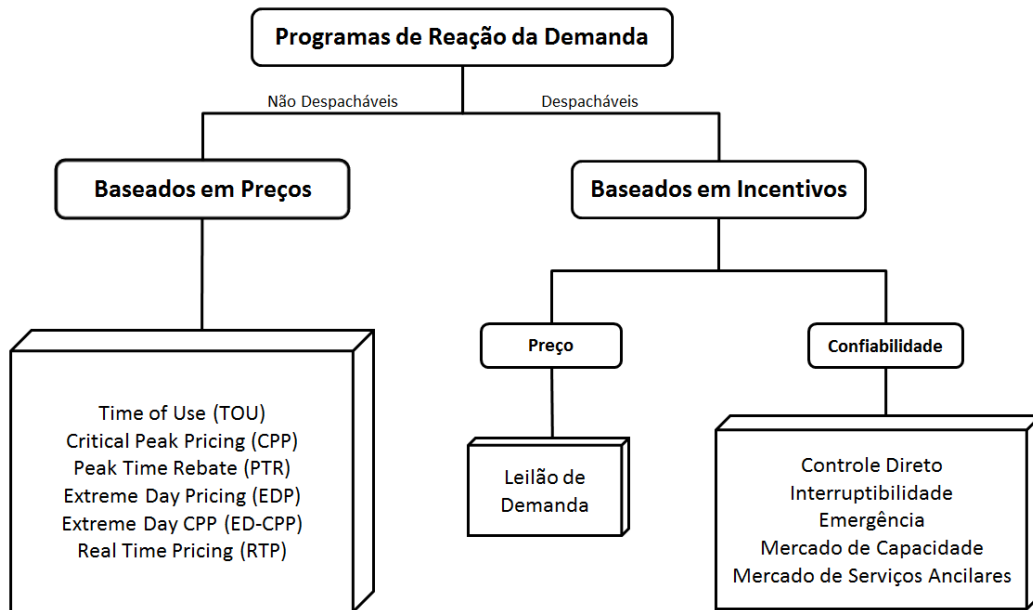


Figura 2 – Classificação dos programas de reação da demanda

A seguir são apresentados alguns dos principais programas de reação da demanda adotados em mercados de energia elétrica mundiais. Também é realizada uma análise paralela em que são destacados os programas de reação da demanda existentes atualmente no Brasil. Posteriormente, são apresentados exemplos práticos de programas de reação da demanda adotados nos Estados Unidos, Europa e Chile. Por fim, é realizada uma análise crítica dos programas existentes e de que forma o exemplo internacional poderia inspirar a adoção de mecanismos dessa natureza no âmbito doméstico.

2.2.1 Programas Baseados em Preços (não despacháveis)

Os programas de reação da demanda baseados em preços são desenhados de forma que a utilização dos ativos presentes no sistema elétrico seja otimizada, eliminando-se os picos e preenchendo-se os vales da curva de demanda do sistema em questão. Esses programas são construídos com base na elasticidade-preço da demanda: quando o preço sobe, a demanda cai e a oferta aumenta. A sinalização econômica dada por meio da tarifa busca refletir a condição de curto prazo do sistema, tanto em termos de capacidade de transferência e/ou transformação de eletricidade quanto em termos energéticos, que se refere à capacidade de produção de energia elétrica pelas variadas fontes disponíveis.

Apesar de a energia elétrica ser considerada um bem inelástico, por ser essencial, um consumidor elástico tende a deslocar ou reduzir seu consumo até que os preços retornem aos níveis em que ele está disposto a pagar. Por outro lado, um consumidor inelástico arca

com o custo até um determinado patamar a partir do qual vale mais a pena investir em um substituto energético, como o gás natural ou até mesmo o óleo diesel.

Esses programas são chamados de “não despacháveis” porque cabe à unidade consumidora responder à sinalização que a ela foi dada a partir de regras estáticas e pré-definidas. Diferentemente dos programas de reação da demanda baseados em incentivos, em que os consumidores são chamados a reduzir sua carga, nos programas baseados em preços, a opção por consumir menos ou por deslocar o consumo no tempo é tomada unilateralmente pelo usuário.

A seguir são apresentados alguns programas de reação da demanda baseados em preços.

2.2.1.1 *Time of Use (TOU)*

Esse tipo de programa de reação da demanda consiste na precificação da capacidade ou da energia consumida durante diferentes blocos de tempo (Santos, 2011). Essa diferenciação da cobrança pode ser horária, quando considerado apenas um dia, mas também podem ocorrer cobranças distintas dependendo do dia da semana ou do período do ano. Um estudo desenvolvido por Sousa utilizou a elasticidade-preço da demanda de várias classes de consumo para mostrar que há inúmeras possibilidades de arranjos associados aos programas do tipo TOU, por meio da criação de variados postos tarifários a partir dos quais os consumidores respondem aos sinais indicados por cada posto, em associação ao momento de maior carregamento de determinado sistema (Sousa, 2009). O desenho mais simples do esquema de tarifação do tipo TOU é aquele cuja sinalização horária considera apenas dois postos tarifários: ponta e fora ponta. O preço (ou tarifa) no horário de ponta é maior do que aquele no horário fora ponta. O objetivo da sinalização econômica é estimular o usuário a deslocar seu consumo no tempo para evitar que seja necessário investir em aumento de capacidade da rede ou da subestação de transformação de tensão.

Programas de reação da demanda do tipo TOU têm sido amplamente empregados nos mercados de energia elétrica de todas as partes do mundo. No Brasil, sua utilização foi iniciada em 1988 com a criação da estrutura tarifária horossazonal (Santos, 2011), a partir da qual foram estabelecidas a sinalização horária (posto tarifário ponta e posto fora ponta) e a sinalização sazonal (período úmido e seco¹¹). Entretanto, a última alteração na estrutura tarifária promovida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), regulador brasileiro, em 2011, resultou na extinção do sinal sazonal da tarifa, por se entender que tal sinalização

¹¹ O período seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril.

não apresentava mais os benefícios verificados quando as características do setor elétrico brasileiro eram distintas das atuais.

A resposta do consumidor frente à sinalização dada pela tarifa do tipo TOU pode ser observada a partir da curva de carga apresentada na Figura 3.

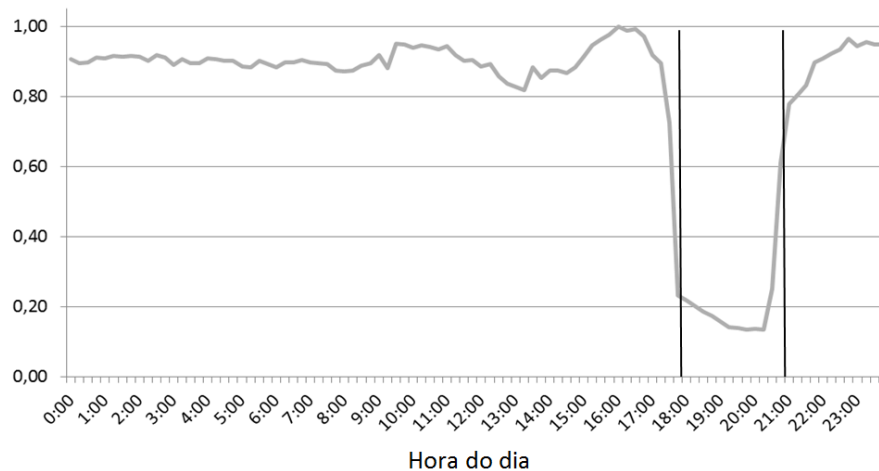


Figura 3 – Curva de carga normalizada representativa dos consumidores conectados ao nível de tensão A4 (13,8 mil Volts) atendidos pela distribuidora Eletropaulo em dia útil¹²

Diante do sinal econômico dado pela tarifa de energia elétrica no horário de ponta, que no momento do estabelecimento da curva de carga era superior a seis vezes o sinal dado pela tarifa de energia no horário fora de ponta, percebe-se uma redução bastante expressiva da utilização da rede no horário de ponta, compreendido entre 18h e 21h. Isso significa que esses consumidores deslocaram seu consumo para outro horário ou, então, substituíram a eletricidade por outro insumo energético.

As tarifas do tipo TOU adotadas no Brasil apenas são aplicadas aos consumidores conectados à alta tensão (acima de 2,3 mil Volts (kV)) e submetidos às modalidades tarifárias Azul¹³ e Verde¹⁴. Isso significa que os consumidores conectados à baixa tensão, mesmo tendo grande responsabilidade pela formação da ponta do sistema, têm uma tarifa estática que não varia no tempo e, portanto, não recebem estímulos econômicos para utilizar a rede de forma eficiente. Entretanto, na mesma oportunidade em que a Aneel extinguiu a sinalização sazonal da estrutura tarifária, também criou uma nova modalidade tarifária para os consumidores conectados à baixa tensão. A chamada tarifa Branca, que é

¹² (Aneel, 2012a).

¹³ Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A (alta tensão), caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (Aneel, 2011).

¹⁴ Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência (Aneel, 2011).

detalhada na próxima seção, possibilitará ao pequeno consumidor responder a um sinal horário de forma a contribuir com a otimização da utilização das redes.

2.2.1.1.1 Tarifa Branca

A tarifa Branca é uma modalidade tarifária com sinalização horária do tipo TOU, exclusiva aos consumidores da baixa tensão. Ela é formada por três postos tarifários: ponta – três horas consecutivas, geralmente entre 18h e 21h; intermediário – uma hora anterior ao horário de ponta e uma hora logo após; fora ponta – demais horas do dia.

A adesão à nova modalidade tarifária pelos consumidores da baixa tensão é voluntária e só será possível após a substituição dos medidores tradicionais, eletromecânicos, por medidores eletrônicos, capazes de oferecer diversas informações (Aneel, 2012d). Ao criar a nova modalidade, o regulador brasileiro deu um importante passo ao mostrar que a demanda, até mesmo sob a ótica dos pequenos consumidores, tem grande relevância para o sistema elétrico. Sua gestão deverá ser cada vez mais eficiente e contribuirá com o melhor aproveitamento possível do sistema elétrico.

Maiores informações sobre essa modalidade tarifária podem ser encontradas no Submódulo 7 do Procedimento de Regulação Tarifária (Proret), estabelecido pela Resolução Normativa Aneel n.º 435/2011.

2.2.1.1.2 Bandeiras Tarifárias

As bandeiras tarifárias também são um programa de reação da demanda e foram criadas à luz da realidade brasileira de forma que os consumidores cativos¹⁵ possam responder, no momento correto, às condições hidrológicas em que o sistema elétrico se encontra.

A tarifa dos consumidores cativos é calculada na data de aniversário (dia e mês da assinatura do contrato de concessão) da distribuidora e permanece inalterada até o próximo evento tarifário, que ocorre após doze meses. No momento do cálculo da tarifa, o regulador projeta o preço da energia do mercado de curto prazo para os doze meses seguintes, assim como projeta uma expectativa de despacho de usinas termelétricas. Por razões de contratação de compra de energia pelas distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), esses dois parâmetros projetados são variáveis de entrada para o cálculo da tarifa. Ocorre que em doze meses as condições hidrológicas do sistema elétrico brasileiro

¹⁵ Consumidor cativo é aquele que compra energia da própria distribuidora e está sujeito a cobrança de tarifas reguladas pela Aneel.

podem sofrer alterações radicais e, assim, aquelas projeções que resultaram na tarifa paga pelo consumidor não correspondem mais à realidade.

Embora as eventuais diferenças entre o que fora projetado e o que se verificou sejam compensadas financeiramente no processo tarifário subsequente, o sinal tarifário que é dado ao consumidor por meio da tarifa perde o sentido econômico. As bandeiras tarifárias têm o objetivo de preencher essa lacuna da sinalização econômica no tempo, ou seja, elas buscam fazer com que os consumidores cativos respondam às condições de curto prazo do mercado de energia elétrica.

As bandeiras tarifárias devem entrar em vigor a partir de 1º de janeiro 2014, da seguinte maneira: a bandeira verde significa que as condições de curto prazo do mercado são favoráveis e que há oferta suficiente de energia elétrica. Neste caso, a tarifa de energia cobrada dos consumidores cativos é a mesma que fora calculada no momento do processo tarifário. A bandeira amarela é um sinal de alerta para indicar que as condições hidrológicas do país já não são mais favoráveis e, portanto, há um acréscimo de, por exemplo, 15 R\$/MWh à tarifa de energia do consumidor cativo. A bandeira vermelha sugere que o mercado de energia elétrica está em estado de atenção e, então, à tarifa de energia elétrica do consumidor cativo é adicionado um valor de, por exemplo, 30 R\$/MWh.

As bandeiras tarifárias serão estabelecidas ao final de cada mês civil e valerão para todo o mês seguinte. O ONS, no momento do Programa Mensal da Operação (PMO)¹⁶, definirá qual a bandeira que estará vigente no próximo mês a partir do valor do CMO. Embora ainda não tenha sido definida, sugere-se que a bandeira verde seja aplicada quando o CMO for inferior a 200 R\$/MWh. Se ele resultar num valor entre R\$200 e R\$350 por MWh, aplicar-se-á a bandeira amarela. A bandeira vermelha será aplicada quando o CMO for superior a 350 R\$/MWh. Esses valores deverão ser ajustados pela Aneel periodicamente.

2.2.1.2 Critical Peak Pricing (CPP)

Os valores estabelecidos para aplicação dos programas do tipo CPP são definidos previamente com base em um preço de eletricidade consideravelmente mais elevado, que se sobrepõe à tarifação do tipo TOU ou à *flat*, em momentos de contingência ou quando os preços de curto prazo estão elevados. Neste modelo, os participantes são sinalizados a reduzir sua carga durante um número limitado de dias ou de horas por ano (DOE, 2006).

¹⁶ PMO é o momento em que o ONS apresenta aos agentes do setor elétrico, ao final de cada mês, as condições do mercado e estabelece o Custo Marginal de Operação (CMO).

2.2.1.3 Peak Time Rebate (PTR)

Similar ao CPP, nesse tipo de programa, em vez de o consumidor ser cobrado por consumir durante o período crítico, ele recebe um crédito em sua fatura por contribuir com a redução de consumo. No caso da distribuidora BGE¹⁷, localizada na área operada pelo PJM¹⁸, nos Estados Unidos, os participantes do programa são avisados do período crítico na noite do dia anterior ao evento¹⁹. Entre 8 de julho de 2013 e 31 de maio de 2014, o período crítico ocorre entre 12h e 20h e os consumidores que participam recebem um crédito na próxima fatura equivalente a US\$125 para cada MWh de redução (BGE, 2013).

2.2.1.4 Extreme Day Pricing (EDP)

Esse tipo de programa é similar ao CPP. A grande diferença entre os dois programas está no fato de a nova tarifa ser cobrada ao longo de 24 horas do dia anunciado como “extremo”. O aviso “dia extremo” ocorre no dia anterior (Albadi et al., 2007).

2.2.1.5 Extreme Day CPP (ED-CPP)

Além da cobrança de uma tarifa mais elevada durante as 24 horas do dia “extremo”, sobrepõe-se a ela uma cobrança adicional durante o horário de ponta, por exemplo (Albadi et al., 2007).

2.2.1.6 Real Time Pricing (RTP)

Em linhas gerais, o RTP se refere a um sistema de tarifação em que o preço da energia elétrica varia, geralmente, a cada hora ou a cada dia, buscando refletir as reais condições do mercado naquele momento. Tipicamente, os consumidores submetidos a esse mecanismo de precificação são avisados sobre os preços com um dia (*day-ahead*) ou com uma hora (*hour-ahead*) de antecedência (DOE, 2006).

¹⁷ BGE – *Baltimore Gas and Electricity Company*.

¹⁸ PJM é um operador regional (RSO) que faz parte da interconexão Leste dos Estados Unidos e abrange os estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, Virginia do Oeste e o distrito de Columbia. PJM é o mercado atacadista de energia elétrica mais competitivo do mundo, onde há uma capacidade instalada de 170 GW e 100 mil km de linhas de transmissão, com um consumo anual de cerca de 700 TWh.

¹⁹ Evento se refere ao momento em que a reação da demanda ocorre. O mesmo termo será utilizado adiante, inclusive na proposta do trabalho.

Um estudo feito pelo CEEEP²⁰, em 2005, analisou mais de 40 estudos e relatórios sobre reação da demanda, publicados pela academia e pela indústria, desde 1990 (Edward J. *Bloustein School of Planning and Public Policy*, 2005). A maior parte da literatura estudada confirma que o RTP é a abordagem mais eficiente para a reação da demanda e reconhece que o desempenho de mercados competitivos é aperfeiçoado ao prover os consumidores com incentivos para os altos preços do mercado atacadista. O RTP pode contribuir com o aumento da eficiência do mercado, com a mitigação do poder de mercado, além de amortecer a volatilidade dos preços e aumentar a confiabilidade do sistema. A reação da demanda pode eliminar os subsídios cruzados existentes na parcela de energia e fazer com que cada consumidor pague exatamente pelos custos que ele imputa à rede.

O estudo do CEEEP conclui que o “RTP é o mais direto e eficaz mecanismo de reação da demanda e, por isso, deve ser o foco dos ‘fazedores’ de políticas, pelo menos para os consumidores eletrointensivos” (Edward J. *Bloustein School of Planning and Public Policy*, 2005).

2.2.2 Programas Baseados em Incentivos (despacháveis)

Os programas de reação da demanda baseados em incentivos financeiros se sobrepõem aos programas baseados em preços, que, conforme apresentado na seção anterior, têm característica estática à medida que são desenhados conforme regras claras de sinalização econômica, mesmo que essa sinalização seja dinâmica, a exemplo do que ocorre com as tarifas submetidas ao mecanismo RTP. Excetuando-se alguns poucos programas, geralmente, aqueles baseados em incentivos têm uma adesão voluntária por parte dos consumidores, que só aderem ao programa se realmente valer a pena para eles.

Existe uma infinidade de programas, todos eles construídos conforme as características e necessidades de cada sistema. Sua adesão pelo consumidor se dá a partir da assinatura de contrato bilateral entre o operador ou o distribuidor local e a unidade consumidora. Dependendo do tipo de programa, o despacho, ou melhor, a resposta, pode se dar automaticamente por meio de um sistema de controle acionado pelo próprio operador, ou manualmente, algum tempo após o consumidor ser avisado. A resposta automática geralmente ocorre em questão de milissegundos e a manual pode ocorrer com antecedência de um dia, duas horas, uma hora, ou até mesmo com cinco minutos. Todas as regras são definidas em contrato, até mesmo as possíveis penalidades previstas para aqueles casos de não cumprimento da solicitação de resposta.

²⁰ O CEEEP – *Center for Energy, Economic and Environmental Policy*, criado em 2003, está situado na Escola Edward J. Bloustein de Planejamento e Políticas Públicas, Rutgers, da Universidade Estadual de Nova Jersey, nos Estados Unidos.

Apesar de haver grande diversidade de programas específicos de reação da demanda baseados em incentivos, que diferem entre si em muitos aspectos, como tempo de resposta, duração da resposta, período em que se dá a resposta, tipo de incentivo e montante do benefício associado, eles podem ser agrupados conforme seus objetivos. A seguir são apresentados os principais programas de reação da demanda baseados em incentivos.

2.2.2.1 Leilão de Demanda

Programas de leilão de demanda buscam estimular grandes consumidores de energia a dar um lance de oferta de redução do seu consumo de energia elétrica a um valor que ele está disposto a receber para ter sua carga reduzida. Também buscam encorajar os consumidores a identificar o volume de redução de consumo que eles estariam dispostos a oferecer. Aquele consumidor cuja oferta é aceita deve reduzir seu consumo conforme as regras do leilão, ou sofre a penalidade aplicável.

Há outros programas dessa natureza em que o lance de oferta pelos consumidores se dá apenas em termos de redução da demanda a um valor pré-definido. O *Electric Schedule Demand Bidding Program* (E-DBP), oferecido pela PG&E²¹, é um exemplo desse tipo de programa que, em linhas gerais, possui as seguintes características:

- a) O E-DBP oferece incentivos aos consumidores pela redução de energia e demanda. O objetivo é aumentar a confiabilidade do sistema. O programa é opcional àqueles consumidores cujas faturas dos últimos 12 meses apresentaram uma demanda máxima de 50 kW ou mais e estão dispostos a reduzir no mínimo 10kW por duas horas consecutivas durante o evento;
- b) O evento ocorre apenas entre segunda e sexta-feira, entre 12h e 20h, exceto em feriados. O aviso de que o evento acontecerá ocorre ao meio dia do dia útil anterior;
- c) O lance deve indicar o montante de kW de redução que o participante está ofertando para cada hora do evento do E-DBP. O participante pode dar apenas um lance para cada notificação. Cada lance deve oferecer um mínimo de duas horas consecutivas durante o evento e ter a redução mínima de 10 kW;
- d) A linha de base para apuração da redução é calculada pela média da demanda medida nos últimos dez dias úteis imediatamente anteriores à data do evento, com a possibilidade de um dia de ajuste. Faz-se, então, uma média de cada hora dos dez dias de forma a se obter uma linha de base para cada hora do dia;

²¹ PG&E – *Pacific Gas and Electric Company* fornece energia a grande parcela do estado da Califórnia, Estados Unidos.

- e) A PG&E oferece um incentivo de 500 US\$/MWh pela redução da demanda até no máximo 150% da redução ofertada no lance (kW). Para receber o crédito, os participantes devem reduzir no mínimo 50% do montante da demanda ofertada. O valor do incentivo apresentado entrou em vigor a partir de 1º de maio de 2013 e até a conclusão do trabalho o programa estava em vigor.

2.2.2.2 Controle Direto da Carga

Conhecido pelo termo em inglês, *direct load control*, é um programa em que o operador desconecta o consumidor ou reduz sua demanda remotamente através de um sistema de controle associado geralmente a sistemas não vitais, como ar condicionado, aquecimento de água e bombeamento de água de piscinas. O aviso de intervenção no consumo da unidade consumidora ocorre poucos minutos antes do acionamento acontecer. Esse tipo de programa é tipicamente voltado para consumidores residenciais e pequenos comércios.

2.2.2.3 Interruptibilidade

São programas de reação da demanda similares aos de controle direto da carga, mas oferecidos a grandes consumidores ou centros comerciais. As unidades consumidoras participantes desses programas recebem um incentivo financeiro ou têm desconto aplicado à fatura por responder a uma redução de demanda em momentos de contingência. Os montantes de redução são valores pré-estabelecidos e, dependendo do contrato, o não atendimento da solicitação de redução do consumo pode resultar em penalidades.

2.2.2.4 Emergencial

Programas emergenciais de reação da demanda oferecem incentivos aos consumidores que reduzem sua carga em momentos críticos de interrupções do fornecimento causadas por alguma falta na transmissão ou interrupção repentina de grande volume de geração, que resultam em sobrecarga em determinadas regiões do sistema. O programa emergencial mais utilizado no mundo é para alívio de carga e o incentivo oferecido é calculado com base na redução da carga durante a condição emergencial.

No Brasil existe um programa de reação da demanda emergencial do qual os agentes conectados à rede básica são obrigados a participar. O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) é um sistema especial de proteção específico para corte de carga por subfrequência e/ou taxa de variação de frequência. O acionamento é realizado a partir de um sistema automático de proteção, cujo tempo máximo admissível é de 350 milissegundos

(ONS, 2009b). Diferentemente dos programas emergenciais de reação da demanda, os participantes do ERAC não recebem nenhum tipo de incentivo.

2.2.2.5 Mercado de Capacidade

Nesse tipo de programa os consumidores oferecem redução da carga na forma de capacidade adicional ao sistema para substituir a geração tradicional. Os consumidores geralmente são avisados com um dia de antecedência do evento e o incentivo tipicamente consiste em um pagamento antecipado. Ao participar desse programa, os consumidores, geralmente industriais, contribuem para o equilíbrio da operação do sistema, com a oferta coincidindo com a demanda em todos os momentos, assegurando assim, a confiabilidade da rede. Aquelas unidades consumidoras que se recusarem a reduzir sua carga, ou falharem ao fazê-lo, podem ser apenadas.

2.2.2.6 Mercado de Serviços Ancilares

Serviços ancilares dão suporte ao sistema e são essenciais para a manutenção da qualidade da energia elétrica, assim como da confiabilidade e segurança das redes. Nos Estados Unidos, onde o mercado de serviços ancilares é bastante desenvolvido, há basicamente quatro produtos negociados pelos operadores independentes e organizações regionais de transmissão, segundo MacDonald et al., 2012. Do que oferece a resposta mais rápida para a menos rápida: regulação, reserva girante, reserva não girante, reserva suplementar.

A regulação é utilizada para controlar o sistema de frequência através da manutenção instantânea do equilíbrio entre a geração e o consumo. Consumidores que proveem produtos de regulação são certificados pelos operadores para reduzir ou elevar seu consumo de forma a acompanhar o sinal de controle automático de geração, emitido pelo sistema de gerenciamento de energia do operador. O serviço de reserva girante, também conhecido como compensação síncrona, é a porção de capacidade sem carga de unidade já conectada ou sincronizada com o sistema e que pode ser entregue em dez minutos. Reserva não girante é um serviço que possibilita entregar ao sistema uma capacidade que pode ser sincronizada e possibilita alcançar a carga desejada em dez minutos. Já a reserva suplementar pode ser sincronizada e atingir a carga desejada em 30 minutos.

Assim, o mercado de serviços ancilares é um programa de reação da demanda em que o consumidor dá um lance para redução de seu consumo de forma a operar como regulador ou reserva. Se o lance é aceito, os consumidores recebem valor fixo por se comprometerem e permanecerem disponíveis para reduzir sua carga a qualquer momento. Se o consumidor

é chamado pelo operador a reduzir sua carga, ele é remunerado pelo preço do mercado *spot*.

2.2.3 Experiência internacional

A gestão pelo lado da demanda foi criada há cerca de quarenta anos com o objetivo de minimizar os efeitos negativos sobre a economia no momento em que o mundo passava por uma crise de abastecimento de combustíveis fósseis. Desde então, mecanismos de tarifação começaram a ser aprimorados no sentido de induzir o consumidor a responder a sinais de preço de forma que o carregamento das redes fosse otimizado e, assim, contribuísse com a postergação de investimentos em capacidade adicional, tanto da geração quanto do transporte e da transformação da energia elétrica. Além disso, o aumento dos custos de produção motivou o desenvolvimento de novas tecnologias e processos que possibilitam uma constante redução da intensidade energética.

Uma nova era do setor elétrico nasceu com o advento de tecnologias de medição e controle eletrônico de sistemas, a partir dos quais a demanda passou a empenhar papel fundamental ao se tornar capaz de contribuir com a estabilidade, confiabilidade, qualidade e segurança dos sistemas elétricos. Também com foco acentuado na demanda, a pressão da sociedade para se ter um mundo sustentável, com menor emissão de gases de efeito estufa, tem sido cada vez mais intensa, o que corrobora com a criação de mecanismos que possibilitem aos países continuarem crescendo sem, contudo, causar danos irreversíveis ao meio ambiente.

“Diretamente associados ao paradigma das *smart grids*, os programas de reação da demanda têm revolucionado a forma como os sistemas elétricos são operados” (Rahimi, 2010b). Programas de reação da demanda baseados em preços têm sido utilizados há muito tempo em todas as partes do mundo, inclusive no Brasil, como foi apresentado na seção 2.2.1.1. Entretanto, programas baseados em incentivos, com exceção de alguns países, ainda não atingiram um grau mínimo de penetração e, na maior parte do mundo, sequer são adotados.

A reação da demanda tem sido utilizada como uma alternativa para solucionar problemas associados à geração distribuída e a fontes intermitentes. Sobre essas duas formas de geração, tem-se muito pouco ou quase nenhum controle e, à medida que essa geração ganha mais espaço na matriz elétrica, maior deve ser a flexibilidade do operador. Isso exige maior reserva de capacidade e, logo, os custos com a geração tradicional tendem a aumentar. Nesse sentido, os programas de reação da demanda podem desempenhar um

papel extremamente importante e é por isso que vários países os têm adotado: justamente para corrigir as distorções causadas por essas novas fontes de geração.

A experiência internacional apresentada abaixo se restringe aos programas de reação da demanda baseados em incentivos e adotados em mercados atacadistas de energia elétrica.

2.2.3.1 Estados Unidos

Os Estados Unidos possuem o maior e mais atuante mercado de reação da demanda do mundo. Há uma vasta quantidade de programas de reação da demanda baseados em incentivos adotados por operadores independentes, organizações regionais, distribuidoras e transmissoras de energia elétrica. Todas essas instituições são orientadas com base em estudos estratégicos e planos de ação desenvolvidos pela FERC, autoridade máxima da regulação do setor de energia dos EUA. O Plano de Ação Nacional sobre Reação da Demanda (FERC, 2010) foi produzido pela FERC por determinação do Congresso estadunidense, ao promulgar a *Energy Independence and Security Act*, de 2007. Com essa lei, o governo americano criou o plano com os seguintes objetivos:

- a) identificar os requisitos para dar suporte técnico aos estados de maneira a possibilitar que eles maximizem o potencial de reação da demanda que pode ser desenvolvida e oferecida;
- b) desenvolver e identificar requisitos para a implementação de um programa de comunicação em escala nacional que inclua ampla capacitação e suporte a consumidores;
- c) desenvolver ou identificar ferramentas analíticas, informação, modelo de provisão regulatória, modelo de contratos, e outros materiais de suporte para uso pelos consumidores, estados, distribuidoras e fornecedores de reação da demanda.

Além do plano de ação, os EUA periodicamente fazem diagnóstico do potencial de reação da demanda do país (FERC, 2012). Em 2012, os EUA estimaram que o potencial total de reação da demanda do país era de cerca de 72.000 MW, ou cerca de 9,2% da demanda do horário de ponta do sistema. Esses resultados são utilizados pelo governo no planejamento da expansão da geração e das redes.

Os programas de reação da demanda nos EUA possuem distintas configurações e objetivos que variam conforme as necessidades de cada sistema elétrico. O ANEXO do presente trabalho contém a lista completa dos programas disponíveis em 2009 e mapeados pelo ISO/RTO Council (IRC), assim como todas suas características. Além dos programas de reação da demanda oferecidos pelos operadores de sistema dos EUA, ainda há aqueles

oferecidos por distribuidoras locais, que têm autonomia para oferecer diversos produtos que contribuem para o aumento da confiabilidade e da qualidade do fornecimento de energia elétrica das redes de distribuição. Diversos programas são detalhados por PJM, 2013; NYISO, 2013; Alliant Energy, 2013 e IRC, 2009.

2.2.3.2 Europa

Segundo Torriti et al., “é inapropriado dizer que a União Europeia possui programas de reação da demanda uniformes em toda a comunidade, apesar de haver iniciativas relacionadas a tecnologias de energia renovável, a programas de etiquetagem e a eficiência energética. Há, entretanto, programas e iniciativas isoladas em alguns países, mas não há nenhuma iniciativa que considere a reação da demanda em termos de mercado” (Torriti et al, 2009). Ainda segundo os autores, “uma simples explicação para isso se deve ao fato de não existir um mercado de energia elétrica unificado, embora a maioria dos sistemas elétricos esteja conectada fisicamente”.

As dificuldades em encontrar um arranjo que possibilite organizar a estrutura básica de um mercado europeu surgiram a partir das discussões acerca de um pacote legislativo criado para estimular a liberalização dos mercados de energia elétrica da União Europeia. O pacote exige algumas medidas para assegurar a efetiva separação entre a operação da transmissão de gás e energia elétrica das atividades de distribuição e geração. Para alcançar a efetiva separação, foram sugeridas duas alternativas: i) desverticalização dos serviços de geração e transmissão e ii) introdução da figura de um operador independente, sob o qual as empresas envolvidas na produção e na distribuição poderiam manter seus ativos físicos, mas não teriam a gestão sobre as decisões comerciais e de investimentos, que seriam de responsabilidade do operador independente. Diversas divergências, principalmente por parte da Alemanha e França, que se opuseram à desverticalização, resultaram na não aprovação do pacote até o momento.

Apesar da ausência de programas de reação da demanda unificados, há iniciativas e estudos que buscam mapear o potencial técnico e econômico da participação da reação da demanda na União Europeia. Apesar de ter abrangência além dos limites da Europa, uma iniciativa bastante interessante é o *IEA Demand Side Management Programme* (Programa de Gestão pelo Lado da Demanda da Agência Internacional de Energia). Trata-se de um programa internacional de colaboração entre 14 países, que trabalham juntos para desenvolver e promover oportunidades para o gerenciamento pelo lado da demanda. O trabalho desenvolvido pelo programa é organizado por meio de uma série de tarefas e é relatado através de publicações, disponíveis no endereço eletrônico do programa (IEA DSM Programme, 2013).

Em workshop realizado pelo IEA DSM *Programme* em dezembro de 2012, a *Fingrid*, operador independente da Finlândia, apresentou uma projeção das necessidades do país em termos de reação da demanda para 2020 (Matilainen, 2012). A *Fingrid* estima que serão necessários de 100 a 200 MW com capacidade de despacho em cinco segundos para compensar a baixa inércia das plantas eólicas, além de 300 MW em 30 segundos e 1.300 MW em três minutos. Segundo o operador, devido à entrada de novas plantas eólicas, serão necessários esquemas de controle de potência para compensar a intermitência desse tipo de geração, que na Finlândia estimam poder variar 1.500 MW em seis horas.

Liderada pela EDF (*Électricité de France*), a França tem ampliado seus programas de reação da demanda para reduzir os custos com o atendimento da ponta de seu sistema, cuja estimativa é de crescimento de 1,6% ao ano até 2020 (*Smart Energy Demand Coalition*, 2011). Neste país, a predominância da matriz elétrica é a geração nuclear, enquanto o atendimento da ponta muitas vezes se dá pela importação de eletricidade, o que encarece sua operação. Diversos mecanismos têm sido utilizados pela EDF, com destaque para os programas de controle direto e de interruptibilidade. Também há no país um operador particular de reação da demanda: *Energy Pool*. Esse operador de reação da demanda possui um portfólio de clientes, todos grandes consumidores de energia, com capacidade total de reação da demanda de 1.000²² MW, o que representa cerca de 80% do mercado de reação da demanda francês. Conhecendo as características técnicas e as condições financeiras de cada cliente, o *Energy Pool* tem autonomia para atuar na operação do sistema elétrico francês a partir da solicitação do operador frente a uma contingência ou expectativa de estresse da rede. O *Energy Pool* possui uma infraestrutura por meio da qual é possível controlar remotamente as plantas industriais que participam do programa. Antes da unidade consumidora ingressar no programa, é realizado um estudo profundo das características dos processos produtivos de cada cliente de forma que a redução da carga ocorra de maneira segura e organizada. Esse agente particular de reação da demanda está sendo adotado por outros países, até mesmo pelo Japão.

Liderado pela agência reguladora do Reino Unido, *Office of Gas and Electricity Markets* (*Ofgem*), em 2002 o setor elétrico foi liberalizado com o objetivo de se aumentar a competição do mercado britânico. Além de programas de reação da demanda baseados em preços, como o TOU, a alguns consumidores industriais e a grandes consumidores comerciais tem sido oferecidos programas de interruptibilidade como estratégia para a manutenção da estabilidade do sistema. Um mercado de capacidade tem sido objeto de estudo por parte das autoridades britânicas, mas ainda não foi implantado. O *Short Term Operating Reserves Program* (STOR) é oferecido pelo operador independente *National Grid*,

²² Valor considerando o mês de julho de 2013 como referência.

tanto às distribuidoras de energia elétrica quanto aos consumidores, com o objetivo de prover regulação de frequência (*Smart Energy Demand Coalition*, 2011). Os participantes pelo lado da demanda, com contrato mínimo de 3 MW, são preferidos pelo operador, uma vez que contribuem para alcançar a exigente meta do governo para redução das emissões de gases de efeito estufa.

Outro programa em curso no Reino Unido é o *Distribution Price Control Review 5* (DPCR5), criado para evitar novos investimentos em capacidade de transmissão e de transformação em determinadas regiões do sistema elétrico durante certos períodos do ano. Consumidores localizados próximos às regiões de sobrecarga do sistema durante o período de ponta podem contribuir com a postergação de investimentos ou até mesmo evitá-los. O adiamento do aumento da capacidade de transformação de subestações evita investimentos de capital e permite que operadores atrasem a decisão sobre o porte dos novos transformadores, enquanto maiores informações sobre o crescimento da demanda da região são armazenadas. Na maioria das vezes, o aumento da capacidade de transformação é inevitável, mas já houve casos em que a expectativa de crescimento da carga não se realizou e o operador simplesmente manteve o programa de reação da demanda no horário de ponta em vez de realizar investimentos. Outras ações do governo britânico têm se dado no sentido de promover a instalação de medidores inteligentes em todas as unidades consumidoras residenciais.

A Itália é o país da Europa com a maior penetração de medidores inteligentes, que alcança quase a totalidade das unidades consumidoras residenciais. Associado aos medidores eletrônicos, o regulador italiano, *Enel*, desenvolveu um dispositivo eletrônico (*SmartInfo*[®]) que possibilita aos consumidores residenciais ter acesso, por meio de diversas tecnologias móveis, a todas as informações sobre seu consumo. O objetivo do projeto é fornecer aos consumidores uma ferramenta capaz de conscientizá-los sobre o consumo da energia elétrica. O dispositivo também permite que os consumidores conectados na baixa tensão possam participar de programas de reação da demanda associados ao controle direto da carga, além de permitir a migração desses consumidores para a modalidade de tarifação *real time pricing* e possibilitar a criação de novos produtos associados à reação da demanda. Trata-se de um grande passo dado pelo regulador no sentido de obter uma participação em massa dessa classe de consumo, o que poderá contribuir com a otimização da operação do sistema italiano num futuro próximo. Na outra extremidade, consumidores industriais têm a opção de participar de programas de interruptibilidade, que em 2006 contribuíam com 6,5% da demanda de ponta do país.

A criação dos programas de reação da demanda na Espanha tem sido motivada pela participação cada vez maior da fonte eólica na matriz elétrica do país. São oferecidas tarifas

especiais a consumidores com demanda superior a 5 MW que optarem por participar de um programa cuja redução da carga se dá a valores pré-definidos por períodos que podem durar de 45 minutos a 12 horas. Neste programa, o número de horas ou vezes ao longo do ano que o participante pode ser acionado pelo operador é definido em contrato. Ao consumidor é concedido um benefício fixo, pelo fato de estar disponível a ser chamado a responder a qualquer momento, e outro variável, que é concedido caso o consumidor seja chamado a reduzir sua carga.

Na Alemanha, a reação da demanda ainda é tímida e inviável em relação a alguns tipos de programa. No entanto, sua participação no mercado alemão tende a crescer na mesma proporção dos desafios enfrentados pelo país, como as ousadas metas de redução de CO₂ e de participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica (cerca de 80% até 2050) (*Smart Energy Demand Coalition*, 2011), além da expectativa de entrada no mercado alemão de um a dois e meio milhões de carros elétricos até 2020. Uma solução vislumbrada pelas autoridades alemãs é a criação de um mercado de capacidade.

Outros países europeus também adotam programas de reação da demanda baseados em incentivos, como Irlanda, Dinamarca, Suécia, Eslovênia e outros. Apesar dos programas dessa natureza ainda não ocorrerem com grande intensidade, as perspectivas futuras indicam que eles tendem a aumentar nos próximos anos ao mesmo tempo em que desempenharão papel fundamental para evitar custos e manter a confiabilidade e a estabilidade dos sistemas elétricos.

2.2.3.3 Chile

O Chile tem apresentado importante progresso ao incorporar programas de gerenciamento da demanda na política energética do país, que foi desenvolvida pelo Ministério de Energia considerando três pilares: i) energia a preços competitivos; ii) segurança energética; e iii) tecnologias sustentáveis. Como desdobramento dessa política, tem-se priorizado o desenvolvimento de sistemas de medição que permitem à demanda interagir com o sistema, possibilitando a tomada de decisão pelo lado da demanda, venda de energia pelo lado da demanda, assim como conscientização dos consumidores quanto aos preços (Martinez et al., 2011).

No Chile, as próprias distribuidoras de energia elétrica têm desenvolvido programas de reação da demanda baseados no critério de segurança do sistema. Esses programas fazem parte da política interna das empresas e buscam alcançar participação de grandes consumidores de energia elétrica. Uma indústria do segmento de gases industriais assinou um contrato de reação da demanda com sua distribuidora em 2013, pelo prazo de um ano.

O programa funciona da seguinte maneira: durante o período de baixas temperaturas, com duração de seis meses, o operador pode chamar a indústria a reduzir 30% de sua carga por duas horas, no máximo 50 vezes durante esses seis meses. O aviso ocorre com no mínimo meia hora de antecedência. O valor de 30% foi definido pelo consumidor, assim como o período de duas horas consecutivas de resposta por desligamento e o número máximo de desligamentos. Todos eles são variáveis definidas em contrato. Em contrapartida, o consumidor deixa de pagar demanda de ponta o ano todo e, quando o período de seis meses se encerra, há uma redução no preço da energia. Para o caso específico desse consumidor, trata-se de um consumidor livre²³ que compra energia diretamente da distribuidora e cujo contrato de reação da demanda também foi realizado com ela. Diante dos resultados observados e dos benefícios obtidos, a empresa que aderiu ao programa quer aumentar sua capacidade de resposta para o próximo ano. Nesse caso, ganha tanto o sistema quanto o consumidor.

2.2.4 Análise crítica dos programas de Reação da Demanda

A desverticalização dos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, associada à criação de operadores de sistemas independentes, estabeleceu um ambiente de competição nos mercados de energia elétrica e fez com que a demanda desempenhasse um papel fundamental na operação dos sistemas elétricos. Além disso, o advento das *smart grids*, ao fornecer informações precisas do *status quo* das redes e dispor de infraestrutura de comunicação e possibilitar atuação em tempo real, tem contribuído com a manutenção do equilíbrio entre a oferta e a demanda através da flexibilização da carga em vez do tradicional ajuste dos níveis de geração. Nesse sentido, a associação da resposta da demanda às limitações físicas das redes de energia elétrica pode contribuir com uma significativa redução da volatilidade dos preços do mercado e atuar como mitigadora do exercício de poder de mercado dos agentes de geração (Violette et al., 2006).

A reação da demanda não é um conceito novo e as tecnologias necessárias à sua implementação já estão disponíveis e têm sido bem sucedidas. Entretanto, o emprego de mecanismos de reação da demanda no contexto mundial tem ocorrido lentamente, especialmente nas classes industrial e comercial. Por outro lado, evidências empíricas em relação à evolução desses mecanismos, principalmente nos Estados Unidos e em algumas partes da Europa, comprovam o fato de que a reação da demanda é uma indústria em

²³ Consumidor livre é aquele que, apesar de pagar uma tarifa pelo uso da infraestrutura oferecida pela distribuidora local, tem a liberdade de comprar energia elétrica de qualquer fornecedor. O consumidor cativo não tem essa opção e paga tanto pelo uso da rede da distribuidora quanto pela energia elétrica que a distribuidora compra em leilões regulados pelo governo.

constante crescimento, evidenciado pelo aumento da quantidade de instituições que oferecem programas dessa natureza aos mercados de energia elétrica.

Pela análise da literatura disponível acerca do tema e pelas discussões vivenciadas pelo autor do presente trabalho em reuniões com profissionais da indústria eletrointensiva em fóruns específicos, é possível perceber que mesmo aqueles países que não adotam programas de reação da demanda têm criado grupos de estudo focados em apurar o potencial de reação da demanda dos sistemas elétricos e estimar os possíveis benefícios econômicos e ambientais que eles podem proporcionar ao país. Educar os consumidores a respeito dos possíveis benefícios proporcionados pela reação da demanda tem sido o grande desafio para sua implementação.

Pelo lado da grande indústria, também existe a necessidade de uma quebra de paradigma em relação à operação dos processos produtivos considerados inflexíveis. Para as equipes responsáveis pela continuidade da produção, dizer que a companhia pode ser beneficiada financeiramente se a produção for interrompida para contribuir com a confiabilidade ou a segurança do sistema elétrico do qual a planta industrial faz parte, muitas vezes soa como uma agressão, e a possibilidade de participação em programas de reação da demanda por essas indústrias é imediatamente descartada. Por isso, a educação e a orientação, não só em relação aos benefícios econômicos, mas também em relação às complicações técnicas que qualquer processo produtivo de grande porte está sujeito ao ter seu fornecimento de energia interrompido ou reduzido, são fundamentais para o sucesso dos programas de reação da demanda.

Diversos autores convergem sobre o entendimento de que a adoção de mecanismos de reação da demanda deva ser almejada por reguladores, “fazedores” de políticas e instituições financeiras, pois são notáveis os benefícios técnicos, econômicos e ambientais proporcionados por ela. No Brasil, apesar de haver iniciativas isoladas por parte de alguns profissionais ligados a instituições governamentais do setor elétrico, não há ações formais nem sequer para diagnosticar o potencial de reação da demanda do país ou os impactos que possíveis programas proporcionariam ao setor elétrico em qualquer sentido considerado. Como será demonstrado na seção 4, essa postura do governo brasileiro está impedindo o País de otimizar a utilização de seus recursos energéticos, implicando em custos desnecessários e emissões que poderiam ser evitadas.

3. Encargo de Serviços do Sistema

Um dos marcos do setor elétrico brasileiro foi a publicação, em 30 de julho de 2004, do Decreto Presidencial n.º 5.163 que, além de fixar novas regras para o mercado livre e definir um novo arcabouço para o setor elétrico, estabeleceu, em seu artigo 59, que:

As regras e procedimentos de comercialização da CCEE²⁴ poderão prever o pagamento de um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, dentro outros:

I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;

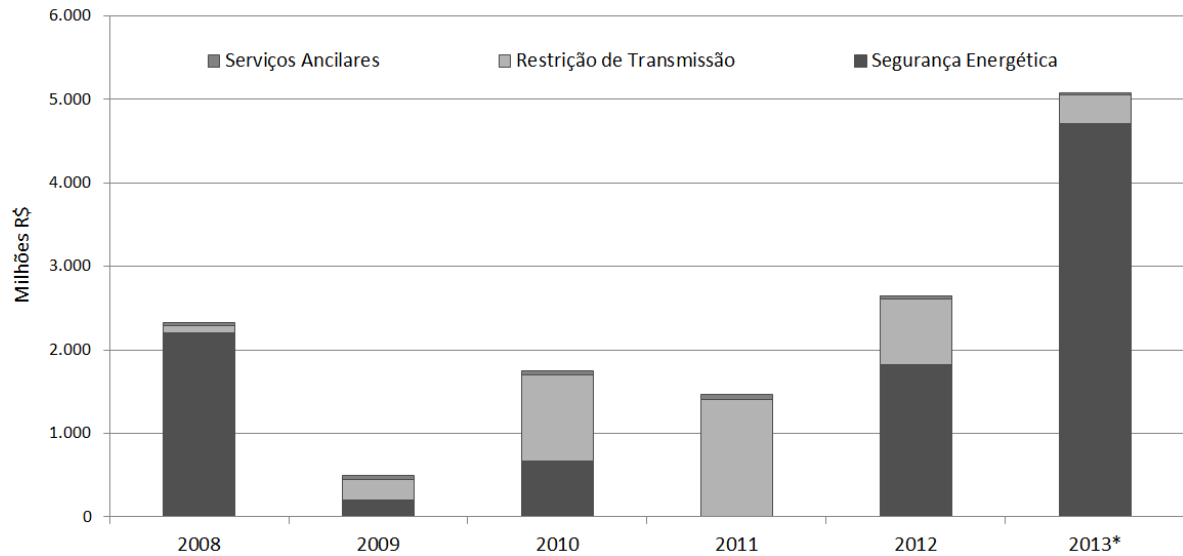
II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;

III - a reserva de capacidade, em MVAR, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e

IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

Até 23 de dezembro de 2007, o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) era composto por dois componentes: Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e Encargo de Serviços Ancilares. O primeiro contempla o inciso I e o segundo os demais incisos do artigo supracitado. Em 24 de dezembro de 2007 o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), por meio da publicação da Resolução n.º 08, estabeleceu diretrizes para utilização da Curva de Aversão ao Risco (CAR) e, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), deu permissão ao ONS para utilizar recursos energéticos, mais especificamente para despachar usinas térmicas fora da ordem de mérito de custo, para garantir o suprimento de energia elétrica do País. Os custos desse despacho fora da ordem de mérito passaram a ser incorporados ao ESS através de um novo componente, chamado de Encargo de Serviços de Segurança Energética (ESS-SE), ou ESS por razão de segurança energética. Os custos anuais atribuídos a cada componente do ESS são apresentados pela Figura 4.

²⁴ A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é responsável pela contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo de energia elétrica.



Fontes: ONS, CCEE e Abrace.

Figura 4 - Histórico do Encargo de Serviços do Sistema (* até julho)

Na sequência são apresentados os detalhes de cada um dos três componentes do ESS, com destaque sobre o ESS-SE, que é o foco da proposta do presente trabalho.

3.1 Encargo de Serviços Ancilares

Conforme apresentado no item 2.2.2.6 e pelos incisos II, III e IV do artigo 59 do Decreto n.º 5.163, serviços ancilares dão suporte ao sistema e são essenciais para a manutenção da qualidade da energia elétrica, da confiabilidade e estabilidade do SIN. O Encargo de Serviços Ancilares basicamente cobre os custos associados à regulação da frequência do sistema, à compensação síncrona, ao controle automático de geração, ao autorrestabelecimento e a sistemas especiais de proteção (Aneel, 2003). Os custos atribuídos aos serviços ancilares são pagos por todos os agentes com medição de consumo via ESS. Esse componente do ESS é pago na proporção do consumo medido no mês de referência.

Em alguns países onde há um mercado de serviços ancilares, grande parte deles é prestada por consumidores, geralmente grandes indústrias, que participam de programas de reação da demanda. No Brasil, os custos associados aos serviços ancilares são aparentemente pouco representativos, como apresentado na Figura 4. Assim, a adoção pelo Brasil de programas dessa natureza talvez não seja viável, pelo menos por ora.

3.2 Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão

Esse componente do ESS, também conhecido por “restrição elétrica” ou “restrição da operação”, cobre os custos da geração termelétrica necessária ao atendimento da carga de uma determinada região pertencente ao SIN que não pode ser atendida pela energia que trafega pelo sistema devido ao fato de haver alguma restrição física de transmissão de energia elétrica ou de transformação de tensão. Entre janeiro de 2008 e julho de 2013, o valor total pago pelos consumidores de energia elétrica a título de Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão foi de quase R\$4 bilhões.

A restrição do atendimento dos estados Acre e Rondônia é um exemplo prático da função desse encargo. A linha de transmissão que conectou fisicamente os dois estados ao SIN não era suficiente para transportar o volume de energia elétrica que a região demandava. Além disso, diversos problemas técnicos geraram instabilidades na rede daquela região e o fornecimento de energia elétrica era interrompido frequentemente. Assim, de forma a proporcionar um razoável atendimento da carga da região, foram despachadas, a partir de outubro de 2009, quando ocorreu a interligação dos dois estados ao SIN, as usinas termelétricas Termo Norte I, com capacidade instalada de 68 MW, Termo Norte II, com 426,5 MW, ambas localizadas na capital Porto Velho, e a Rio Acre, com capacidade de 45 MW. O custo dessa geração termelétrica, ocorrida por razão de restrição elétrica para atendimento da região Acre-Rondônia, é coberto pelo Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão, que é rateado pelos consumidores conectados ao subsistema no qual a restrição ocorre. Até o dia 31 de julho de 2013, os consumidores conectados ao subsistema SE/CO pagaram cerca R\$2,6 bilhões de forma a garantir o atendimento dos dois estados.

3.3 Encargo de Serviços de Segurança Energética

Durante o racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil no início dos anos 2000, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), responsável por propor e implementar medidas de natureza emergencial decorrentes da situação hidrológica crítica para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, estabeleceu, por meio da publicação da Resolução n.º 109/2002, que deveria ser adotado um mecanismo de aversão ao risco de racionamento através de uma curva bianual de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas. O mecanismo adotado – CAR – estabelece níveis de energia armazenada, em base mensal, adotados como referência para a operação do SIN, de forma a garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica.

Na Nota Técnica n.º 59/2008, o ONS alegou que as restrições de armazenamento estabelecidas pela CAR e inseridas no modelo computacional *Newave*²⁵ poderiam não ser suficientes para antecipar decisões de despacho térmico e, assim, evitar a violação dos limites de armazenamento. O operador também afirmou que a mesma situação poderia ocorrer com qualquer nível meta de armazenamento que considerasse um horizonte superior a um mês. Sem qualquer intenção de discutir o mérito dos argumentos apontados, o ONS sustentou que “uma razão que explica esse fato é que os modelos computacionais de otimização têm sua representação estocástica das afluições através de um conjunto de cenários sintéticos equiprováveis. Sua influência é refletida no valor esperado (média) dos custos operativos, cuja minimização constitui a formulação do problema da otimização da operação. Consequentemente, não há garantia de proteção para os eventos de maior arrependimento que correspondem à ocorrência de séries críticas e à violação de um nível de segurança previamente estabelecido” (ONS, 2008).

Para evitar que a violação dos níveis de segurança “implicasse em se adotar medidas adicionais, tais como o relaxamento dos critérios de segurança elétrica, de restrições ambientais e de uso múltiplo de água e até mesmo o gerenciamento da demanda”, o operador brasileiro acreditava ser “vantajoso antecipar, no presente, decisões operativas que pudessem atenuar medidas adicionais futuras mais rigorosas” (ONS, 2008). Foi com base nessas justificativas e perspectivas que o ONS sugeriu a criação do Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP), que permitia o despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito de custo para garantir a segurança energética do SIN. A proposta basicamente estabelecia um nível adicional de segurança para garantir que houvesse água suficiente nos reservatórios ao final do período seco, mesmo que ocorresse uma das piores secas já registradas no histórico.

O componente ESS por razão de segurança energética fora criado para servir como veículo de arrecadação de recursos para cobrir os custos associados a um maior grau de segurança do sistema. Assim, o ESS-SE ressarcia o custo da geração termelétrica decorrente de duas situações possíveis:

²⁵ Segundo o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), o *Newave* é um programa que resolve os problemas de planejamento da operação interligada de sistemas hidrotérmicos empregando a técnica de programação dinâmica dual estocástica. Esta técnica permite considerar o intercâmbio entre os subsistemas como uma variável de decisão, evita a discretização do espaço de estados, permite o uso de um modelo comum de vazões sintética e calcula os custos marginais do sistema. O objetivo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico é determinar metas de geração para cada usina do sistema, a cada etapa, que atendam a demanda e minimizem o valor esperado do custo de operação. O modelo é utilizado para um amplo espectro de estudos de planejamento, como: informações sobre o consumo de combustível; estudos de políticas comerciais; estudos de política tarifária; estudos de política de racionamento; estudos de gerenciamento da demanda e realimentação ao planejamento da expansão.

i) Despacho fora da ordem de mérito em atendimento ao POCP: nesse caso, como se trata de um critério de segurança nacional que teoricamente beneficia todos os consumidores, o custo é rateado entre todos os agentes com medição de consumo, na proporção da energia consumida no período de referência;

ii) Ultrapassagem da CAR: quando os níveis dos reservatórios ultrapassam os limites estabelecidos pela CAR, o custo do despacho termelétrico fora da ordem de mérito é rateado entre todos os agentes de consumo e geração de energia elétrica.

A remuneração da geração térmica em ambos os casos se dá pela diferença entre o Custo Variável Unitário (CVU) de cada usina e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que remunera a energia na contabilização mensal de curto prazo, em R\$/MWh, aplicada ao montante de energia gerada pela usina, em MWh. Desde que entrou em vigor, em 24 de dezembro de 2007, até o dia 31 de julho de 2013, o ESS-SE já custou quase R\$10 bilhões aos consumidores de energia elétrica. Os valores mensais, em R\$/MWh, são apresentados na figura a seguir.

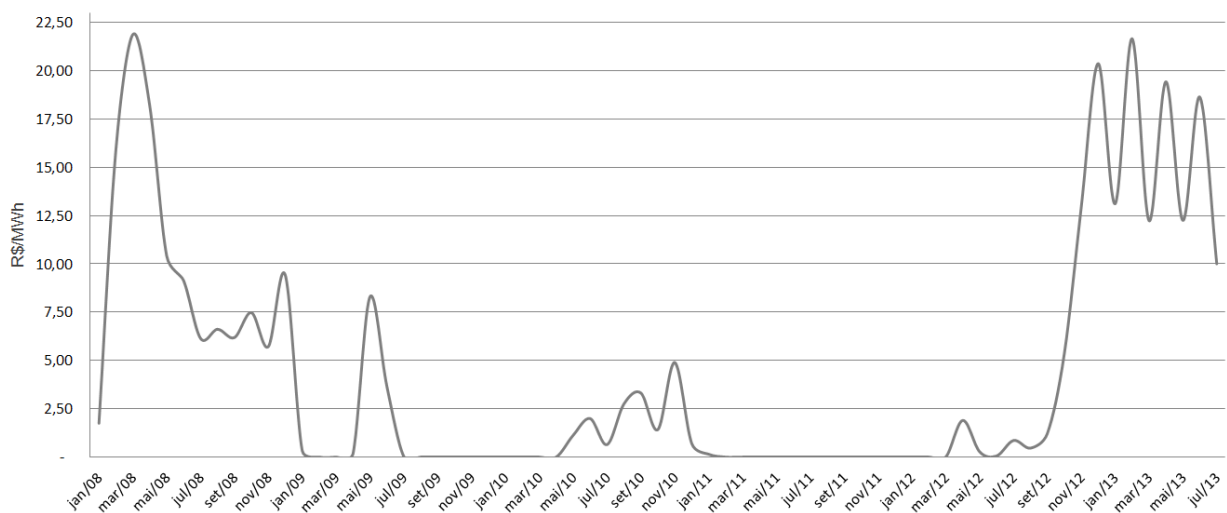


Figura 5 - Histórico de ESS-SE mensal em R\$/MWh

Uma análise detalhada de todo o histórico de geração termelétrica por razão de segurança energética, considerando os vários tipos e custos de geração, será apresentada na proposta do presente trabalho, exposta na seção 4.

3.3.1 Distorções decorrentes do ESS Segurança Energética

A grande crítica que se faz ao ESS, principalmente ao ESS-SE, deve-se ao fato de ele ser extremamente volátil, conforme apresentado na Figura 5, o que torna praticamente impossível prever seu comportamento, inclusive no curto prazo. Até mesmo a previsão da tendência do encargo é um grande desafio para os especialistas no assunto. Essa

imprevisibilidade é bastante prejudicial à operação das unidades produtivas industriais intensivas no consumo de energia elétrica e que trabalham com margens de erro muito estreitas no que se refere ao planejamento de custos.

Teoricamente, o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo deveria refletir as reais condições hidrológicas do sistema elétrico e, assim, sinalizar de maneira fiel os custos de operação. As evidentes imperfeições do modelo computacional de formação do custo marginal de operação, que resultaram na criação de mecanismos adicionais para reduzir o risco de déficit e garantir a segurança energética do País, causam distorções perversas ao mercado. Quando as usinas termelétricas são despachadas por segurança energética, os níveis dos reservatórios tendem a se manter estáveis, o que conseqüentemente contribui para a formação de um preço de curto prazo inferior ao que de fato se verificaria caso elas não tivessem sido despachadas. Diante de preços relativamente baixos, os consumidores são sinalizados a comprar no curto prazo. Ao ficarem descontratados e comprarem energia no curto prazo, o mercado é sinalizado no sentido de não haver necessidade de expansão da oferta, pois não há contratos de longo prazo que garantam os investimentos necessários para que a expansão ocorra.

Um consumidor que contrata energia elétrica no longo prazo, por dez anos, por exemplo, tem embutido no preço do seu contrato grande parte dos riscos associados à oferta da energia futura. Por isso, exigir desse consumidor o pagamento de um “seguro” extra, por meio do ESS-SE, sobre o qual não se tem controle algum, nem tampouco uma previsibilidade que possibilite um planejamento orçamentário adequado por parte dos consumidores, vai contra os princípios econômicos inerentes ao mercado de energia elétrica e sinaliza um comportamento indevido por parte dos agentes.

3.3.2 Recentes mudanças na formação do preço

Foram necessários pouco mais do que cinco anos, um período de baixa precipitação pluviométrica e aportes bilionários do Tesouro Nacional (de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras de energia elétrica) para que o governo brasileiro promovesse os aperfeiçoamentos necessários para mitigar as distorções dos preços do mercado de curto prazo de energia elétrica e os efeitos perversos decorrentes dessas distorções.

Em 6 de março de 2013, por meio da publicação da Resolução n.º 03 pelo CNPE, foram estabelecidas alterações bastante relevantes na formação do preço da energia elétrica do mercado de curto prazo brasileiro e na alocação dos custos relativos à segurança energética: i) internalização de mecanismos de aversão ao risco nos modelos

computacionais de otimização utilizados para formação do preço de curto prazo; e ii) alteração do critério de rateio do ESS-SE, que passou a ser de responsabilidade de todos os agentes do setor elétrico – não mais apenas dos consumidores livres e cativos.

Apesar da desordem provocada no mercado durante o período transitório, sobre o qual foram definidas regras temporárias até que o novo modelo de formação de preço entrasse em vigor, as alterações propostas pelo governo foram bem recebidas pelo mercado, que há bastante tempo reivindicava aperfeiçoamentos relativos ao preço de curto prazo. O governo deu um importante passo no sentido de corrigir as distorções que resultavam em comportamento inapropriado por parte dos agentes. Assim, a partir de 1º de setembro de 2013, por meio da revogação de todas as disposições normativas atinentes à CAR e ao POCP (Aneel, 2013b), a aversão ao risco foi incorporada aos modelos computacionais e o setor elétrico brasileiro recuperou parte da lógica econômica no que diz respeito à operação do SIN.

3.3.3 ESS-SE *versus* Reação da Demanda

A partir da incorporação dos mecanismos de aversão ao risco aos modelos computacionais, a expectativa é que os preços de curto prazo fiquem mais aderentes aos custos de operação do sistema e evitem que o ONS necessite lançar mão da geração termelétrica fora da ordem de mérito para garantir o abastecimento de energia elétrica do País. Entretanto, mesmo com a alteração da formação do preço, ainda existe a perspectiva de que haverá despacho termelétrico, em menor magnitude, mas que continuará sendo coberto pelo ESS-SE. Ou até mesmo pelo ESS por razão de restrição elétrica, dependendo do enquadramento que o governo queira atribuir ao despacho.

O presente trabalho propõe a adoção de um programa de reação da demanda como alternativa à geração termelétrica por razão de segurança energética de forma a contribuir com a redução do risco de déficit, a minimizar os custos globais para o sistema e a evitar emissões de gases de efeito estufa decorrentes da geração termelétrica a partir da queima de combustíveis altamente poluentes, como o óleo combustível e o óleo diesel. A proposta é apresentada na próxima seção.

4. Proposta alternativa para garantir a segurança energética do SIN

A experiência internacional tem demonstrado que a reação da demanda, além de poder ser utilizada como ferramenta de apoio aos operadores de sistemas elétricos no sentido de contribuir com a otimização de sua operação em termos de estabilidade, confiabilidade, qualidade e segurança das redes, também contribui para aumentar a eficiência econômica a partir da inserção de um novo elemento de competição no mercado.

A matriz elétrica dos países analisados ao longo do presente trabalho é predominantemente térmica e os programas de reação da demanda, em sua grande maioria, são voltados para o atendimento de deficiências e contingências relacionadas à ponta do sistema. No Brasil, embora o atendimento da ponta esteja exigindo esforços cada vez maiores nos últimos anos em termos de operação do SIN, o grande desafio está centrado na segurança energética, mais especificamente nos períodos em que a hidrologia é desfavorável. Associado a este fato, há a perspectiva de redução relativa da capacidade máxima de armazenamento de água dos reservatórios brasileiros. Segundo a empresa do governo responsável pelo planejamento do setor energético, entre 2012 e 2021, embora a capacidade instalada de hidrelétricas deva crescer 41,5%, a expectativa de aumento do percentual de armazenamento máximo dos reservatórios do SIN é de apenas 4,6%. Nesse mesmo período, a capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil deverá crescer 700%, passando de 2 GW para 16 GW (EPE, 2013).

Diante desses fatos, o presente trabalho propõe a adoção pelo Brasil de um programa de reação da demanda baseado em incentivos, de forma a contribuir com a segurança do abastecimento de energia elétrica do SIN. Além disso, a proposta tem como objetivo diminuir as emissões de gases de efeito estufa a partir da redução, ou até extinção, da geração termelétrica proveniente de duas fontes fósseis altamente poluentes: óleo combustível e óleo diesel.

Partindo da hipótese de que toda a necessidade de despacho, por razão de segurança energética, proveniente de térmicas a óleo combustível e a óleo diesel, fosse substituída pela reação da demanda baseada em incentivos, quais seriam os potenciais benefícios energéticos, econômicos e ambientais? Quais seriam as implicações negativas decorrentes da adoção de programas dessa natureza? Para responder a essas indagações é necessário conhecer basicamente dois elementos: o montante de energia termelétrica proveniente dessas duas fontes, por razão de segurança energética; e o potencial de reação da demanda disponível para substituir essa geração poluente.

As próximas seções detalham os elementos que subsidiam uma análise da viabilidade da adoção de um programa de reação da demanda como alternativa à necessidade de

despacho termelétrico proveniente do óleo combustível e do óleo diesel. Também é esboçado um possível arranjo de programa de reação da demanda que poderia ser adotado como uma ferramenta alternativa para contribuir com a segurança do abastecimento de energia elétrica do SIN e com a redução das emissões de gases de efeito estufa.

4.1 Histórico de ESS-SE

De maneira a se obter o montante de energia termelétrica proveniente do despacho de usinas a óleo combustível e a óleo diesel, por razão de segurança energética, foram utilizados os boletins informativos da operação diária do SIN. Apesar de não apresentar valores consistidos, o Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO), disponibilizado todos os dias pelo ONS, apresenta os valores verificados de geração termelétrica por razão de despacho. Assim, foram analisados os 2.039 dias que compreendem o período de 1º de janeiro de 2008 a 31 de julho de 2013. Uma compilação dos resultados é apresentada a seguir.

É importante destacar que os dados de geração termelétrica apresentados abaixo e utilizados nas análises não são exatamente precisos por vários motivos: algumas termelétricas foram convertidas para gás natural; até 13 de agosto de 2008, alguns despachos eram apresentados considerando duas razões de despacho, sem haver a devida segregação; possíveis falhas na composição da extensa base de dados utilizada no estudo; possíveis inconsistências de CVU. Essa imprecisão, entretanto, é irrelevante para os objetivos da análise realizada e da proposta que será apresentada.

Tabela 1 – Compilação da geração termelétrica por razão de segurança energética

			01/01/2008 a 31/07/2013		
	Usina Térmica	Combustível	Subsistema	Energia Gerada [MWh]	Geração [MW méd]
1	Alegrete	Óleo Combustível	S	58.896	1,20
2	Angra II	Nuclear	S	16.200	0,33
3	Araucária	Gás Natural	S	4.282.944	87,52
4	Aureliano Chaves	Gás Natural	SE/CO	2.349.989	48,02
5	B.L. Sobrinho	Gás Natural	SE/CO	1.697.664	34,69
6	Bahia I	Óleo Combustível	NE	213.312	4,36
7	Camaçari	Óleo Diesel	NE	1.339.944	27,38
8	Camaçari Muricy	Óleo Combustível	NE	703.248	14,37
9	Camaçari Polo	Óleo Combustível	NE	684.528	13,99
10	Campina Grande	Óleo Combustível	NE	748.272	15,29
11	Campos	Gás Natural	SE/CO	22.752	0,46
12	Candiota III	Carvão	S	1.872	0,04
13	Celso Furtado	Gás Natural	NE	991.344	20,26
14	Charqueadas	Carvão	S	20.616	0,42
15	Cocal	Bagago de Cana	SE/CO	94.440	1,93
16	Cuiabá	Gás Natural	SE/CO	2.452.608	50,12
17	Daia	Óleo Diesel	SE/CO	229.536	4,69

Tabela 1 (Continuação)

	Usina Térmica	Combustível	Subsistema	01/01/2008 a 31/07/2013	
				Energia Gerada [MWh]	Geração [MW méd]
18	Energia Madeiras	Gás Natural	S	2.832	0,06
19	Enguia CE	Óleo Diesel	NE	376.872	7,70
20	Enguia PI	Óleo Diesel	NE	204.264	4,17
21	Euzébio Rocha	Gás Natural	SE/CO	673.920	13,77
22	Fernando Gasparian	Gás Natural	SE/CO	3.149.064	64,35
23	Figueira	Carvão	S	25.080	0,51
24	Fortaleza	Gás Natural	NE	72.288	1,48
25	Geramar 1	Óleo Combustível	N	636.312	13,00
26	Geramar 2	Óleo Combustível	N	621.528	12,70
27	Global I	Óleo Combustível	NE	626.808	12,81
28	Global II	Óleo Combustível	NE	649.704	13,28
29	Goiânia 2	Óleo Diesel	SE/CO	431.064	8,81
30	Gov. Leonel Brizola	Gás Natural	SE/CO	7.947.322	162,40
31	Igarapé	Óleo Combustível	SE/CO	202.824	4,14
32	Jaguarari	Óleo Diesel	NE	117.840	2,41
33	Termo Ceará	Gás Natural	NE	832.968	17,02
34	J. Lacerda - A	Carvão	S	194.424	3,97
35	J. Lacerda - B	Carvão	S	126.048	2,58
36	J. Lacerda - C	Carvão	S	152.752	3,12
37	Jesus S. Pereira	Gás Natural	NE	1.464.840	29,93
38	Juiz de Fora	Gás Natural	SE/CO	302.808	6,19
39	Linhares	Gás Natural	SE/CO	56.784	1,16
40	Luiz Carlos Prestes	Gás Natural	SE/CO	388.152	7,93
41	Maranhão IV	Gás Natural	N	50.040	1,02
42	Maranhão V	Gás Natural	N	2.640	0,05
43	Maracanau I	Óleo Combustível	N	545.472	11,15
44	Mário Lago	Gás Natural	SE/CO	9.926.112	202,84
45	Norte Fluminense	Gás Natural	SE/CO	1.613.046	32,96
46	Nutepa	Óleo Combustível	S	1.056	0,02
47	Palmeiras de Goiás	Óleo Diesel	SE/CO	552.864	11,30
48	Pau Ferro I	Óleo Diesel	NE	281.616	5,75
49	Petrolina	Óleo Combustível	NE	767.016	15,67
50	PIE-RP	Resíduo de Madeira	SE/CO	105.744	2,16
51	Piratininga	Vapor	SE/CO	130.728	2,67
52	Piratininga 1 e 2	Óleo Combustível	SE/CO	445.140	9,10
53	P. Médici	Carvão	S	19.584	0,40
54	Porto do Itaqui	Carvão	N	53.856	1,10
55	Porto do Pecém I	Óleo Diesel	NE	4.656	0,10
56	Potiguar	Óleo Diesel	NE	178.008	3,64
57	Potiguar III	Óleo Diesel	NE	216.144	4,42
58	Rômulo Almeida	Gás Natural	NE	485.208	9,92
59	Santa Cruz	Gás Natural	SE/CO	92.076	1,88
60	São Jerônimo	Carvão	S	16.152	0,33
61	Sepé Tiaraju	Óleo Diesel	S	1.276.344	26,08
62	Sol	Efluente Gasoso	SE/CO	1.152	0,02
63	Suape II	Óleo Combustível	NE	811.032	16,57
64	Termocabo	Óleo Combustível	NE	316.944	6,48
65	Termomanaus	Óleo Diesel	NE	440.664	9,00
66	Termonordeste	Óleo Combustível	NE	343.224	7,01
67	Termonorte II	Óleo Combustível	SE/CO	33.960	0,69
68	Termoparaíba	Óleo Combustível	NE	357.768	7,31
69	Uruguaiana	Gás Natural	S	135.552	2,77
70	Viana	Óleo Combustível	SE/CO	803.856	16,43
71	W. Arjona	Gás Natural	SE/CO	485.976	9,93
72	Xavantes	Óleo Diesel	SE/CO	209.688	4,28
	Total			55.867.981	1.142

Fontes: ONS – Informativo Preliminar Diário da Operação; Abrace

Para se precificar esse despacho termelétrico, a geração diária foi agrupada nas 349 semanas operativas que compreendem o período de referência adotado. Também foram agrupados por semana operativa os valores referentes ao Custo Variável Unitário de cada usina, disponibilizados semanalmente pelo ONS, por meio das notas técnicas dos sumários executivos do PMO, assim como os valores médios de PLD, por submercado. O custo da geração termelétrica por razão de segurança energética, calculado a partir dos parâmetros mencionados, embora esteja descasado da contabilização comercial, de responsabilidade da CCEE, possibilita conhecer a dimensão dos valores pagos a título de ESS-SE, desde a sua geração, no final de 2007, até o mês de julho de 2013. Para o cálculo do ESS-SE de cada semana operativa foram considerados os valores correntes à época, logo, nenhuma correção monetária foi efetuada, pois a intenção do estudo é apresentar um panorama geral dos custos envolvidos, o que não carece de um rigor de sua apuração.

Tabela 2 – Comparativo de geração e encargo total por tipo de combustível

Combustível	01/01/2008 a 31/07/2013				
	Energia Gerada [MWh]	Geração [MW méd]	ESS-SE [milhões de R\$]	Geração %	ESS-SE %
Óleo Combustível	9.570.900	196	3.080	17%	32%
Óleo Diesel	5.859.504	120	2.758	10%	28%
Combustível + Diesel	15.430.404	315	5.837	28%	60%
Outros ²⁶	40.437.577	826	3.835	72%	40%
Total	55.867.981	1.142	9.672	100%	100%

Fontes: ONS, CCEE e Abrace.

A Tabela 2 mostra que o total de energia gerada a partir do óleo combustível e do óleo diesel foi responsável por 28% de toda a geração por razão de segurança energética entre 2008 e julho de 2013. Em contrapartida, foi responsável por 60% dos custos associados a essa geração, cobrados via encargo de serviços do sistema. Dos dois combustíveis citados, fica evidente que, embora tenha gerado apenas 10% da energia total, o óleo diesel custou quase um terço do ESS-SE. Isso se deve ao fato desse combustível, em determinadas termelétricas, chegar a custar mais que mil reais por megawatt-hora, conforme apresentado na Tabela 3.

²⁶ Gás natural, nuclear, carvão, bagaço de cana, vapor, resíduo de madeira e efluentes gasosos.

Tabela 3 - Custo Variável Unitário das usinas que geraram por segurança pelo menos uma vez

Óleo Combustível	CVU [R\$/MWh]	Óleo Diesel	CVU [R\$/MWh]
Alegrete	724,87	Camaçari	732,99
Bahia I	719,86	Daia	703,54
Camaçari Muricy	828,04	Enguia CE	646,13
Camaçari Polo	828,04	Enguia PI	646,13
Campina Grande	547,55	Goiânia 2	765,66
Geramar 1	547,53	Jaguarari	502,00
Geramar 2	547,53	Palmeiras de Goiás	738,67
Global I	616,80	Pau Ferro I	1.117,42
Global II	616,80	Porto do Pecém I	646,13
Igarapé	645,30	Potiguar	1.007,90
Maracanaú I	531,61	Potiguar III	1.007,89
Nutepa	780,00	Sepé Tiaraju	674,64
Petrolina	908,48	Termomanaus	1.117,42
Piratininga 1 e 2	470,34	Xavantes	1.119,98
Suape II	557,47		
Termocabo	540,87		
Termonordeste	543,56		
Termonorte II	551,09		
Termoparaíba	543,56		
Viana	547,54		

Fontes: ONS (semana operativa de 29 de julho de 2013 ou última informação disponível) e Diário Oficial da União.

Para calcular as emissões de gases de efeito estufa, mais especificamente de CO₂, foi utilizado o fator de conversão estabelecido pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), também utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no planejamento de longo prazo dos setores de energia. Para o óleo combustível, o fator de emissão utilizado foi de 3.207 toneladas de dióxido de carbono para cada mil toneladas equivalentes de petróleo; e 3.070 tCO₂/10³tep para o cálculo das emissões decorrentes da queima do óleo diesel. Considerando o período de referência, a soma das emissões provocadas por toda geração de energia elétrica a partir do óleo combustível e do óleo diesel, por razão de segurança energética, resultou em aproximadamente 4,18 milhões de tCO₂ emitidas na atmosfera.

Se comparada com a projeção, para 2021, das emissões totais brasileiras provocadas pela queima de combustíveis fósseis na produção de bens e no uso da energia, de 641 milhões de tCO₂, segundo a EPE (EPE, 2013), a emissão de 4,18 MtCO₂ é pouco representativa. No entanto, essas emissões verificadas no período analisado pelo presente trabalho representam 13,5% das emissões relativas ao SIN, projetadas para 2021 pela EPE. Reduzi-las vai ao encontro do que foi estabelecido pela Lei n.º 12.187, de 29 de dezembro de 2009, ao instituir a Política Nacional sobre Mudança Climática (PNMC), o que contribui para se atingir os objetivos de redução de emissões atribuídos ao setor de energia (Brasil, 2010).

4.2 Estimativa do potencial de Reação da Demanda

Tendo como objetivo a substituição da geração termelétrica, por segurança energética, pela reação da demanda, faz-se necessário identificar o potencial brasileiro que poderia fazer frente a esse despacho. Além disso, também é necessário conhecer os custos associados à reação da demanda, uma vez que ela se torna viável economicamente se ela tiver um custo inferior à geração tradicional, proveniente das termelétricas a óleo combustível e a óleo diesel. Propõe-se, portanto, efetuar-se uma análise do passado, com base na geração termelétrica apresentada na seção anterior e, pressupondo um potencial de reação da demanda estimado, avaliar a viabilidade da adoção de programas dessa natureza como alternativa à necessidade de despacho térmico complementar, a óleo combustível e a óleo diesel. A seguir são apresentados dois cenários distintos.

4.2.1 Mercado relativo ao ACL

Uma maneira simplificada de se estimar o potencial de reação da demanda do mercado brasileiro de energia elétrica seria inferir um percentual sobre o mercado atinente ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), que diz respeito à energia transacionada no mercado livre.

Tabela 4 – Comparativo entre o despacho por ESS-SE e o consumo total do ACL

		(01/01/2008 a 31/07/2013)					
		2008	2009	2010	2011	2012	2013*
	ACL ²⁷ [MW méd]	13.657	12.155	14.058	14.839	15.432	16.000
	Participação no SIN	27%	24%	26%	26%	26%	27%
ESS-SE	Geração (Óleo Combustível) [MW méd]	69	-	21	-	334	1.149
	Geração (Óleo Diesel) [MW méd]	117	-	26	-	166	618
	Geração (Combustível + Diesel) [MW méd]	186	-	47	-	500	1.767
ESS-SE	Óleo Combustível [% ACL]	0,50%	-	0,15%	-	2,17%	7,18%
	Óleo Diesel [% ACL]	0,86%	-	0,19%	-	1,07%	3,86%
	Combustível + Diesel [% ACL]	1,36%	-	0,33%	-	3,24%	11,05%

Fontes: ONS e CCEE (* até julho).

Excetuando-se 2013, poder-se-ia dizer que a geração termelétrica a óleo combustível e a óleo diesel poderia ter sido facilmente evitada por algum tipo de programa de reação da

²⁷ Consumo obtido dos relatórios anuais de informação ao público, da CCEE.

demanda voltada para o mercado livre. Para que isso fosse possível, bastaria ter uma participação inferior a 4% do mercado relativo ao ACL.

Por outro lado, considerando que o custo operacional desses dois combustíveis, em média, é de 690 R\$/MWh²⁸, crê-se que a participação da demanda seria viável, até mesmo para atrair 11% desse mercado, que equivale à geração de óleo combustível e óleo diesel, por razão de segurança energética, relativa ao ano mais crítico do histórico: 2013. Portanto, até mesmo para este ano, pode-se dizer que a utilização de programas de reação da demanda poderia ter evitado todo o despacho dos dois combustíveis, por razão de segurança energética.

4.2.2 Cenário conservador

Um cenário conservador proposto no presente trabalho considera três mercados potenciais: de consumidores livres; de autoprodutores de energia elétrica; e o mercado cativo de unidades consumidoras industriais e comerciais conectadas aos níveis de tensão A1 (≥ 230 kV), A2 (138 kV) e A3 (69 kV). Embora esse mercado se aproxime daquele relativo ao ACL, apresentado no item anterior, para o cenário conservador se propõe a adoção de uma sistemática de estimação que considera a participação relativa em programas de reação da demanda por parte das unidades consumidoras, assim como o número de horas por ano que cada uma delas estaria disposta a lançar mão de uma redução de sua carga.

Tabela 5 – Mercado potencial (consumo e quantidade de unidades consumidoras)

		2008	2009	2010	2011	2012	2013*
Consumo [MW méd]	Consumidores Livres	8.067	7.751	8.851	9.117	9.320	9.592
	Autoprodutores	3.757	2.796	3.230	3.355	3.557	3.557
	Cativos A1, A2 e A3 (industrial e comercial)	1.531	1.640	1.471	1.492	1.274	1.340
	Total	13.355	12.186	13.551	13.965	14.151	14.489
Qtde. de Unidades Consumidoras (UC)	Consumidores Livres	465	444	464	498	563	610
	Autoprodutores	21	25	32	36	32	32
	Cativos A1, A2 e A3 (industrial e comercial)	683	732	652	627	674	673
	Total	1.169	1.201	1.148	1.161	1.269	1.315
Potencial médio [MW/UC]		11,42	10,15	11,80	12,03	11,15	11,02

Fontes: Aneel e CCEE (* até julho).

²⁸ A média dos CVU das usinas a óleo combustível que geraram por segurança energética pelo menos uma vez é 630 R\$/MWh e a óleo diesel é 816 R\$/MWh.

A partir do potencial médio apresentado na Tabela 5, é possível se estimar a quantidade de horas de resposta da demanda que teria sido necessária, a partir da participação relativa das unidades consumidoras, para que a geração termelétrica a óleo combustível e a óleo diesel fosse evitada. Os gráficos apresentados a seguir mostram essa relação para cada um dos anos do histórico em que houve geração a partir dos dois combustíveis. Os gráficos indicam a relação entre a participação percentual das unidades consumidoras e o número de horas que teriam sido necessárias para substituir a geração proveniente dos dois combustíveis.

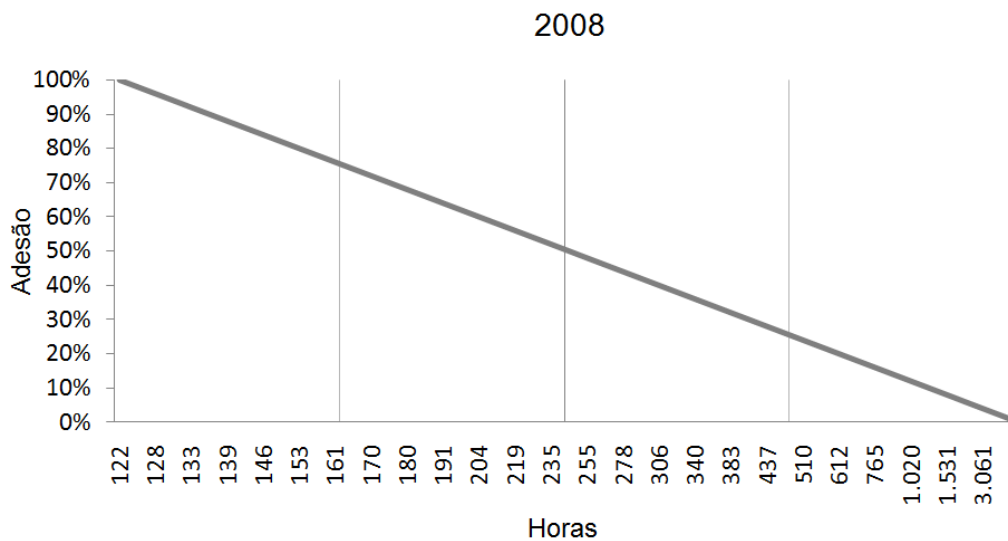


Figura 6 - Relação entre a participação do mercado potencial e das horas necessárias para que o despacho de óleo combustível e óleo diesel, por razão de segurança energética, tivesse sido evitado (2008)

Em 2008, se todas as unidades consumidoras do mercado potencial considerado tivessem aderido a um programa de reação da demanda baseado em incentivos, seria necessário que cada unidade consumidora deixasse de consumir energia elétrica por 122 horas, ou quase cinco dias, para que o despacho das termelétricas a óleo combustível e a óleo diesel, por razão de segurança energética, pudesse ser evitado. Se apenas 10% desse mercado participasse do programa, seriam necessárias 1.124 horas, ou 51 dias. O mesmo raciocínio vale para os demais anos em que a geração por segurança energética exigiu o despacho de termelétricas poluentes. Conforme apresentado na Tabela 4, em 2009 não houve despacho a óleo combustível ou a óleo diesel, por segurança energética, tampouco em 2011.

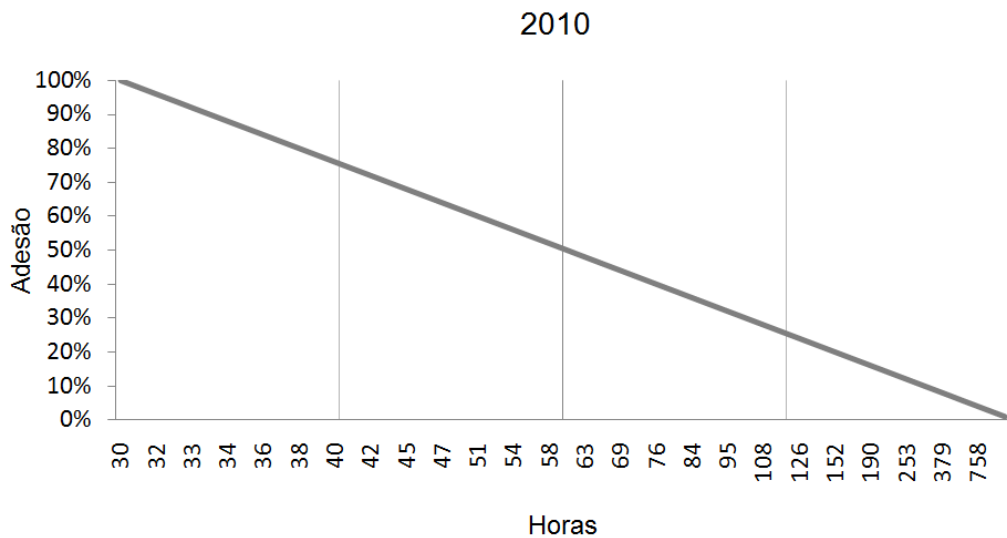


Figura 7 - Relação entre a participação do mercado potencial e das horas necessárias para que o despacho de óleo combustível e óleo diesel, por razão de segurança energética, tivesse sido evitado (2010)

Em 2010, ano do histórico em que o despacho dos dois combustíveis foi o menos significativo, bastaria que todos os consumidores do mercado potencial tivessem deixado de consumir energia elétrica por 30 horas para que a emissão de gases de efeito estufa decorrente da queima dos combustíveis fosse evitada. Se metade do mercado potencial tivesse aderido a um programa, seriam necessárias 61 horas de reação da demanda.

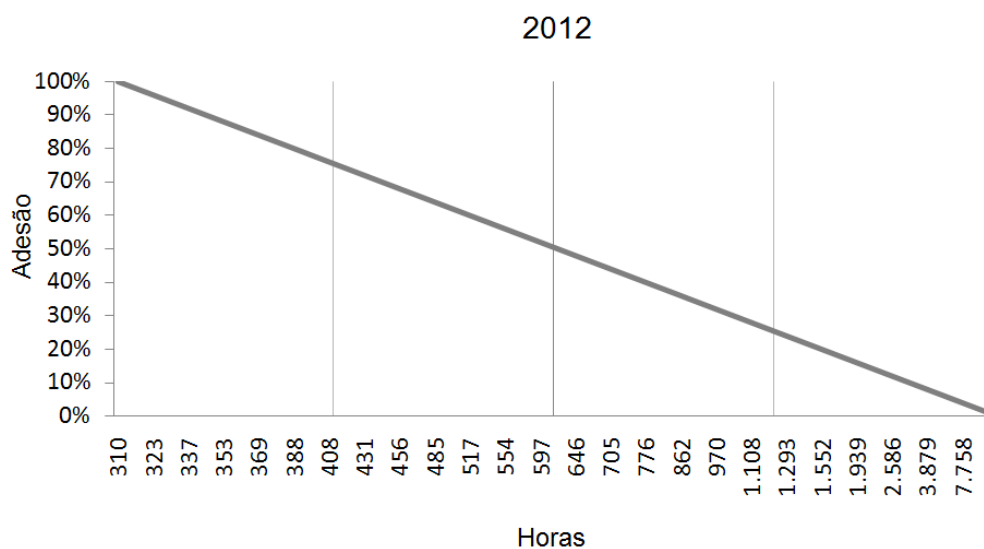


Figura 8 - Relação entre a participação do mercado potencial e das horas necessárias para que o despacho de óleo combustível e óleo diesel, por razão de segurança energética, tivesse sido evitado (2012)

O despacho a óleo combustível e a óleo diesel referente a 2012 poderia ter sido evitado se todo o mercado potencial tivesse deixado de consumir energia elétrica por 310 horas, ou 13 dias.

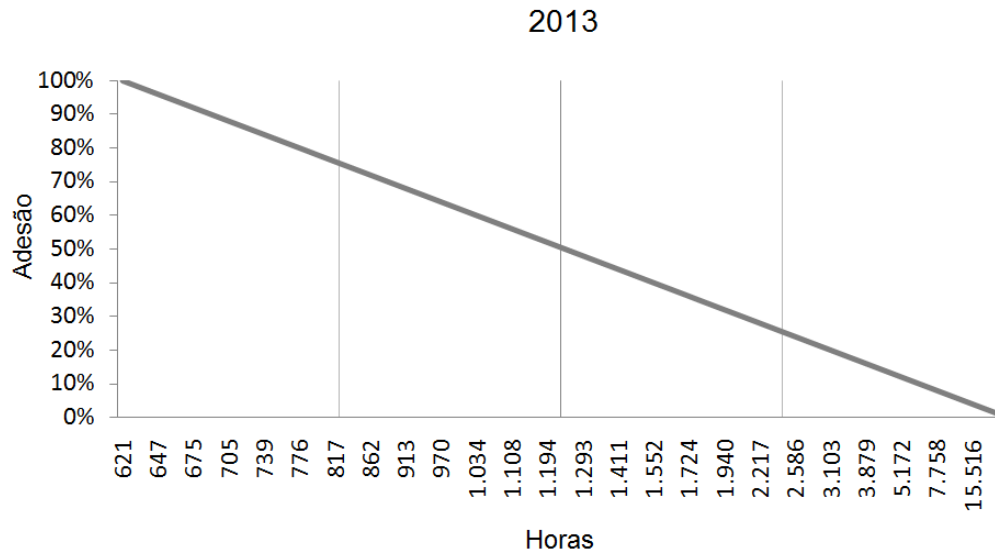


Figura 9 - Relação entre a participação do mercado potencial e das horas necessárias para que o despacho de óleo combustível e óleo diesel, por razão de segurança energética, tivesse sido evitado (2013)

Em 2013, que foi o período mais crítico e que resultou em custos adicionais a título de ESS-SE bastante elevados, teriam sido necessários quase 26 dias de reação da demanda de todas as unidades consumidoras em potencial para que a geração a partir dos dois combustíveis fosse evitada. Por outro lado, se tivesse havido a participação de apenas 10% desses consumidores, seriam necessários 259 dias de resposta da demanda para evitar tal despacho. Considerando que para 2013 os dados analisados se referem a um histórico de 213 dias (até julho), a participação de apenas 10% do mercado potencial não teria sido suficiente para evitar o despacho.

Se forem considerados apenas os 98 consumidores conectados diretamente à rede básica, cuja demanda de 2013 (até julho) foi de 5.713 MW médios, segundo dados apresentados pelo ONS no PMO de setembro de 2013, teriam sido necessários 66 dias de reação da demanda de todas as unidades consumidoras para evitar o despacho verificado das usinas a óleo combustível e a óleo diesel, por razão de segurança energética.

4.3 Potenciais custos evitados

O incentivo financeiro oferecido pela maioria dos programas de reação da demanda adotados internacionalmente se dá através do valor da energia elétrica do mercado *spot* pelo volume de energia reduzido. No Brasil, o volume de energia contratado, mas não consumido pelos usuários, pode ser liquidado no mercado de curto prazo pelo preço *spot*. Portanto, seria necessário um incentivo que superasse o preço *spot* para que os consumidores aumentassem seu apetite no sentido de aderir a esse tipo de programa.

Conforme já apresentado na seção que tratou dos programas de reação da demanda internacionais, existem diversos mecanismos que poderiam ser adotados para remunerar as unidades consumidoras que participam deles. Uma proposta será apresentada na próxima seção. Por ora, pretende-se apenas estimar o potencial de redução de custos, a título de ESS-SE, que o emprego da reação da demanda no Brasil poderia ter oferecido a todo o segmento de consumo.

Assim, partindo do pressuposto que toda geração termelétrica a óleo combustível e a óleo diesel, por razão de segurança energética, entre 2008 e julho de 2013, tivesse sido substituída pela reação da demanda, os custos evitados teriam sido de cerca de R\$1,4 bilhão, caso a energia evitada pelos participantes do programa fosse precificada pelo PLD da semana em que houve o despacho fora da ordem de mérito mais 5%.

Simplificadamente, para que se possa compreender o cálculo do custo evitado considerando um benefício de 5% sobre o valor do PLD, tome como exemplo o despacho por segurança energética de apenas uma usina. Numa dada semana o PLD está em 300 R\$/MWh; a usina gerou 10.000 MWh nessa semana a um CVU de 800 R\$/MWh. Logo, o custo dessa geração atribuído ao ESS-SE é dado pela diferença entre o CVU e o PLD ($800 - 300 = 500$ R\$/MWh), aplicada ao montante de energia gerada (10.000 MWh). O ESS-SE relativo a essa usina e cobrado dos consumidores é igual a R\$5.000.000 (500 R\$/MWh x 10.000 MWh). Agora, se um programa de reação da demanda fosse empregado em substituição a esse despacho termelétrico, e aos consumidores participantes dele fosse dado um incentivo de 5% a mais sobre o valor do PLD, a receita auferida por parte desses consumidores seria de R\$3.150.000 (315 R\$/MWh x 10.000 MWh). Logo o custo evitado a título de ESS-SE, apenas considerando essa única usina, nessa semana, teria sido de R\$1.850.000 (R\$ 5 mi – R\$3,15 mi).

O custo evitado, de R\$1,4 bilhão, foi calculado pela soma dos custos evitados de cada usina a óleo combustível e a óleo diesel despachada, considerando os custos referentes a cada uma das 349 semanas operativas do histórico considerado. A partir do mesmo raciocínio, caso o incentivo atribuído aos participantes do programa tivesse sido de 10% sobre o valor do PLD, o custo evitado teria sido de R\$1,2 bilhão.

No primeiro caso, a redução de custos teria significado uma economia de 14% em relação ao ESS-SE pago pelos consumidores, e 12% no caso de a energia ser precificada pelo PLD mais 10% de incentivo. É evidente que, na prática, se programas de reação da demanda tivessem sido adotados para contribuir com a segurança do sistema por meio da redução da necessidade de despacho de usinas poluentes, o impacto sobre os custos

globais para o sistema poderia ter sido até melhor do que as duas hipóteses apresentadas acima.

Poder-se-ia, inclusive, dependendo das condições hidrológicas e de mercado, lançar mão da reação da demanda até mesmo em momentos em que não há risco de déficit iminente. Apesar de o cenário conservador ter mostrado que seriam exigidos grandes esforços para substituir o despacho termelétrico dos dois combustíveis, se for considerado todo o histórico de ESS-SE analisado no presente trabalho, a geração a óleo combustível e a óleo diesel foi de 313 MW médios. Assim, diante do potencial de reação da demanda estimado anteriormente, não só a geração a partir desses dois combustíveis poderia ter sido evitada, como também uma parte daquela proveniente de outras fontes, que ao longo do período considerado foi de 826 MW médios.

4.4 Programa Brasileiro de Reação da Demanda

Desconsiderando qualquer intenção de elocubrar uma proposta de programa de reação de demanda que resolveria todos os problemas brasileiros relacionados à segurança energética, são apresentadas a seguir apenas algumas ideias para nortear uma discussão bastante intensa e séria a respeito dos benefícios energéticos, econômicos e ambientais que podem ser proporcionados por medidas inteligentes e factíveis que contribuam com a otimização da operação do SIN, sem deixar de lado, é claro, as dificuldades técnicas e regulatórias inerentes à concepção e à operacionalização de um instrumento voltado para o lado da demanda.

Propõe-se, portanto, a inserção de mais um mecanismo de reação da demanda no rol de programas já existentes e apresentado pela Figura 10. A linha tracejada ilustra a inclusão do novo mecanismo de reação da demanda ora proposto. Trata-se de um programa de reação da demanda baseado em incentivos financeiros, que contribui com a garantia do suprimento de energia elétrica do SIN. Ao programa proposto foi dado o nome de Reação Energética (RE).

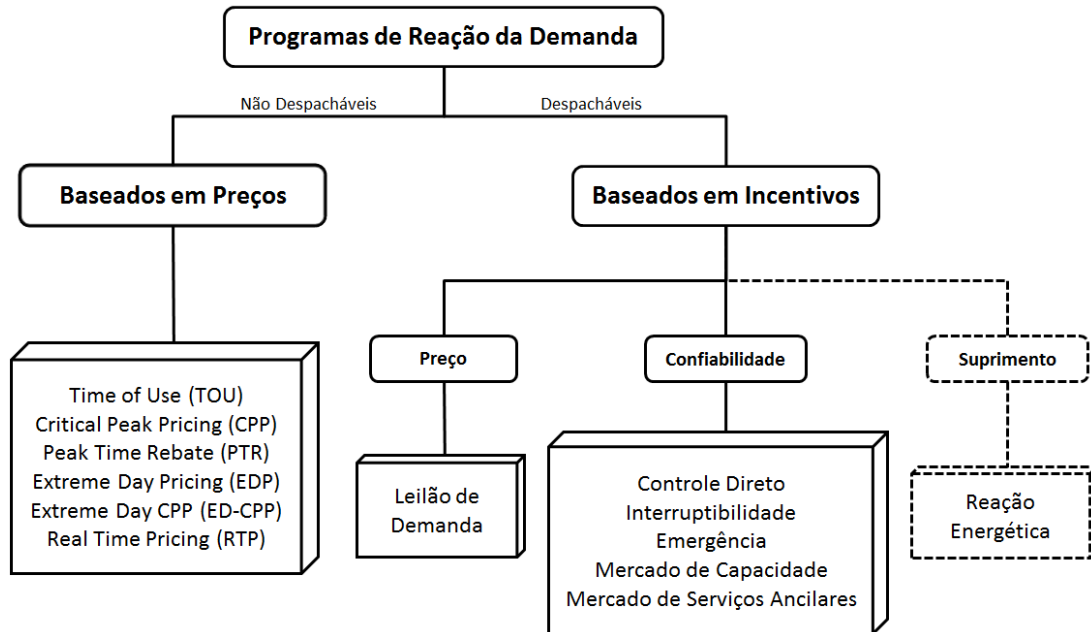


Figura 10 – Novo rol de programas de reação da demanda proposto

São inúmeras as possibilidades para se desenhar o Reação Energética. De maneira bastante simplificada, sugere-se que o programa possua as seguintes características:

- i. Adesão voluntária por parte das unidades consumidoras;
- ii. Os parâmetros individuais de cada unidade consumidora estabelecidos em contrato bilateral assinado com o ONS, ou até mesmo com a distribuidora local, dependendo do mercado potencial almejado. Todos os parâmetros apresentados a seguir seriam definidos pelo consumidor interessado em participar do programa e declarados formalmente ao ONS como condições para sua adesão ao RE. São eles:
 - a. O montante de demanda que ele estaria disposto a reduzir quando fosse chamado a despachar;
 - b. A quantidade máxima de horas, no prazo de vigência do contrato, que estaria disposto a reduzir o montante de demanda definido no item anterior;
 - c. A antecedência mínima em que se daria o aviso do evento;
 - d. O número máximo de vezes que poderia ser chamado a reduzir sua carga no prazo de vigência do contrato;
 - e. As quantidades mínima e máxima de horas consecutivas que estaria disposto a ter sua carga reduzida por evento;
 - f. O intervalo mínimo (horas ou dias) entre uma chamada e outra;

- g. O preço, em R\$/MWh, a partir do qual ele estaria disposto a ter sua demanda reduzida.
- iii. Contrato de adesão ao programa RE anual ou bianual²⁹, com possibilidade de renovação e renegociação dos parâmetros individuais estabelecidos no contrato;
- iv. Em posse das condições específicas declaradas pelos consumidores interessados em participar do programa RE, o ONS opta por assinar apenas aqueles contratos que fossem vantajosos para o SIN e que mais bem atendessem às reais necessidades energéticas do sistema, considerando todas as restrições técnicas que fazem parte de sua operação;
- v. Cálculo da remuneração relativa ao RE semelhante ao cálculo do ESS-SE, podendo até ser criada uma nova modalidade do encargo: Encargo de Serviços de Reação Energética (ESS-RE). Nesse caso, até o valor do PLD, o participante do programa seria remunerado pela liquidação do mercado de curto prazo, sem custos adicionais para os agentes do sistema. O restante da remuneração seria atribuído ao ESS-RE, calculado pela diferença entre o Custo da Reação Energética (CRE), dado pelo item g. da característica *ii.*, e o PLD.

Para exemplificar a aplicação do programa RE, a Tabela 6 apresenta, hipoteticamente, o portfólio de contratos que o ONS teria à sua disposição considerando a adesão ao programa de apenas dez unidades consumidoras.

Tabela 6 - Exemplo hipotético de um portfólio de participantes do Reação Energética

		U.C. 1	U.C. 2	U.C. 3	U.C. 4	U.C. 5	U.C. 6	U.C. 7	U.C. 8	U.C. 9	U.C. 10	
a	Demanda reduzida por evento	MW	40	30	30	30	70	70	70	70	140	200
b	Quantidade máxima de horas	horas	120	240	72	72	72	120	120	360	360	480
c	Tempo mínimo para aviso de ocorrência do evento	dias	20	7	7	7	5	1	2	5	15	30
d	Número de vezes que poderia ser chamado	qtde.	5	15	1	1	1	1	1	15	5	4
e	Prazos mínimo/máximo de duração do evento	horas	24/72	16/32	72/72	72/73	72/74	120/240	120/240	24/40	72/100	120/144
f	Intervalo mínimo entre os eventos	dias	30	15	15	15	15	15	15	15	15	60
g	Custo da Reação Energética	R\$/MWh	400	400	200	300	200	250	500	500	500	400
Energia elétrica evitada pelo RE no ano		MWh	4.800	7.200	2.160	2.160	5.040	8.400	8.400	25.200	50.400	96.000
Total de energia elétrica evitada pelo programa RE		MWh	209.760									

Embora cada unidade consumidora participante do RE possua características distintas em termos operacionais, como se trata de um programa de reação da demanda cujo objetivo é a redução da necessidade de despacho termelétrico para garantir a segurança

²⁹ Baseia-se no conceito de aversão ao risco decorrente de condições conjunturais do sistema, em que os níveis de armazenamento dos reservatórios e as fluências são determinantes para garantir o suprimento (ONS, 2008).

energética do SIN, o que realmente importa é o volume de energia reduzido ao longo do tempo. Assim, considerando o portfólio apresentado, com a participação de apenas dez unidades consumidoras de grande porte, a energia evitada em um ano seria de 209.760 MWh. Esta oferta de energia por meio da reação da demanda de apenas um ano teria sido suficiente para evitar todo o despacho da usina termelétrica a óleo diesel mais cara, que entre janeiro de 2008 e julho de 2013 gerou cerca de 209.688 MWh por razão de segurança energética. Trata-se da usina Xavantes, localizada na capital do estado de Goiás e cujo custo variável unitário, em julho de 2013, era de 1.120 R\$/MWh.

Se esse mesmo portfólio fosse considerado ao longo de todo o período adotado no presente estudo, entre janeiro de 2008 e julho de 2013, a reação da demanda poderia ter evitado o despacho das quatro usinas que possuem os custos operacionais mais altos: Potiguar III, Pau Ferro I, Termomanaus e Xavantes. Juntas, elas geraram cerca de 1.148.112 MWh por razão de segurança energética. Nesse mesmo período, os participantes do RE teriam oferecido 1.171.160 MWh. Considerando os valores atuais, a reação da demanda teria reduzido mais que a metade do custo associado ao despacho dessas quatro usinas. Em termos de ESS-SE, o custo delas foi de aproximadamente R\$850 milhões ao longo de todo o histórico analisado.

Além das características sugeridas acima, há uma quantidade razoável de considerações que necessitariam ser exploradas, analisadas e discutidas, de maneira que o desenho do programa RE tenha maior robustez e, assim, seja capaz de reduzir a necessidade de geração termelétrica complementar em determinados momentos, principalmente naqueles em que as condições hidrológicas do Brasil se mostram desfavoráveis. Embora já existam tecnologias disponíveis e soluções técnicas aplicáveis, questões relacionadas à linha de base que seria considerada para que a redução da carga pudesse ser validada, assim como questões relativas ao próprio sistema e critério de medição, carecem de aprofundamento.

Apesar de as análises apresentadas nas seções anteriores sugerirem a adoção de programa de reação da demanda como forma de se evitar o despacho de usinas térmicas movidas a óleo combustível e a óleo diesel, o programa RE não se limitaria a substituir apenas a geração proveniente desses dois combustíveis. Ele pode substituir qualquer fonte de geração de energia elétrica cujo custo operacional seja maior que o custo associado à reação da demanda. A partir de seu portfólio de opções, no qual a geração tradicional compete igualmente com a reação da demanda, o operador tomaria a decisão de despachar uma termelétrica ou uma carga com base em critérios técnicos e econômicos.

Deixando-se de lado possíveis impactos comerciais e se limitando a considerar apenas o sistema elétrico brasileiro e os agentes que dele fazem parte, o Reação Energética é um programa de reação da demanda do qual todos se beneficiariam. Além de se beneficiar pelo afastamento do risco de desabastecimento, o consumidor comum, seja ele residencial, comercial, rural ou de qualquer outra classe, teria seus custos com energia elétrica reduzidos, pois ao sistema seria adicionado mais um critério de eficiência. A unidade consumidora que adere ao programa só o faz se, para ela, os incentivos forem superiores ao seu custo de oportunidade. Os demais agentes, em alguma medida, também se beneficiariam pelo aumento da eficiência operacional do SIN. Em termos políticos, o governo se beneficiaria pela redução do risco de haver racionamento.

Conforme sugerido no item *iv.*, o ONS apenas assinaria contratos relativos ao programa RE que fossem vantajosos para o sistema elétrico. Se, eventualmente, o operador se depare com declarações, por parte de unidades consumidoras interessadas em participar do programa, cujas condições para sua adesão sejam incompatíveis com as necessidades do sistema, tanto em termos operacionais quanto de custos, o ONS simplesmente não assinaria contrato algum e, assim, a operação do sistema não consideraria a possibilidade de haver qualquer despacho de carga. Entretanto, o próprio mercado se ajustaria com o tempo e se encarregaria de oferecer condições atrativas de reação da demanda, cuja competição com determinadas fontes de geração se traduziria em aumento da eficiência operacional do SIN.

4.5 Considerações adicionais

Para que os programas de reação da demanda possam ser incorporados ao mercado brasileiro de energia elétrica, é necessário haver intenções sérias do governo em iniciar o debate sobre o tema, assim como prospectar o potencial de reação da demanda do País, de modo a ser incorporado ao planejamento oficial. Apesar de o presente trabalho ter apresentado os possíveis benefícios decorrentes de programas voltados para a demanda com base numa estimativa conservadora de seu potencial, há a necessidade de uma apuração mais rigorosa, de forma que a reação da demanda possa ser considerada como mais um elemento na tomada de decisão do despacho centralizado.

Desde 2006, a FERC, dos Estados Unidos, faz uma pesquisa do potencial de reação da demanda e de medição avançada em todo território estadunidense (FERC, 2012). Realizada a cada dois anos, a pesquisa tem subsidiado o planejamento da expansão do setor elétrico do país e tem contribuído para otimizar a operação de seus sistemas elétricos. A metodologia adotada nas pesquisas é pública e poderia, sem muito esforço, ser adaptada e

adotada pelo Brasil. A agência internacional de energia, por meio do programa voltado para o gerenciamento da demanda (IEA DSM Programme, 2013), disponibiliza uma vasta quantidade de informações e publicações sobre o tema. Há muito material disponível que certamente economizaria vários passos para o Brasil poder atingir um grau razoável de maturidade sobre o assunto.

Para que a reação da demanda pudesse fazer parte da realidade do setor elétrico brasileiro, seria necessário algum esforço do governo no sentido de se criar um instrumento legal, ou bastaria apenas, possivelmente, a publicação de um decreto pelo Ministério de Minas e Energia, que amparasse uma alteração das regras de comercialização de energia elétrica pelo regulador. Apesar disso, o governo poderia alegar, como já o fez em determinados momentos, que a adoção de programas envolvendo o gerenciamento da demanda poderia suscitar o sentimento de iminência de racionamento, o que acarretaria em considerável desgaste político. Ora, bastaria um pequeno esforço para se comprovar que a reação da demanda é um instrumento que busca maior eficiência e, conseqüentemente, a redução dos custos globais associados à operação do sistema elétrico da qual todos se beneficiam. E que, além disso, não se trata de um programa compulsório, ou seja, as unidades consumidoras só adeririam ao programa se assim o desejassem.

Outro argumento que poderia ser utilizado pelo governo para justificar sua oposição à criação de programas de reação da demanda seria dizer que a parada da produção de grandes indústrias impactaria toda uma cadeia de fornecedores e clientes, cujos efeitos seriam nocivos à economia. Não parece razoável supor que uma siderúrgica deixaria de produzir aço para vender energia elétrica e nem que uma petroquímica deixaria de vender insumos básicos para a indústria de plástico, por exemplo. Diferentemente da eficiência energética, em que a energia necessária para a execução de determinada tarefa é reduzida, na maioria dos programas de reação da demanda não há uma redução do consumo, mas sim o seu deslocamento no tempo. Ao aderir a um programa dessa natureza, o consumidor se prepara operacionalmente para atender as solicitações estabelecidas em contrato, sem que isso afete a comercialização de seu produto. Além do mais, o programa poderia conter regras que mitigassem as possíveis inconveniências decorrentes de mecanismos que envolvam a demanda. Bastaria estabelecer um limite máximo de horas para cada evento de reação da demanda, por unidade consumidora, para que possíveis comportamentos indesejados e nocivos à economia brasileira fossem evitados.

Um ponto que necessita ser avaliado com muito cuidado está relacionado a questões tributárias e fiscais, que resultam do auferimento, pelo consumidor, de receita pela venda da energia não consumida em decorrência de sua participação num programa de reação da demanda. Unidades consumidoras que não vendem energia elétrica e, portanto, não

possuem previsão em seu contrato social para auferir receita pela sua eventual venda, podem enfrentar problemas fiscais. Também, dependendo do tratamento que se aplica à remuneração dos possíveis participantes de programas de reação da demanda, considerando todas as Unidades da Federação que fazem parte do SIN, a reação da demanda pode ser inviabilizada por razões tributárias. Uma boa dose de criatividade poderia solucionar todos os problemas relacionados a essas questões, como a adoção de mecanismos de descontos aplicados às faturas de energia elétrica dos participantes dos programas.

Principalmente pelo lado da grande indústria, no qual se concentra o maior potencial de reação da demanda, existe a necessidade de haver uma quebra de paradigma. Conforme mencionado anteriormente, há uma tremenda resistência por parte das equipes de gestão, operação e planejamento da produção, responsáveis pela planta industrial, em aceitar modular determinado processo produtivo de forma a contribuir positivamente com o sistema elétrico, mesmo que isso represente um benefício que economicamente valha a pena para a indústria. A experiência internacional mostra a superação de dificuldades operacionais, para atendimento de uma solicitação de redução de carga, relacionadas a processos industriais considerados inflexíveis (Starke et al., 2013). Uma boa gestão e coordenação dos processos é fundamental para o sucesso de programas dessa natureza.

A bibliografia que trata da reação da demanda é enfática ao afirmar que esquemas de precificação com base em tempo real, como o *real time pricing*, devem ser buscados pelos “fazedores” de política no sentido de oferecer uma sinalização econômica que se aproxime da operação em tempo real dos sistemas elétricos (Edward J. Bloustein School of Planning and Public Policy, 2005). O primeiro passo em busca desse objetivo parece ter sido dado pela CCEE, cujo plano de ação colocado em seu “*White Paper – Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil*”, sugere que “o PLD deveria ser calculado em base diária por duas razões: permitir a representação mais acurada das condições do sistema, evitando o pagamento de encargos, e viabilizar o desenvolvimento de um mercado de contratação *day-ahead*” (CCEE, 2012).

5. Conclusões

A partir das análises apresentadas na seção 4 do presente trabalho e em suas subseções, fica evidente que o Brasil possui um potencial considerável de reação da demanda e que não pode ser ignorado pelo governo no sentido de se criar mecanismos que contribuam com a otimização da operação do SIN. Não se pode considerar apenas a criação de programas voltados para a segurança energética, que é o foco da proposta, mas também devem ser avaliados mecanismos que de fato aprimorem a eficiência operacional do sistema elétrico. A experiência internacional mostra que são inúmeras as possibilidades para atrair a demanda de forma a interagir diretamente com o sistema e contribuir para mantê-lo estável, confiável e seguro, a preços competitivos. As próprias restrições elétricas que eventualmente são verificadas no sistema, como a perda de algum transformador importante, por exemplo, poderiam fazer uso de mecanismos de reação da demanda, considerando cargas localizadas estrategicamente, em vez de se lançar mão da geração termelétrica, mais cara e poluente. Em tese, todas as restrições elétricas conjunturais poderiam ser substituídas por programas de reação da demanda, implicando em menos custos aos agentes de consumo do submercado onde elas ocorrem, além de menos danos ambientais.

A intenção do trabalho em focar nos custos associados à geração termelétrica, por razão de segurança energética, a partir do óleo combustível e do óleo diesel, deve-se ao fato de esses dois combustíveis apresentarem custos operacionais bastante elevados, o que facilita a visualização dos possíveis benefícios econômicos e ambientais decorrentes da adoção de programas de reação da demanda voltados para a segurança energética. Entretanto, é importante reiterar que esse tipo de programa não pode se limitar a substituir apenas o despacho por razão de segurança energética, ainda mais agora, que a aversão ao risco fora incorporada aos modelos computacionais de formação de preço e o despacho fora da ordem de mérito deixou de ter a relevância anterior. Esse tipo de programa tampouco pode se limitar a substituir apenas a geração a partir do óleo combustível e do óleo diesel. Ao colocar a reação da demanda em patamar equivalente à geração, no que se refere à competição, o próprio mercado se encarrega de oferecer condições de operação mais eficientes do ponto de vista da lógica econômica.

Sob condições equivalentes, ao competir com as demais fontes de geração de energia elétrica, a reação da demanda é, muito provavelmente, mais competitiva que aquelas cujo custo marginal supera os 500 R\$/MWh, como as movidas a óleo combustível e a diesel. Exceto, talvez, pela oposição de instituições ou empresas que de forma direta ou indireta se beneficiam da comercialização dos combustíveis utilizados na produção de energia elétrica, a reação da demanda apresenta muitas vantagens para a grande maioria dos agentes.

Portanto, a reação da demanda é uma ferramenta da qual o Brasil não pode abrir mão, muito menos em se tratando da conjuntura econômica global, em que a competitividade é a chave para o crescimento do País.

Em relação à matriz elétrica brasileira, a proporção da capacidade instalada de hidrelétricas em relação à capacidade total de geração de energia elétrica do Brasil deverá passar de 65%, em 2012, para 61%, em 2021, segundo o planejamento oficial do governo. No mesmo período, o crescimento da capacidade instalada de hidrelétricas deverá ser de 41,5%. Entretanto, o percentual do armazenamento máximo dos reservatórios do SIN deverá crescer apenas 4,6% - resultante da construção de usinas hidrelétricas a fio d'água (sem reservatório), principalmente na região Norte do País (EPE, 2012). Essa nova realidade exigirá grandes esforços operacionais em momentos de hidrologia desfavorável. As termelétricas deverão estar cada vez mais presentes para fazer frente a esse novo cenário que se vislumbra - de menor capacidade de armazenamento e, conseqüentemente, de maiores custos. Logo, a reação da demanda poderá ser uma alternativa interessante para fazer frente a essa necessidade de geração.

Estas projeções realizadas pelo governo, mais uma vez, corroboram a iminente necessidade de se construir mecanismos inteligentes que sirvam de instrumento de apoio ao ONS para que seja possível enfrentar de forma ótima os desafios que a operação do SIN exige. A experiência internacional e os resultados das simulações deste trabalho mostram que a demanda, diante de estímulos adequados, pode oferecer muitas vantagens ao sistema elétrico, como o aumento de sua confiabilidade e a melhoria da qualidade do fornecimento da energia elétrica. Ela também é capaz de evitar a elevação de custos de operação do sistema, ao mesmo tempo em que desempenha o importante papel de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Além disso, a proposta deste trabalho sugere a criação do programa Reação Energética, segundo o qual a demanda poderia contribuir com o aumento da segurança energética do País. Se desenhados apropriadamente, programas de reação da demanda podem ajudar no aperfeiçoamento do mercado de energia elétrica, reduzindo a volatilidade dos preços e evitando falhas de mercado. A construção de ferramentas dessa natureza deveria fazer parte da política energética do Brasil, de forma a contribuir para se alcançar uma eficiência econômica que resulte no fornecimento de uma energia elétrica confiável e segura a toda sociedade brasileira, a preços competitivos.

Referências

ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. (2007). **Demand response in electricity markets: an overview**. IEEE.

Alliant Energy. Programas de reação da demanda. Disponível em: <<http://www.alliantenergy.com/SaveEnergyAndMoney/AdditionalWaysSave/BillPricingOptions/029898>>. Acesso em: 5 de maio de 2013.

ANEEL (2003). Resolução n.º 265, de 10 de junho de 2003. **Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e distribuição**. Brasília, Brasil.

ANEEL (2008). Nota Técnica n.º 077/2008-SRG/Aneel. **Proposta de abertura de audiência pública para o estabelecimento dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo**. Brasília, Brasil.

ANEEL (2009). Resolução Normativa n.º 351, de 17 de fevereiro de 2009. **Estabelece critérios e procedimentos para a aplicação dos procedimentos operativos de curto prazo no programa mensal de operação e suas revisões**. Brasília, Brasil.

ANEEL (2011). Resolução Normativa n.º 435, de 24 de maio de 2011. **Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários**. Brasília, Brasil.

ANEEL (2012a). **Relatório Consumidor Tipo. Resultados do CTR. Audiência Pública Aneel nº 025/2012. Terceira Revisão Tarifária da Eletropaulo**. Brasília, Brasil.

ANEEL (2012b). Resolução Homologatória n.º 1.316, de 26 de junho de 2012. **Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional e dá outras providências**. Brasília, Brasil.

ANEEL (2012c). Resolução Normativa n.º 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**. Brasília, Brasil.

ANEEL (2012d). Resolução Normativa n.º 502, de 7 de agosto de 2012. **Regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B.** Brasília, Brasil.

ANEEL (2013a). Resolução Homologatória n.º 1.555, de 27 de junho de 2013. **Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional e dá outras providências.** Brasília, Brasil.

ANEEL (2013b). Resolução Normativa n.º 576, de 27 de agosto de 2013. **Revoga todas as disposições normativas atinentes a Curva de Aversão a Risco de Racionamento – CAR e a Procedimentos Operativos de Curto Prazo – POCP.** Brasília, Brasil.

ASHOK, S. **Peak-load management in steel plants.** *Applied Energy*, Elsevier, India, n. 83, p. 413-424, 2006.

ASHOK, S. **Load-management applications for the industrial sector.** *Applied Energy*, Elsevier, India, n. 66, p. 105-111, 2000.

BALIJEPELLI, V. S. K. M.; PRADHAN, V.; KHAPARDE, S. A.; SHEREEF, R. M. (2011). **Review of demand response under smart grid paradigm.** IEEE, PES *Innovative Smart Grid Technologies*, Índia.

Baltimore Gas and Electric Company (2013). **Supplement 522 - Rider 26 - Peak time rebate**, de 15 de março de 2013. Baltimore, Estados Unidos.

BRASIL (1988). Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. **Portaria n.º 33**, de 11 de fevereiro de 1988. Brasília, Brasil.

BRASIL (2001). Medida Provisória n.º 2.152-2, de 1º de junho de 2001. **Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências.** Brasília, Brasil.

BRASIL (2004). Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Brasília, Brasil.

BRASIL (2010). Decreto n.º 7.390, de 9 de dezembro de 2010. **Regulamenta os arts. 6o, 11 e 12 da Lei no 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC, e dá outras providências.** Brasília, Brasil.

CCEE (2012). **White Paper: Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil.** Novembro de 2012. São Paulo, Brasil.

DOE (2006). **Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them: a report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005.** Washington, Estados Unidos.

Edward J. Bloustein School of Planning and Public Policy (2005). **Assessment of customer response to real time pricing, Task 1: literature search.** *Center for Energy, Economic & Environmental Policy.* Universidade Estadual de Nova Jersey. Nova Jersey, Estados Unidos.

EPE (2013). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021.** EPE e MME. Brasília, Brasil.

FERC (2010). **Docket No. AD09-10. National Action Plan on demand response.** Washington, Estados Unidos.

FERC (2012). **Assessment of demand response and advanced metering: staff report.** Washington, Estados Unidos.

IEA DSM Programme. Programa de Gestão pelo lado da Demanda, Agência Internacional de Energia. Disponível em: <www.ieadsm.org>. Acesso em: 28 de julho de 2013.

IEA DSM Programme (2006). **A practical guide to demand-side bidding.Task VIII: Demand-side bidding in a competitive electricity market.** Chester, Reino Unido.

IEA DSM Programme (2008). **Strategic plan for the IEA Demand-Side Management Programme 2008-2012.** Paris, França.

ISO/RTO Council (IRC). Programas de reação da demanda. Disponível em: <<http://www.isorto.org/site/apps/nlnet/content2.aspx?c=jhKQIZPBlmE&b=2708737&ct=8400541>>. Acesso em: 5 de maio de 2013.

KLOBASA, M. et al. (2007). **Strategies for efficient integration of wind power considering demand response.** Áustria e Alemanha.

LIVILUOMA, Juha; RINNE, Erkka; HELISTÖ, Niina (2012). **Economic comparison of technical options to increase power system flexibility.** *Wind Integration, Energy Systems.* VTT Technical Research Centre of Finland. Espoo, Finlândia.

MACDONALD, Jason; CAPPERS, Peter; CALLAWAY, Duncan; KILICDCOTE, Sila (2012). **Demand response providing ancillary services: A comparison of opportunities and challenges in the US wholesale markets.** *Lawrence Berkeley National Laboratory, Universidade da Califórnia, Berkeley.* Berkeley, Estados Unidos.

MARTINEZ, Victor J.; RUDNICK, Hugh (2011). **Design of demand response programs in emerging countries.** Departamento de Engenharia Elétrica, *Pontifícia Universidad Católica de Chile.* IEEE. Santiago, Chile.

MATILAINEN, Jussi (2012). **The needs for demand response in Finland.** IEA DSM Workshop. Espoo, Finlândia.

NILSSON, K. et al. **Industrial application of production planning with optimal electricity demand.** *Applied Energy,* Elsevier, Suécia, n. 46, p. 181-192, 1993.

NYISO. Programas de reação da demanda. Disponível em: <http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/demand_response/index.jsp>. Acesso em: 5 de maio de 2013.

ONS (2008). Nota Técnica n.º 059/2008. **Procedimentos Operativos de Curto Prazo para Aumento da Segurança Energética do Sistema Interligado Nacional.** Rio de Janeiro, Brasil.

ONS (2009a). **Glossário de termos técnicos, Submódulo 20.1, revisão 1.0,** de 5 de agosto de 2009. Rio de Janeiro, Brasil.

ONS (2009b). Submódulo 11.4: **Sistemas especiais de proteção. Procedimentos de rede do ONS, versão 1.0,** de 17 de junho de 2009. Aprovado pela Resolução Normativa Aneel n.º 372/2009. Brasília, Brasil.

PAULUS, M., BORGGREFE, F. **The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany.** *Applied Energy*, Elsevier, Alemanha, n. 88, p. 432-441, 2011.

PJM. Programas de reação da demanda. Disponível em: <<http://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx>>. Acesso em: 5 de maio de 2013.

RAHIMI, Farrokh; IPAKCHI, Ali (2010b). **Demand response as a market resource under the smart grid paradigm.** IEEE. Minneapolis, Estados Unidos.

RAHIMI, Farrokh; IPAKCHI, Ali (2010a). **Overview of demand response under the smart grid and market paradigm.** IEEE. *Open Access Technology International*. Minneapolis, Estados Unidos.

SANTOS, P. E. S. **Tarifas de distribuição para unidades consumidoras em microgeradores considerando a elasticidade-preço das cargas.** 2008. 162 f. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica) - Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG. 2008

SANTOS, P. E. S. **Tarifas de Energia Elétrica: estrutura tarifária.** Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 146 p.

SHEN, B. et al. **Addressing energy demand through demand response: international experiences and practices.** *Lawrence Berkeley National Laboratory*, dezembro, 2012.

Smart Energy Demand Coalition (2011). **The demand response snap shot: the reality for demand response providers working in Europe today.** Bruxelas, Bélgica.

SOUSA, Helder. **Estabelecimento de critérios técnicos para avaliação do impacto da mudança do "status quo" tarifário no perfil de carga dos sistemas de distribuição.** 2009. 6 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Instituto de Sistemas Elétricos e Energia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá-MG. 2009.

SOUZA, Z. F. **A importância da reação da demanda na formação dos preços de curto prazo em mercados de energia elétrica.** 2010. 121 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo. 2010

STARKE, D. L.; ALKADI, N.; GEORGE, R.; Johnson, B.; Dowling, K.; Khan, S. (2013). **Demand-side response from industrial loads**. *Oak Ridge National Laboratory, ENBALA Power Networks*, Universidade do Tennessee, Universidade do Texas, Estados Unidos e Canadá.

TORRITI, Jacopo; HASSAN, Mohamed G.; LEACH, Matthew (2009). **Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation**. *Science Direct Journal*, Elsevier. Guildford, Reino Unido.

VIOLETTE, D. M.; FREEMAN, R.; NEIL, C. (2006). **Analysis of valuation of demand response volume I: overview**. IEA DSM Programme Task XIII.

NGUYEN, D. T.; NEGNEVITSKY, M.; GROOT, M.(2011). **Poolbased demand response exchange - concept and modeling**. IEEE, *Transactions on Power Systems Journal*, volume 26, n.º3, página 1677-1685, agosto de 2011.

WELLINGHOFF, J., MORENOFF, D. **Recognizing the importance of demand response: the second half of the wholesale electric market equation**. *Energy Law Journal*, v. 28, n. 2, 2007.

Anexo

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				Product / Service Features											
Region	Acronym	Name	Service Type	Minimum Size	Aggregation Allowed	Participation	Response Required	Primary Driver	Trigger Logic	Deployment "Overuse" Restriction	"Peak" Hours Only	Deployment Instruction Source	Deployment Instruction Destination	Demand Resource Availability Measurement	Transparency of Requirements (Demonstrated through ISO/RTO Web Link)
AESO															
AESO	DOS	Demand Opportunity Service	Energy	None	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.aeso.ca/downloads/QPP_Contents.pdf
AESO	FLSS	Frequency Load Shed Service	Regulation	None	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	Distribution company rotates the load and frequency blocks after each use	No	None	None	Telemetry	http://www.aeso.ca/downloads/QPP_Contents.pdf
AESO	SUP	Supplemental Operating Reserves	Reserve	5 MW	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.aeso.ca/downloads/QPP_Contents.pdf
AESO	VLCP	Voluntary Load Curtailment Program	Energy	None	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.aeso.ca/downloads/QPP_Contents.pdf
CAISO															
CAISO	PLP	Participating Load Program	Energy	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Economic	Energy Price > Offer Price	Biddable Participation + Max Number of Startups	No	System Operator	Scheduling Coordinator	Not Monitored	http://www.caiso.com/docs/2005/10/05/200510052028042315_5.html
CAISO	PLP	Participating Load Program	Reserve	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Economic	Capacity Bid and separate Energy Bid > Offer Price	Biddable Participation + Max Number of Startups	No	System Operator	Scheduling Coordinator	Telemetry	http://www.caiso.com/docs/2005/10/05/200510052028042315_5.html
ERCOT															
ERCOT	EILS	Emergency Interruptible Load Service	Capacity	1 MW [Bid Size]	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	2x Deployments or 8 Hours per Contract Period (4-Months)	No	System Operator	Qualified Scheduling Entity (QSE)	Calculated after the Commitment Period	http://www.ercot.com/services/programs/load/eils/
ERCOT	LaaR / RRS / UFR	Loads Acting as a Resource providing Responsive Reserve Service -- Under Frequency Relay Type	Reserve	1 MW [Bid Size]	Portfolio-Based Bidding	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Qualified Scheduling Entity (QSE)	Telemetry	http://www.ercot.com/services/programs/load/
ERCOT	LaaR / RRS / CLR	Loads Acting as a Resource providing Responsive Reserve Service -- Controllable Load Resource Type	Reserve	1 MW [Bid Size]	Portfolio-Based Bidding	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Qualified Scheduling Entity (QSE)	Telemetry	http://www.ercot.com/services/programs/load/
ERCOT	LaaR / NSRS /	Loads Acting as a Resource providing Non-Spinning Reserve Service	Reserve	1 MW [Bid Size]	Portfolio-Based Bidding	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Qualified Scheduling Entity (QSE)	Telemetry	http://www.ercot.com/services/programs/load/
ERCOT	CLR	Controllable Load Resources providing Regulation Service	Regulation	1 MW [Bid Size]	Portfolio-Based Bidding	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Qualified Scheduling Entity (QSE)	Telemetry	http://www.ercot.com/services/programs/load/

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				Product / Service Features											
Region	Acronym	Name	Service Type	Minimum Size	Aggregation Allowed	Participation	Response Required	Primary Driver	Trigger Logic	Deployment "Overuse" Restriction	"Peak" Hours Only	Deployment Instruction Source	Deployment Instruction Destination	Demand Resource Availability Measurement	Transparency of Requirements (Demonstrated through ISO/RTO Web Link)
IESO															
IESO	ELRP	Emergency Load Reduction Program	Energy	1 MW	Yes	Voluntary	Voluntary	Reliability	Operational Procedure	None	No	System Operator	Market Participant	Calculated after the Commitment Period	http://www.ieso.ca/imoweb/marketsAndPrograms/markets_programs.asp
IESO	EDRP	Emergency Demand Response Program	Energy	1 MW	No	Voluntary	Voluntary	Reliability	Operational Procedure	None	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.ieso.ca/imoweb/marketsAndPrograms/markets_programs.asp
IESO	DL	Dispatchable Load	Energy	1 MW	No	Voluntary	Mandatory	Economic	Energy Price > Bid Price	None	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.ieso.ca/imoweb/marketsAndPrograms/markets_programs.asp
IESO	DL	Dispatchable Load (30 minute reserve)	Reserve	1 MW	No	Voluntary	Mandatory	Reliability	Energy Price > Offer Price	None	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.ieso.ca/imoweb/marketsAndPrograms/markets_programs.asp
IESO	DL	Dispatchable Load (10 Spinning / 10 Non-Spinning Component)	Reserve	1 MW	No	Voluntary	Mandatory	Reliability	Energy Price > Offer Price	None	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.ieso.ca/imoweb/marketsAndPrograms/markets_programs.asp
ISO-NE															
ISO-NE	RTDRP	Real Time Demand Response Program [Capacity Component]	Capacity	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	None	No	System Operator	Demand Designated Entities	Telemetry	http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonenews/index.html
ISO-NE	RTDRP	Real Time Demand Response Program [Energy Component]	Energy	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	None	No	System Operator	Demand Designated Entities	Not Monitored	http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonenews/index.html
ISO-NE	DALRP-RTDR	Day-Ahead Load Response Program for RTDRP	Energy	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Economic	Day-Ahead LMP = or > Offer Price	None	Yes	System Operator	Demand Designated Entities	Not Monitored	http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonenews/index.html
ISO-NE	DALRP- RTPR	Day-Ahead Load Response Program for RTPR	Energy	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Economic	Day-Ahead LMP = or > Offer Price	None	Yes	System Operator	Demand Designated Entities	Not Monitored	http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonenews/index.html
ISO-NE	DRR	Demand Response Reserves Pilot	Reserve	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Resources in the DRR Pilot are activated to simulate Reserve Activation Events at a frequency similar to the	None	No	System Operator	Demand Designated Entities	Telemetry	http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonenews/index.html
ISO-NE	RTPR	Real Time Price Response Program	Energy	100 kW	Yes	Voluntary	Voluntary	Economic	Day-Ahead or Forecast Real-Time LMP = or > \$100/MWh	None	Yes	System Operator	Demand Designated Entities	Not Monitored	http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonenews/index.html
ISO-NE	RTDR	Real Time Demand Response Resource	Capacity	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Critical Peak Hours: OP4 Action 6 or higher and Forecast Peak Hours whenever Day-Ahead	None	No	System Operator	Demand Designated Entities	Telemetry	http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonenews/index.html
ISO-NE	OP and SP	FCM: On-Peak, Seasonal Peak Resources	Capacity	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	On-Peak (hours ending 1800 1900 winter season, 1400-1700 summer season) Seasonal Peak (real time)	None	Yes	None	None	Not Monitored	http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonenews/index.html
ISO-NE	RTEG	Real Time Emergency Generation Resource	Capacity	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	None	No	System Operator	Demand Designated Entities	Telemetry	http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonenews/index.html

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				Product / Service Features											
Region	Acronym	Name	Service Type	Minimum Size	Aggregation Allowed	Participation	Response Required	Primary Driver	Trigger Logic	Deployment "Overuse" Restriction	"Peak" Hours Only	Deployment Instruction Source	Deployment Instruction Destination	Demand Resource Availability Measurement	Transparency of Requirements (Demonstrated through ISO/RTO Web Link)
MISO															
MISO	EDR	Emergency Demand Response	Energy	100 kW	yes	Voluntary	Voluntary	Reliability	Operational Procedure	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Market Participant	Daily Update	http://www.midwestmarket.org/publish/Folder/1e1401_118199304fa_-78d10a48324a
MISO	DRR-I	Demand Response Resource Type I	Energy	1 MW	yes	Voluntary	Voluntary	Economic	Energy Price > Offer Price	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.midwestmarket.org/publish/Document/279a04_11d b4d152b9_-7efc0a48324a?rev=4
MISO	DRR-I	Demand Response Resource Type-I	Reserve	1 MW	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Energy Price > Offer Price	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.midwestmarket.org/publish/Document/279a04_11d b4d152b9_-7efc0a48324a?rev=4
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type II	Energy	1 MW	No	Voluntary	Voluntary	Economic	Energy Price > Offer Price	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.midwestmarket.org/publish/Document/279a04_11d b4d152b9_-7efc0a48324a?rev=4
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type-II	Reserve	1 MW	No	Voluntary	Mandatory	Reliability	Energy Price > Offer Price	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.midwestmarket.org/publish/Document/279a04_11d b4d152b9_-7efc0a48324a?rev=4
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type-II	Regulation	1 MW	No	Voluntary	Mandatory	Reliability	Energy Price > Offer Price	Biddable Daily Participation	No	System Operator	Market Participant	Telemetry	http://www.midwestmarket.org/publish/Document/279a04_11d b4d152b9_-7efc0a48324a?rev=4
MISO	LMR	Load Modifying Resource	Capacity	100 kW	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	Minimum use 5x	No	System Operator	Local Balancing Authority (LBA)	Daily Update	http://www.midwestmarket.org/publish/Document/2c41ee_1200f54a695_-7ff30a48324a
NYISO															
NYISO	DADRP	Day-Ahead Demand Response Program	Energy	1 MW	Yes	Voluntary	Mandatory	Economic	Energy Price > Offer Price (Security Constrained Unit Commitment)	None	No	System Operator	Demand Resource	Not Monitored	http://www.nyiso.com/public/pr oducts/demand_response/day ahead.jsp
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Reserve	1 MW	No	Voluntary	Mandatory	Economic	Energy Price > Offer Price (Security Constrained Economic Dispatch)	None	No	System Operator	Demand Resource	Telemetry	http://www.nyiso.com/public/pr oducts/demand_response/dsas p.jsp
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Reserve	1 MW	No	Voluntary	Mandatory	Economic	Energy Price > Offer Price (Security Constrained Economic Dispatch)	None	No	System Operator	Demand Resource	Telemetry	http://www.nyiso.com/public/pr oducts/demand_response/dsas p.jsp
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Regulation	1 MW	No	Voluntary	Mandatory	Economic	Energy Price > Offer Price (Security Constrained Economic Dispatch)	None	No	System Operator	Demand Resource	Telemetry	http://www.nyiso.com/public/pr oducts/demand_response/dsas p.jsp
NYISO	EDRP	Emergency Demand Response Program	Energy	100 kW (per Zone)	Yes	Voluntary	Voluntary	Reliability	Operational Procedure	None	No	System Operator	Curtailed Service Provider (CSP)	Not Monitored	http://www.nyiso.com/public/pr oducts/demand_response/edrp .jsp
NYISO	SCR	Installed Capacity Special Case Resources (Energy Component)	Energy	100 kW (per Zone)	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	None	No	System Operator	Responsible Interface Party (RIP)	Not Monitored	http://www.nyiso.com/public/pr oducts/demand_response/scr i cap.jsp
NYISO	SCR	Installed Capacity Special Case Resources (Capacity Component)	Capacity	100 kW (per Zone)	Yes	Voluntary	Mandatory	Reliability	Operational Procedure	None	No	System Operator	Responsible Interface Party (RIP)	Not Monitored	http://www.nyiso.com/public/pr oducts/demand_response/scr i cap.jsp

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				Deployment Type			Deployment Technology					Event Timing			
Region	Acronym	Name	Service Type	Resource Specific	Bulk	Self	Dedicated Network	Internet	Verbal	e-mail	Automatic Relay	Advance Notification(s)	Ramp Period	Sustained Response Period	Recovery Period
AESO															
AESO	DOS	Demand Opportunity Service	Energy	✓					✓			None	- 7 Minutes (Term & 7 Minute Service) - 1 Hour (1 Hour Service) - Standard - Immediate	8 Hours (Minimum)	Based on Resource Parameters
AESO	FLSS	Frequency Load Shed Service	Regulation			✓					✓	None	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	N / A
AESO	SUP	Supplemental Operating Reserves	Reserve			✓	✓					None	10 Minutes	1 Hour (Minimum)	Based on Resource Parameters
AESO	VLCP	Voluntary Load Curtailment Program	Energy	✓					✓			None	one hour, unless customer declines dispatch	As Scheduled / Dispatched	Based on Resource Parameters
CAISO															
CAISO	PLP	Participating Load Program	Energy	✓				✓				Day-Ahead Market Clearing (~ 1:00 PM)	1 Hour	1 hour or resource's min run time	Based on Resource Parameters
CAISO	PLP	Participating Load Program	Reserve	✓				✓				Day-Ahead Market Clearing (~ 1:00 PM)	10 Minutes	2 Hours (Maximum)	Based on Resource Parameters
ERCOT															
ERCOT	EILS	Emergency Interruptible Load Service	Capacity		✓		✓		✓			None	10 Minutes	As Scheduled / Dispatched	10 Hours
ERCOT	LaaR / RRS / UFR	Loads Acting as a Resource providing Responsive Reserve Service – Under Frequency Relay Type	Reserve	✓	✓	✓	✓		✓		✓	Day-Ahead Market Clearing (~ 13:30)	10 Minutes (Phone) 30 Cycles (Relay)	As Scheduled / Dispatched	3 Hours
ERCOT	LaaR / RRS / CLR	Loads Acting as a Resource providing Responsive Reserve Service – Controllable Load Resource Type	Reserve	✓	✓	✓	✓		✓			Day-Ahead Market Clearing (~ 13:30)	Continuous, similar to governor action by a generator; and 10 min response for remaining obligation to electronic instruction	As Scheduled / Dispatched	3 Hours
ERCOT	LaaR / NSRS /	Loads Acting as a Resource providing Non-Spinning Reserve Service	Reserve	✓	✓		✓		✓			Day-Ahead Market Clearing (~ 13:30)	30 Minutes	As Scheduled / Dispatched	3 Hours
ERCOT	CLR	Controllable Load Resources providing Regulation Service	Regulation			✓	✓					Day-Ahead Market Clearing (~ 13:30)	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	N / A

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				Deployment Type			Deployment Technology					Event Timing			
Region	Acronym	Name	Service Type	Resource-Specific	Bulk	Self	Dedicated Network	Internet	Verbal	e-mail	Automatic Relay	Advance Notification(s)	Ramp Period	Sustained Response Period	Recovery Period
IESO															
IESO	ELRP	Emergency Load Reduction Program	Energy	✓					✓	✓		Day-Ahead Advisory (15:00) or Day-at-hand (09:00) + 1 Hour (Minimum)	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
IESO	EDRP	Emergency Demand Response Program	Energy	✓					✓	✓		None	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
IESO	DL	Dispatchable Load	Energy	✓			✓					5 Minutes (Minimum)	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
IESO	DL	Dispatchable Load (30 minute reserve)	Reserve	✓			✓					5 Minutes (Minimum)	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
IESO	DL	Dispatchable Load (10 Spinning / 10 Non-Spinning Component)	Reserve	✓			✓					5 Minutes (Minimum)	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
ISO-NE															
ISO-NE	RTDRP	Real Time Demand Response Program [Capacity Component]	Capacity		✓			✓				None	10 Minutes/ 30 Minutes	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
ISO-NE	RTDRP	Real Time Demand Response Program [Energy Component]	Energy		✓			✓				None	10 Minutes/ 30 Minutes	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
ISO-NE	DALRP-RTDR	Day-Ahead Load Response Program for RTDRP	Energy	✓				✓				Day-Ahead Market Clearing (~4:00 PM)	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
ISO-NE	DALRP- RTPR	Day-Ahead Load Response Program for RTPR	Energy	✓				✓				Day-Ahead Market Clearing (~4:00 PM)	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
ISO-NE	DRR	Demand Response Reserves Pilot	Reserve		✓			✓				None	30 Minutes	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
ISO-NE	RTPR	Real Time Price Response Program	Energy		✓			✓				None	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
ISO-NE	RTDR	Real Time Demand Response Resource	Capacity		✓		✓					10 PM on the day prior to the call for DR Forecast Peak Hours, in each hour for RT DR Dispatch Hours	30 Minutes	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
ISO-NE	OP and SP	FCM: On-Peak, Seasonal Peak Resources	Capacity			✓						None	Effectively Instantaneous	On-Peak - June, July, August hours ending 1300 to 1700, December and January hours ending 1700 to 1900. Seasonal Peak - As Scheduled	Not Monitored
ISO-NE	RTEG	Real Time Emergency Generation Resource	Capacity		✓		✓					None	30 Minutes	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				Deployment Type			Deployment Technology					Event Timing			
Region	Acronym	Name	Service Type	Resource-Specific	Bulk	Self	Dedicated Network	Internet	Verbal	e-mail	Automatic Relay	Advance Notification(s)	Ramp Period	Sustained Response Period	Recovery Period
MISO															
MISO	EDR	Emergency Demand Response	Energy	✓			✓					None	Resource-Specific (Biddable Parameter)	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
MISO	DRR-I	Demand Response Resource Type I	Energy	✓		✓	✓					Day-Ahead Clearing (~5:00)	5 Minutes	As Scheduled / Dispatched with 1 Hour (Minimum)	Not Monitored
MISO	DRR-I	Demand Response Resource Type-I	Reserve	✓		✓	✓					Day-Ahead Clearing (~5:00)	10 Minutes	As Scheduled / Dispatched with 1 Hour (Minimum)	Not Monitored
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type II	Energy	✓		✓	✓					Day-Ahead Clearing (~5:00)	5 Minutes	As Scheduled / Dispatched with 1 Hour (Minimum)	Not Monitored
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type-II	Reserve	✓		✓	✓					Day-Ahead Clearing (~5:00)	10 Minutes	As Scheduled / Dispatched with 1 Hour (Minimum)	Not Monitored
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type-II	Regulation	✓		✓	✓					Day-Ahead Clearing (~5:00)	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched with 1 Hour (Minimum)	N / A
MISO	LMR	Load Modifying Resource	Capacity	✓					✓			None	-	As Scheduled / Dispatched with 4 Hours (Minimum)	Not Monitored
NYISO															
NYISO	DADRP	Day-Ahead Demand Response Program	Energy	✓				✓				Day-Ahead by 11 am	-	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Reserve	✓			✓					Day-Ahead by 11 am Real-time: 75 minutes	10 Minutes	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Reserve	✓			✓					Day-Ahead by 11 am Real-time: 75 minutes	10 minutes/ 30 minutes	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Regulation	✓			✓					Day-Ahead by 11 am Real-time: 5 minutes	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	N / A
NYISO	EDRP	Emergency Demand Response Program	Energy		✓				✓	✓		Day-ahead advisory Day- of: 120 minutes	2 Hours	4 Hours (Minimum)	Not Monitored
NYISO	SCR	Installed Capacity Special Case Resources (Energy Component)	Energy		✓				✓	✓		Day-ahead advisory Day- of: 120 minutes	2 Hours	4 Hours (Minimum)	Not Monitored
NYISO	SCR	Installed Capacity Special Case Resources (Capacity Component)	Capacity		✓				✓	✓		Day-ahead advisory Day- of: 120 minutes	2 Hours	4 Hours (Minimum) [or 1 Hour for Test]	Not Monitored

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				Deployment Type			Deployment Technology					Event Timing			
Region	Acronym	Name	Service Type	Resource-Specific	Bulk	Self	Dedicated Network	Internet	Verbal	e-mail	Automatic Relay	Advance Notification(s)	Ramp Period	Sustained Response Period	Recovery Period
PJM															
PJM	Economic	Economic Load Response	Energy	✓		✓		✓		✓		Day-Ahead Clearing (~4:00)	Resource Specific	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
PJM	Economic	Economic Load Response	Reserve		✓			✓	✓			1 Hour	10 Minutes	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
PJM	Economic	Economic Load Response	Reserve	✓				✓		✓		Day-Ahead Clearing (~4:00)	30 Minutes	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
PJM	Economic	Economic Load Response	Regulation	✓			✓					None	Effectively Instantaneous	As Scheduled / Dispatched	N / A
PJM	Emergency (Energy Only)	Emergency Load Response - Energy Only	Energy		✓			✓	✓			2 Hours (Maximum)	1 Hour or 2 Hours (Participant Selected)	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
PJM	Emergency	Full Emergency Load Response (Capacity Component)	Capacity		✓			✓	✓			2 Hours (Maximum)	1 Hour or 2 Hours (Participant Selected)	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
PJM	Emergency	Full Emergency Load Response (Energy Component)	Energy		✓			✓	✓			2 Hours (Maximum)	1 Hour or 2 Hours (Participant Selected)	As Scheduled / Dispatched	Not Monitored
SPP															
SPP	VDDR	Variable Dispatch Demand Response	Energy	✓			✓	✓	✓			5 Minutes (Maximum)	5 Minutes	5 Minutes	5 Minutes

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				Telemetry						
Region	Acronym	Name	Service Type	Telemetry Requirement	Telemetry Accuracy	Telemetry Reporting Interval	Other Telemetry Measurements	Communication Protocol	Governor Control Equivalent [Regulation Only]	On-Site Generation Telemetry Requirement
AESO										
AESO	DOS	Demand Opportunity Service	Energy	Yes	± 5%	4 Seconds (or on threshold crossing)	Quality check on all points from site	ICCP	N / A	Yes
AESO	FLSS	Frequency Load Shed Service	Regulation	Yes	± 5%	4 Seconds (or on threshold crossing)	Quality check on all points from site	ICCP	No	No
AESO	SUP	Supplemental Operating Reserves	Reserve	Yes	± 5%	4 Seconds (or on threshold crossing)	Quality check on all points from site	ICCP	N / A	Yes
AESO	VLCP	Voluntary Load Curtailment Program	Energy	Limited	± 5%	4 Seconds (or on threshold crossing)	Quality check on all points from site	ICCP	N / A	Yes (Selected Sites)
CAISO										
CAISO	PLP	Participating Load Program	Energy	No	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A
CAISO	PLP	Participating Load Program	Reserve	Yes	± 2 %	1 Minute (resource to eDAC 4-Second eDAC to CAISO)	None	DNP3 or ICCP	N / A	No
ERCOT										
ERCOT	EILS	Emergency Interruptible Load Service	Capacity	No	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A
ERCOT	LaaR / RRS / UFR	Loads Acting as a Resource providing Responsive Reserve Service -- Under Frequency Relay Type	Reserve	Yes	± 3 %	2 Seconds	UFR Status Breaker Status Data Quality Status	DNP3	N / A	No
ERCOT	LaaR / RRS / CLR	Loads Acting as a Resource providing Responsive Reserve Service -- Controllable Load Resource Type	Reserve	Yes	± 3 %	2 Seconds	Breaker Status Data Quality Status	DNP3	N / A	No
ERCOT	LaaR / NSRS /	Loads Acting as a Resource providing Non-Spinning Reserve Service	Reserve	Yes	± 3 %	2 Seconds	Breaker Status Data Quality Status	DNP3	N / A	No
ERCOT	CLR	Controllable Load Resources providing Regulation Service	Regulation	Yes	± 3 %	2 Seconds	Breaker Status Data Quality Status	DNP3	Yes	No

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				Telemetry						
Region	Acronym	Name	Service Type	Telemetry Requirement	Telemetry Accuracy	Telemetry Reporting Interval	Other Telemetry Measurements	Communication Protocol	Governor Control Equivalent [Regulation Only]	On-Site Generation Telemetry Requirement
IESO										
IESO	ELRP	Emergency Load Reduction Program	Energy	No	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A
IESO	EDRP	Emergency Demand Response Program	Energy	Yes	± 2 %	2 Seconds	None	SCADA	N / A	No
IESO	DL	Dispatchable Load	Energy	Yes	± 2 %	2 Seconds	None	SCADA	N / A	No
IESO	DL	Dispatchable Load (30 minute reserve)	Reserve	Yes	± 2 %	2 Seconds	None	SCADA	N / A	No
IESO	DL	Dispatchable Load (10 Spinning / 10 Non-Spinning Component)	Reserve	Yes	± 2 %	2 Seconds	None	SCADA	N / A	No
ISO-NE										
ISO-NE	RTDRP	Real Time Demand Response Program [Capacity Component]	Capacity	Yes	± 2 % (± ½ % if meter is used for Distribution billing)	5 Minutes	None	Internet (IBCS Protocol)	N / A	No
ISO-NE	RTDRP	Real Time Demand Response Program [Energy Component]	Energy	Yes	± 2 % (± ½ % if meter is used for Distribution billing)	5 Minutes	None	Internet (IBCS Protocol)	N / A	No
ISO-NE	DALRP-RTDR	Day-Ahead Load Response Program for RTDRP	Energy	No	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A
ISO-NE	DALRP- RTPR	Day-Ahead Load Response Program for RTPR	Energy	No	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A
ISO-NE	DRR	Demand Response Reserves Pilot	Reserve	Yes	± 2 % (± ½ % if meter is used for Distribution billing)	5 Minutes	None	Internet (IBCS Protocol)	N / A	No
ISO-NE	RTPR	Real Time Price Response Program	Energy	No	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A
ISO-NE	RTDR	Real Time Demand Response Resource	Capacity	Yes	± 2 % (± ½ % if meter is used for Distribution billing)	5 Minutes	None	Internet (IBCS Protocol)	N / A	No
ISO-NE	OP and SP	FCM: On-Peak, Seasonal Peak Resources	Capacity	No	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A	N / A
ISO-NE	RTEG	Real Time Emergency Generation Resource	Capacity	Yes	± 2 % (± ½ % if meter is used for Distribution billing)	5 Minutes	None	Internet (IBCS Protocol)	N / A	Yes

IRC Demand Response: Product Service Definitions

<i>ISO/RTO Product / Service</i>				<i>Telemetry</i>						
Region	Acronym	Name	Service Type	Telemetry Requirement	Telemetry Accuracy	Telemetry Reporting Interval	Other Telemetry Measurements	Communication Protocol	Governor Control Equivalent [Regulation Only]	On-Site Generation Telemetry Requirement
MISO										
MISO	EDR	Emergency Demand Response	Energy	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
MISO	DRR-I	Demand Response Resource Type I	Energy	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
MISO	DRR-I	Demand Response Resource Type-I	Reserve	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type II	Energy	yes	Consistent with other ICCP Data	4 Seconds	None	ICCP	N/A	Yes
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type-II	Reserve	yes	Consistent with other ICCP Data	4 Seconds	None	ICCP	N/A	Yes
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type-II	Regulation	Yes	Consistent with other ICCP Data	4 Seconds	None	ICCP	No	Yes
MISO	LMR	Load Modifying Resource	Capacity	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NYISO										
NYISO	DADRP	Day-Ahead Demand Response Program	Energy	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Reserve	Yes	Digital data: Maximum error of +0.1 percent of reading	6 Seconds	Regulation Flag, Base Load Interval, Calc Response MW, Breaker Status	ICCP	N/A	Yes
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Reserve	Yes	Digital data: Maximum error of +0.1 percent of reading	6 Seconds	Regulation Flag, Base Load Interval, Calc Response MW, Breaker Status	ICCP	N/A	Yes
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Regulation	Yes	Digital data: Maximum error of +0.1 percent of reading	6 Seconds	Regulation Flag, Base Load Interval, Calc Response MW, Breaker Status	ICCP	No	Yes
NYISO	EDRP	Emergency Demand Response Program	Energy	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NYISO	SCR	Installed Capacity Special Case Resources (Energy Component)	Energy	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
NYISO	SCR	Installed Capacity Special Case Resources (Capacity Component)	Capacity	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

IRC Demand Response: Product Service Definitions

<i>ISO/RTO Product / Service</i>				<i>Telemetry</i>						
Region	Acronym	Name	Service Type	Telemetry Requirement	Telemetry Accuracy	Telemetry Reporting Interval	Other Telemetry Measurements	Communication Protocol	Governor Control Equivalent [Regulation Only]	On-Site Generation Telemetry Requirement
PJM										
PJM	Economic	Economic Load Response	Energy	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PJM	Economic	Economic Load Response	Reserve	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PJM	Economic	Economic Load Response	Reserve	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PJM	Economic	Economic Load Response	Regulation	Yes	± 2 %	2-4 Seconds	None	ICCP	No	No
PJM	Emergency (Energy Only)	Emergency Load Response - Energy Only	Energy	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PJM	Emergency	Full Emergency Load Response (Capacity Component)	Capacity	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PJM	Emergency	Full Emergency Load Response (Energy Component)	Energy	No	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
SPP										
SPP	VDDR	Variable Dispatch Demand Response	Energy	Yes	Consistent with all other ICCP Data	4 Seconds	Breaker Status	ICCP	N/A	Yes

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				After-The-Fact Metering								Available Performance Evaluation Methods
Region	Acronym	Name	Service Type	After-the-Fact Metering Requirement	Meter Accuracy	Clock/Time Accuracy	Details of Meter/Equipment Standards	Meter Data Reporting Deadline	Meter Data Reporting Interval	Validating, Editing & Estimating (VEE) Method	On-Site Generation Meter Requirement	
AESO												
AESO	DOS	Demand Opportunity Service	Energy	Yes	± 0.2 %	Applicable standards	"Industry Canada" and ISO standards	Event Day + 3 Business Days	15 Minutes	VEE described in ISO standards	N/A	AESO-1
AESO	FLSS	Frequency Load Shed Service	Regulation	Yes	± 0.2 %	Applicable standards	"Industry Canada" and ISO standards	Event Day + 3 Business Days	15 Minutes	VEE described in ISO standards	N/A	AESO-1
AESO	SUP	Supplemental Operating Reserves	Reserve	Yes	± 0.2 %	Applicable standards	"Industry Canada" and ISO standards	Event Day + 3 Business Days	15 Minutes	VEE described in ISO standards	N/A	AESO-1
AESO	VLCP	Voluntary Load Curtailment Program	Energy	Yes	± 0.2 %	Applicable standards	"Industry Canada" and ISO standards	Event Day + 3 Business Days	15 Minutes	VEE described in ISO standards	N/A	AESO-1
CAISO												
CAISO	PLP	Participating Load Program	Energy	Yes	± .25 %	Accuracy of the meter clock must be within 0.02% (2 minutes per week) at ambient temperature	"Local Regulatory Authority" certification or CAISO certified meter standards	Event Day + 45 Days (Scheduling Coordinator Metered Entity) OR Daily	5 Minutes	The Scheduling Coordinator is responsible for the Validating, Editing and Estimation of meter data; If CAISO polled meters then the Scheduling Coordinator is responsible for the Validating, Editing and Estimation of meter data; If CAISO polled meters then the CAISO is responsible for VEE	N/A	N/A
CAISO	PLP	Participating Load Program	Reserve	Yes	± .25 %	Accuracy of the meter clock must be within 0.02% (2 minutes per week) at ambient temperature	"Local Regulatory Authority" certification or CAISO certified meter standards	Event Day + 45 Days (Scheduling Coordinator Metered Entity) OR Daily	5 Minutes	The Scheduling Coordinator is responsible for the Validating, Editing and Estimation of meter data; If CAISO polled meters then the CAISO is responsible for VEE	N/A	N/A
ERCOT												
ERCOT	EILS	Emergency Interruptible Load Service	Capacity	Yes	± 2 %	5% relative to NIST Atomic Clock	MW Accuracy: PUCT Subst. R. 25.121 referencing ANSI C12; Guidelines for non-IDR metered Load aggregations posted as separate document at http://www.ercot.com/services/programs/load/	Contract Period End + 35 Days	15 Minutes	Standard VEE by meter-reading entity	N/A	ERCOT-1, ERCOT-2, ERCOT-3, ERCOT-4, ERCOT-5
ERCOT	LaaR / RRS / UFR	Loads Acting as a Resource providing Responsive Reserve Service -- Under Frequency Relay Type	Reserve	Yes	± 2 %	5% relative to NIST Atomic Clock	MW Accuracy: PUCT Subst. R. 25.121 referencing ANSI C12; UFRs must be set no lower than 59.7 Hz and must be set to trip for a frequency drop of no more than 20 cycles	Monthly	15 Minutes	Standard VEE by meter-reading entity	N/A	ERCOT-6
ERCOT	LaaR / RRS / CLR	Loads Acting as a Resource providing Responsive Reserve Service -- Controllable Load Resource Type	Reserve	Yes	± 2 %	5% relative to NIST Atomic Clock	MW Accuracy: PUCT Subst. R. 25.121 referencing ANSI C12; Governor-type response requirements described at http://www.ercot.com/services/programs/load/	Monthly	15 Minutes	Standard VEE by meter-reading entity	N/A	ERCOT-6
ERCOT	LaaR / NSRS /	Loads Acting as a Resource providing Non-Spinning Reserve Service	Reserve	Yes	± 2 %	5% relative to NIST Atomic Clock	MW Accuracy: PUCT Subst. R. 25.121 referencing ANSI C12.	Monthly	15 Minutes	Standard VEE by meter-reading entity	N/A	ERCOT-6
ERCOT	CLR	Controllable Load Resources providing Regulation Service	Regulation	Yes	± 2 %	5% relative to NIST Atomic Clock	MW Accuracy: PUCT Subst. R. 25.121 referencing ANSI C12; AGC and Governor-type response requirements described at http://www.ercot.com/services/programs/load/	Monthly	15 Minutes	Not Applicable to Regulation Service	N/A	ERCOT-7

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				After-The-Fact Metering								Available Performance Evaluation Methods
Region	Acronym	Name	Service Type	After-the-Fact Metering Requirement	Meter Accuracy	Clock/Time Accuracy	Details of Meter/Equipment Standards	Meter Data Reporting Deadline	Meter Data Reporting Interval	Validating, Editing & Estimating (VEE) Method	On-Site Generation Meter Requirement	Available Performance Evaluation Methods
IESO												
IESO	ELRP	Emergency Load Reduction Program	Energy	Yes	± 0.2 %	None	1. IESO Metering standards for RWM installations or 2. Retail electricity market revenue meter with a 0.5% accuracy class (or better) or 3. Interval meter owned by the IESO or	End-of-Month + 60 Days	1 Hour	Standard VEE by meter-reading entity	N/A	IESO-1, IESO-2, IESO-3
IESO	EDRP	Emergency Demand Response Program	Energy	Yes	± 0.2 %	± 5 seconds relative to IESO Meter Data collection systems	"Measurement Canada" and IESO Metering standards	Daily	5 Minutes	Standard VEE process by IESO meter-reading	Yes	N/A
IESO	DL	Dispatchable Load	Energy	Yes	± 0.2 %	± 5 seconds relative to IESO Meter Data collection systems	"Measurement Canada" and IESO Metering standards	Daily	5 Minutes	Standard VEE process by IESO meter-reading	Yes	N/A
IESO	DL	Dispatchable Load (30 minute reserve)	Reserve	Yes	± 0.2 %	± 5 seconds relative to IESO Meter Data collection systems	"Measurement Canada" and IESO Metering standards	Daily	5 Minutes	Standard VEE process by IESO meter-reading	Yes	N/A
IESO	DL	Dispatchable Load (10 Spinning / 10 Non-Spinning Component)	Reserve	Yes	± 0.2 %	± 5 seconds relative to IESO Meter Data collection systems	"Measurement Canada" and IESO Metering standards	Daily	5 Minutes	Standard VEE process by IESO meter-reading	Yes	N/A
ISO-NE												
ISO-NE	RTDRP	Real Time Demand Response Program [Capacity Component]	Capacity	Yes	± 2% (± ½% if meter is used for Distribution billing)	Accuracy of 4-2 minutes, with the National Institute of Standards and Telemetry Criteria	(ANSI) C-12 and Specific ISO-NE Standards (Operating Procedure 18 - Metering and Telemetry Criteria)	Event Day + 2.5 Business Days	5 Minutes	VEE described in ISO standards Manual-MVDR	Yes	ISO-NE-1, ISO-NE-3, ISO-NE-4
ISO-NE	RTDRP	Real Time Demand Response Program [Energy Component]	Energy	Yes	± 2% (± ½% if meter is used for Distribution billing)	Accuracy of 4-2 minutes, with the National Institute of Standards and Telemetry Criteria	(ANSI) C-12 and Specific ISO-NE Standards (Operating Procedure 18 - Metering and Telemetry Criteria)	Event Day + 2.5 Business Days	5 Minutes	VEE described in ISO standards Manual-MVDR	Yes	ISO-NE-1, ISO-NE-3, ISO-NE-4
ISO-NE	DALRP-RTDR	Day-Ahead Load Response Program for RTDRP	Energy	Yes	± 2% (± ½% if meter is used for Distribution billing)	Accuracy of 4-2 minutes, with the National Institute of Standards and Telemetry Criteria	(ANSI) C-12 and Specific ISO-NE Standards (Operating Procedure 18 - Metering and Telemetry Criteria)	Monthly	5 Minutes OR 1 Hour	VEE described in ISO standards Manual-MVDR	Yes	ISO-NE-1, ISO-NE-3, ISO-NE-4
ISO-NE	DALRP- RTPR	Day-Ahead Load Response Program for RTPR	Energy	Yes	± 2% (± ½% if meter is used for Distribution billing)	Accuracy of 4-2 minutes, with the National Institute of Standards and Telemetry Criteria	(ANSI) C-12 and Specific ISO-NE Standards (Operating Procedure 18 - Metering and Telemetry Criteria)	Monthly	5 Minutes OR 1 Hour	VEE described in ISO standards Manual-MVDR	Yes	ISO-NE-1, ISO-NE-2, ISO-NE-4
ISO-NE	DRR	Demand Response Reserves Pilot	Reserve	Yes	± 2% (± ½% if meter is used for Distribution billing)	Accuracy of 4-2 minutes, with the National Institute of Standards and Telemetry Criteria	(ANSI) C-12 and Specific ISO-NE Standards (Operating Procedure 18 - Metering and Telemetry Criteria)	Daily	5 Minutes	VEE described in ISO standards Manual-MVDR	Yes	ISO-NE-1, ISO-NE-3, ISO-NE-4
ISO-NE	RTPR	Real Time Price Response Program	Energy	Yes	± 2% (± ½% if meter is used for Distribution billing)	Accuracy of 4-2 minutes, with the National Institute of Standards and Telemetry Criteria	(ANSI) C-12 and Specific ISO-NE Standards (Operating Procedure 18 - Metering and Telemetry Criteria)	Monthly	1 Hour	VEE described in ISO standards Manual-MVDR	Yes	ISO-NE-1, ISO-NE-3, ISO-NE-4
ISO-NE	RTDR	Real Time Demand Response Resource	Capacity	Yes	± 2% (± ½% if meter is used for Distribution billing)	Accuracy of 4-2 minutes, with the National Institute of Standards and Telemetry Criteria	(ANSI) C-12 and Specific ISO-NE Standards (Operating Procedure 18 - Metering and Telemetry Criteria)	Daily	5 Minutes	VEE described in ISO standards Manual-MVDR	Yes	ISO-NE-5, ISO-NE-6, ISO-NE-7
ISO-NE	OP and SP	FCM: On-Peak, Seasonal Peak Resources	Capacity	Yes	± 2% (± ½% if meter is used for Distribution billing)	Accuracy of 4-2 minutes, with the National Institute of Standards and Telemetry Criteria	(ANSI) C-12 and Specific ISO-NE Standards (Operating Procedure 18 - Metering and Telemetry Criteria)	Monthly	15 Minutes	VEE described in ISO standards Manual-MVDR	Yes	ISO-NE-5, ISO-NE-6, ISO-NE-7
ISO-NE	RTEG	Real Time Emergency Generation Resource	Capacity	Yes	± 2% (± ½% if meter is used for Distribution billing)	Accuracy of 4-2 minutes, with the National Institute of Standards and Telemetry Criteria	(ANSI) C-12 and Specific ISO-NE Standards (Operating Procedure 18 - Metering and Telemetry Criteria)	Daily	5 Minutes	VEE described in ISO standards Manual-MVDR	Yes	ISO-NE-5, ISO-NE-6, ISO-NE-7

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				After-The-Fact Metering								Available Performance Evaluation Methods
Region	Acronym	Name	Service Type	After-the-Fact Metering Requirement	Meter Accuracy	Clock/Time Accuracy	Details of Meter/Equipment Standards	Meter Data Reporting Deadline	Meter Data Reporting Interval	Validating, Editing & Estimating (VEE) Method	On-Site Generation Meter Requirement	
MISO												
MISO	EDR	Emergency Demand Response	Energy	Yes	Applicable State Jurisdictional Requirements	None	applicable ANSI standards	Event Day + 53 Days	1 Hour	N/A	Yes	MISO-1, MISO-2, MISO-3, MISO-4, MISO-5
MISO	DRR-I	Demand Response Resource Type I	Energy	Yes	Applicable State Jurisdictional Requirements	None	applicable ANSI standards	When Cleared Day-Ahead, During Dispatch Day -- next Hour	1 Minute	N/A	Yes	MISO-6
MISO	DRR-I	Demand Response Resource Type-I	Reserve	Yes	Applicable State Jurisdictional Requirements	None	applicable ANSI standards	When Cleared Day-Ahead, During Dispatch Day -- next Hour	1 Minute	N/A	Yes	MISO-6
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type II	Energy	Yes	Applicable State Jurisdictional Requirements	None	applicable ANSI standards	When Cleared Day-Ahead, During Dispatch Day -- next Hour	1 Minute	N/A	Yes	MISO-6
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type-II	Reserve	Yes	Applicable State Jurisdictional Requirements	None	applicable ANSI standards	When Cleared Day-Ahead, During Dispatch Day -- next Hour	1 Minute	N/A	Yes	MISO-6
MISO	DRR-II	Demand Response Resource Type-II	Regulation	Yes	Applicable State Jurisdictional Requirements	None	applicable ANSI standards	When Cleared Day-Ahead, During Dispatch Day -- next Hour	1 Minute	N/A	Yes	MISO-6
MISO	LMR	Load Modifying Resource	Capacity	Yes	Applicable State Jurisdictional Requirements	None	applicable ANSI standards	Event Day + 53 Days	1 Hour	N/A	Yes	MISO-1, MISO-2, MISO-3, MISO-4, MISO-5
NYISO												
NYISO	DADRP	Day-Ahead Demand Response Program	Energy	Yes	± 2 %	None	12% or full scale reading (for non-revenue interval metering devices; certified by a Professional Engineer as meeting ANSI C12) (1) Must use certified Meter Service Provider (MSRP) for Meter Service Provider	Event Day + 55 Days	1 Hour	N/A	N/A	NYISO-3
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Reserve	Yes	± 2 %	None	Revenue Grade; approved by NY Public Service Commission	Instantaneous, plus Scheduled Day + 55 Days	1 Hour	Instantaneous data compared to revenue billing meter after the fact	N/A	NYISO-2
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Reserve	Yes	± 2 %	None	Revenue Grade; approved by NY Public Service Commission	Instantaneous, plus Scheduled Day + 55 Days	1 Hour	Instantaneous data compared to revenue billing meter after the fact	Must be net metered	NYISO-2
NYISO	DSASP	Demand Side Ancillary Services Program	Regulation	Yes	± 2 %	None	Revenue Grade; approved by NY Public Service Commission	Instantaneous, plus Scheduled Day + 55 Days	1 Hour	Instantaneous data compared to revenue billing meter after the fact	N/A	NYISO-2
NYISO	EDRP	Emergency Demand Response Program	Energy	Yes	± 2 %	None	12% or full scale reading (for non-revenue interval metering devices; certified by a Professional Engineer as meeting ANSI C12) (1) Must use certified Meter Service Provider	Event Day + 75 Days	1 Hour	N/A	Optional	NYISO-3, NYISO-4 (Small Customer Aggregations), NYISO-5
NYISO	SCR	Installed Capacity Special Case Resources (Energy Component)	Energy	Yes	± 2 %	None	12% or full scale reading (for non-revenue interval metering devices; certified by a Professional Engineer as meeting ANSI C12) (1) Must use certified Meter Service Provider	Event Day + 75 Days	1 Hour	N/A	Optional	NYISO-3, NYISO-4 (Small Customer Aggregations), NYISO-5
NYISO	SCR	Installed Capacity Special Case Resources (Capacity Component)	Capacity	Yes	± 2 %	None	12% or full scale reading (for non-revenue interval metering devices; certified by a Professional Engineer as meeting ANSI C12) (1) Must use certified Meter Service Provider	Event Day + 75 Days	1 Hour	N/A	Optional	NYISO-1, NYISO-3, NYISO-4 (Small Customer Aggregations), NYISO-5

IRC Demand Response: Product Service Definitions

ISO/RTO Product / Service				After-The-Fact Metering								Available Performance Evaluation Methods
Region	Acronym	Name	Service Type	After-the-Fact Metering Requirement	Meter Accuracy	Clock/Time Accuracy	Details of Meter/Equipment Standards	Meter Data Reporting Deadline	Meter Data Reporting Interval	Validating, Editing & Estimating (VEE) Method	On-Site Generation Meter Requirement	
PJM												
PJM	Economic	Economic Load Response	Energy	Yes	± 2 %	None	Retail electric service requirements or ANSI C12.1 and c57.13	Event Day + 60 Days	1 Hour	NAESB VEE protocol	N/A	PJM-1, PJM-2, PJM-3, PJM-8
PJM	Economic	Economic Load Response	Reserve	Yes	± 2 %	None	Retail electric service requirements or ANSI C12.1 and c57.13	Event Day + 1 Business Day	1 Minute	NAESB VEE protocol	N/A	PJM-4
PJM	Economic	Economic Load Response	Reserve	Yes	± 2 %	None	Retail electric service requirements or ANSI C12.1 and c57.13	Event Day + 1 Business Day	1 Minute	NAESB VEE protocol	N/A	PJM-4
PJM	Economic	Economic Load Response	Regulation	Yes	± 2 %	None	Retail electric service requirements or ANSI C12.1 and c57.13	Event Day + 1 Business Day	1 Minute	NAESB VEE protocol	N/A	PJM-5
PJM	Emergency (Energy Only)	Emergency Load Response - Energy Only	Energy	Yes	± 2 %	None	Retail electric service requirements or ANSI C12.1 and c57.13	Event Day + 60 Days	1 Hour	NAESB VEE protocol	N/A	PJM-6
PJM	Emergency	Full Emergency Load Response (Capacity Component)	Capacity	Yes	± 2 %	None	Retail electric service requirements or ANSI C12.1 and c57.13	End-of-Month + 45 Days	1 Hour	NAESB VEE protocol	N/A	PJM-1, PJM-2, PJM-3, PJM-6, PJM-7, PJM-8
PJM	Emergency	Full Emergency Load Response (Energy Component)	Energy	Yes	± 2 %	None	Retail electric service requirements or ANSI C12.1 and c57.13	Event Day + 60 Days	1 Hour	NAESB VEE protocol	N/A	PJM-6
SPP												
SPP	VDDR	Variable Dispatch Demand Response	Energy	Yes	± 0.2 %	None	ANSI C12.1 & 12.2.0	Event Day + 4 Days (2:00 AM)	1 Hour	Comparison to Telemetry	Yes	SPP-1, SPP-2