

MECANISMOS DE RESPOSTA DA DEMANDA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: PANORAMA ATUAL E PERSPECTIVAS

Weber Daas Santos¹
Sérgio Valdir Bajay¹

¹Universidade Estadual de Campinas

DOI: 10.47168/rbe.v29i1.720

RESUMO

Há diversos tipos e formas de utilização dos mecanismos de resposta da demanda observados nos mercados de energia elétrica de vários países. Esses mecanismos têm sido amplamente implementados nesses mercados, dadas as possibilidades de associação destes instrumentos ao planejamento energético local e seu emprego na otimização dos custos de operação dos sistemas elétricos. Este artigo apresenta o conceito de resposta da demanda, bem como os diversos tipos de programas e ferramentas utilizados no exterior e os já existentes no Brasil, buscando identificar potenciais adaptações para maior inserção do agente consumidor no setor elétrico brasileiro, como alternativa aos frequentes despachos de usinas termoeletricas de elevado custo operacional na garantia de suprimento de energia elétrica no país.

Palavras-chave: Resposta da demanda; Demanda de eletricidade; Consumidor de energia elétrica; Tarifa de energia elétrica; Preço da energia elétrica.

ABSTRACT

There are several types and forms of use of demand response mechanisms that have been observed in the electricity markets of various countries. These mechanisms have been widely implemented in these markets, given the possibilities of associating these instruments with local energy planning and their use in the optimization of the operating costs of electrical power systems. This paper presents the concept of demand response, as well as the several types of programs and tools used abroad and those already existing in Brazil, seeking to identify potential adaptations for greater insertion of the consumer agent in the

Brazilian power sector, as an alternative to the frequent dispatch of thermoelectric plants with high operational costs to guarantee the electricity supply in the country.

Keywords: Demand response; Electricity demand; Electricity consumer; Electricity tariff; Electricity price.

1. INTRODUÇÃO

O conceito de resposta da demanda (RD) se refere aos mecanismos existentes de gerenciamento do consumo de energia elétrica como resposta às condições de oferta do mercado. Como exemplo prático e didático, evidencia-se o deslocamento temporal do consumo por conta de variações de preços e tarifas de energia elétrica. Dentre os benefícios atribuídos à implementação de mecanismos de RD, majoritariamente sistêmicos, cujos efeitos positivos não se limitam aos grandes consumidores, destacam-se (EPE, 2019):

- a) Maior flexibilidade e confiabilidade na operação: inserção dos consumidores na competição pelo atendimento da demanda máxima do sistema;
- b) Diminuição na emissão de gases do efeito estufa: com a inserção do mecanismo de RD na competição pelo atendimento da demanda máxima do sistema, um menor despacho de usinas termoeletricas (UTES) a óleo diesel e óleo combustível, grandes emissoras desses gases, pode ser alcançado;
- c) Redução dos custos de geração: com o potencial decréscimo no despacho de usinas UTES que operam com combustíveis caros, o custo total do sistema com geração de energia elétrica tende a cair;
- d) Postergação de novos empreendimentos de geração, transmissão e distribuição: com a redução na demanda ocasionada pelo mecanismo de RD, investimentos em outros segmentos podem ser reduzidos;
- e) Queda na concentração do poder de mercado: o setor elétrico brasileiro atual propicia um elevado poder de mercado aos geradores, retendo toda a capacidade de atendimento à demanda incremental por energia em um só tipo de agente; e
- f) Redução de riscos financeiros: com a tendência de queda na volatilidade dos preços de energia, diversos agentes (segmentos de geração, distribuição, comercialização e consumo) passam a assumir um menor risco no gerenciamento de custos com energia elétrica.

2. TIPOS DE RD

2.1 RD baseada em preços

Programas de RD baseados em preço visam o deslocamento do uso da energia elétrica com base nas variações de preços e tarifas. Desta forma, o consumidor consegue reduzir a utilização da rede em momentos de maior demanda da empresa concessionária, reduzindo seu custo com a energia elétrica através de um consumo menor durante os períodos de maior preço (EPE, 2019).

As principais variações do mecanismo baseado em preços são (EPE, 2019):

a) *Time of use* (TOU): tarifas do tipo TOU são caracterizadas por dividir os dias da semana em períodos de tempo que, de forma a representar as oscilações de custo médio de geração e transmissão, possuem diferentes tarifas. Um exemplo de aplicação de tarifas do tipo TOU em outros países é o mercado de Ontário, no Canadá, no qual consumidores residenciais, rurais, pequenos negócios e com baixo consumo de eletricidade podem adquirir energia a partir de tarifas, divididas em três períodos por dia, calculadas com base no *Hourly Ontario Energy Price* (HOEP).

b) *Critical Peak Pricing* (CPP): em mercados que contam com CPP, os consumidores são submetidos a tarifas mais elevadas em dias que o custo da geração atinge altos patamares, ou quando a rede elétrica da concessionária alcança picos de demanda. A tarifa CPP é utilizada, atualmente, em três das principais empresas concessionárias no oeste dos Estados Unidos, na Califórnia: San Diego Gas & Electric (SDGE), Southern California Edison (SCE) e Pacific Gas and Electric Company (PG&E).

c) *Peak Time Rebate* (PTR): durante eventos considerados críticos, os consumidores são encorajados, por meio de remuneração, a reduzirem seu consumo em relação a uma linha base. No exterior, a companhia estadunidense Baltimore Gas and Electric Company (BGE) promove programas do tipo PTR em Maryland, para consumidores que possuem medidores inteligentes.

d) *Real Time Pricing* (RTP): consumidores estão sujeitos a preços e tarifas de energia próximos ao custo marginal de operação do sistema, podendo possuir uma granularidade horária. Um exemplo avançado de tarifação horária em tempo real, amplamente utilizada, é o *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC), no mercado espanhol.

2.2 RD baseada em incentivos

Em programas de RD baseados em incentivos, consumidores passam a receber estímulos financeiros para reduzirem suas respectivas demandas por energia elétrica em períodos específicos de tempo, usualmente destinados a momentos em que ocorrem reduções na oferta de eletricidade e, conseqüentemente, queda dos níveis de confiabilidade no suprimento. Em mecanismos baseados em incentivos, os consumidores podem ser interpretados como “vendedores”, pelo fato de trocarem sua redução de carga por benefícios que podem variar de pagamentos fixos ou variáveis, redução de débitos em faturas de uso da rede, ou acúmulo de créditos (RMI, 2006).

Dentre os principais tipos de programas baseados em incentivos, as principais variações são (EPE, 2019):

a) Controle direto da carga: em programas de controle de carga, o operador pode desligar consumidores (ou reduzir carga) de forma remota em momentos pré-definidos. Na província de Jiangsu e também na cidade de Shangai, na China, as distribuidoras locais, por meio de medidores inteligentes e aparelhos com controle automático, ajustam diretamente a temperatura de aparelhos de ar condicionado, possibilitando ajustes na demanda do sistema elétrico.

b) Interruptibilidade: em situações de contingência, os consumidores são submetidos a reduções de carga que resultam em descontos tarifários. No oeste dos Estados Unidos, as distribuidoras de energia da Califórnia possuem programas de interruptibilidade de carga, nos quais consumidores firmam compromissos de redução de consumo para um determinado nível e, caso necessário, devem responder aos chamados das concessionárias – como é o caso da distribuidora SDG&E, com base no *Base Interruptible Program* (BIP).

c) *Demand Bidding*, ou Participação Econômica nos Mercados de Energia: neste tipo de programa, consumidores adquirem o direito de ofertar redução de carga no mercado de energia, de forma a substituir unidades geradoras na ordem de despacho econômico. Tal modalidade também contempla o papel do agregador de carga, responsável por agrupar diversos consumidores em uma única oferta de despacho. Atualmente, o mercado atacadista de energia elétrica PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland), que atualmente atende total ou parcialmente 13 estados e o distrito de Columbia nos EUA, possibilita que consumidores e agregadores de carga possam participar com ofertas nos dois horizontes existentes neste mercado: dia seguinte (preços calculados em base horária) e em tempo real (preços a cada cinco minutos).

d) Programas de Emergência: em momentos de emergência, consumidores são convidados a reduzirem carga em função de um incentivo via pagamento, como, por exemplo, as cargas ou agregadores do Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), que podem participar de leilões ao longo do ano para ofertas de produtos de resposta da demanda atreladas a pagamentos em receita fixa.

e) Mercado de Serviços Ancilares: programas de serviços ancilares podem propiciar aos consumidores a oportunidade de ofertarem redução de carga como forma de suporte às condições de transmissão de energia locais. Este mercado possui regulamentação vigente em diversos países e regiões, incluindo, no Canadá, o *Alberta Electric System Operator* (AESO), que possibilita a participação da demanda na prestação de serviços ancilares tais como reserva girante, suplementar e controle de frequência.

f) Mercado de Capacidade: consumidores podem ofertar redução de carga como alternativa às fontes convencionais de geração de energia elétrica. Como exemplo na América do Sul, os geradores do mercado de energia colombiano, vencedores dos leilões de Obrigações de Energia Firme (OEF), devem injetar no sistema um montante diário de energia sempre que o preço *spot* superar, ao menos uma vez ao dia, o preço teto de escassez definido pelo regulador. O consumidor, por sua vez, deve pagar o Encargo de Confiabilidade, responsável por remunerar os geradores que estabelecem a garantia de suprimento do setor, ou, como alternativa, firmar contratos chamados de Demanda Desconectável Voluntária (DDV) com agentes geradores que queiram respaldar sua OEF contratada via leilão.

2.3 Classificação dos tipos de RD por serviço prestado

Programas de RD também podem ser categorizados de acordo com o tipo de serviço prestado. Tecnicamente, as classificações correspondem ao efeito da aplicação do mecanismo à curva de carga do sistema. Neste sentido, as categorias existentes são (BERKELEY LABORATORY, 2017):

a) Formato: alterações de formato são características de adaptações do perfil de carga e hábitos dos consumidores via resposta a preço ou por meio de campanhas, normalmente com ocorrência de aviso prévio de alguns dias ou até meses. Dentre os exemplos mencionados nas Seções 2.1 e 2.2, são classificados como mecanismos de RD por adaptações de formato as tarifas do tipo TOU no mercado de Ontário, as tarifações CPP da Califórnia, o PVPC na Espanha e a participação econômica no mercado atacadista de energia elétrica do PJM.

b) Deslocamento: tipo de serviço responsável por promover o deslocamento do consumo em horários de ponta para períodos com menor carga ou de melhor desempenho de fontes de energia renovável. Os programas de RD de Maryland baseados em RTP e de controle de carga nas distribuidoras chinesas de Jiangsu e Shanghai são exemplos de serviços prestados pelos consumidores, que provocam deslocamento de carga.

c) Alívio ou corte de carga: disponibilização de unidades consumidoras suscetíveis a cortes ou redução de carga, de forma a possibilitar um aumento da capacidade de atendimento nos horários de ponta e aliviar o sistema em momentos de emergência ou contingência. A DDV, presente no mercado colombiano, além dos certames dedicados aos consumidores realizados no ERCOT podem ser classificados como ferramentas de alívio de carga.

d) Flutuação: utilização de cargas com capacidade de ajustarem dinamicamente a demanda do sistema, prestando serviços de amenização de rampas de curta duração e distúrbios em escalas temporais que podem variar de segundos até uma hora. Das experiências elencadas na Seção 2.2, destaca-se o mercado de serviços ancilares existente no AESO como um mecanismo de RD por flutuação.

Apresentadas as categorias de mecanismos de RD por tipo de serviço prestado, é possível classificar os tipos de programas citados na Seção 2.2 pelos impactos trazidos ao sistema, conforme indicado na Tabela 1 (EPE, 2019).

Tabela 1 – Tipos de programas de RD por categoria de prestação de serviços

Formato	Deslocamento	Alívio ou corte de carga	Flutuação
TOU	PTR	Interruptibilidade	Serviços ancilares
CPP	Controle direto de carga	Emergência	
RTP	Mercado de capacidade	Mercado de capacidade	
<i>Demand bidding</i>	<i>Demand bidding</i>	<i>Demand bidding</i>	

3. EXPERIÊNCIA NACIONAL

O sistema elétrico brasileiro conta, atualmente, com alguns mecanismos de RD em diferentes categorias. Como destaque, são apresentadas nesta seção as opções tarifárias horo-sazonais e branca, preço atacadista de energia, programa piloto de resposta da demanda por incentivos, e um mecanismo provisório de redução voluntária

de demanda (RVD). Destes, os dois primeiros podem ser classificados como instrumentos do tipo TOU. Já o programa por incentivos e o preço atacadista estão inseridos, respectivamente, nas categorias *demand bidding* e *day-ahead price* (representando um passo anterior ao RTP).

3.1 Mecanismos de RD nacionais baseados em preços

As tarifas horo-sazonais foram introduzidas no Brasil pela Portaria nº 33/1988 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), apresentando valores diferenciados de acordo com as horas do dia e estrutura estabelecida com base nos custos marginais da empresa concessionária, seguindo um modelo francês estruturado pela estatal *Électricité de France* (EDF) (EL HAGE et al., 2011). Tais diferenciações tarifárias podem ocorrer vinculadas ao consumo ou à demanda (potência) da unidade consumidora, dependendo do tipo de tarifa aplicável (EPE, 2019). No país há, atualmente, três tipos de tarifas horo-sazonais: as tarifas azul, verde e branca, cujas principais características são resumidas a seguir.

Na Tarifa Azul são aplicados valores diferenciados de consumo e de demanda nos horários de ponta e fora de ponta, configurando-se como opcional aos consumidores dos subgrupos tarifários A3a, A4 e AS, e obrigatória para usuários em maior nível de tensão (subgrupos A1, A2 e A3). A Tarifa Azul, adicionalmente, possui um componente de ultrapassagem, diferenciado nos períodos de ponta e fora da ponta, aplicável ao acréscimo da demanda medida em relação à demanda contratada.

Na Tarifa Verde há um único valor aplicado à demanda e valores diferenciados entre os horários de ponta e fora de ponta para o consumo. Os consumidores que estão nos subgrupos tarifários A3a, A4 e AS podem optar pela aplicação da Tarifa Verde, que também possui um componente de ultrapassagem, constituído por um valor único para os períodos de ponta e fora da ponta.

A Tarifa Branca, por sua vez, foi regulamentada em 2010 pela REN nº414 da ANEEL para consumidores atendidos em baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts). Trata-se de uma opção tarifária para consumidores residenciais (subgrupo B1), rurais (subgrupo B2) e indústrias, comércios, serviços e outras atividades, além do Poder Público (subgrupo B3). Aos consumidores que optarem por esse tipo de tarifa, são estipulados três postos tarifários, com tarifas diferenciadas para o consumo de energia (EPE, 2019; ANEEL, 2015):

- i) No horário de ponta se aplica a tarifa de maior valor durante três horas consecutivas, com exceção dos sábados, domingos e feriados, definidas pelas próprias distribuidoras de energia, de acordo com sua curva de carga;

- ii) O posto tarifário intermediário corresponde a um período de duas horas conjugadas ao horário de ponta; e
- iii) O horário fora de ponta é o período composto pelas horas consecutivas e complementares aos horários de ponta e intermediário. As tarifas nos horários fora de ponta possuem valor inferior ao da tarifa convencional, destinada a consumidores de baixa tensão que não optarem pela tarifa branca. Logo, a tarifa branca é indicada para cargas que concentram seu consumo no período fora de ponta.

Desde janeiro de 2020 não há limite mínimo de carga para adoção da Tarifa Branca (ANEEL, 2015). Atualmente, o número de consumidores que optaram pela aplicação da tarifa branca é reduzido. De forma adicional às tarifas horo-sazonais existentes no Brasil, o preço atacadista de curto prazo, calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), refere-se ao preço praticado pelo setor elétrico para a liquidação de operações não cobertas por contratos de energia nos ambientes de contratação regulada (ACR) e de contratação livre (ACL). Sob a sigla de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), o preço *spot* tem como base de cálculo o custo marginal de operação do sistema (CMO) por submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sul). Desde o início de 2021, ele vem sendo publicado de forma *ex-ante*, em bases horárias; até dezembro de 2020, os preços eram publicados semanalmente e por patamar de carga (leve, médio e pesado). O PLD, historicamente, é uma evolução do extinto preço do mercado atacadista de energia elétrica (PMAE), que teve sua origem vinculada à criação do antigo Mercado Atacadista de Energia (MAE), em 1999 (CCEE, 2018).

3.2 Mecanismos de RD nacionais baseados em incentivos

Por meio da REN nº 792, de 2017, a ANEEL estabeleceu critérios para a criação de um programa piloto de RD baseado em incentivos e focado ao atendimento das regiões Norte e Nordeste. Posteriormente, com as modificações regulamentadas via REN nº887 de 2020, o programa piloto também passou a permitir adesão de consumidores conectados a qualquer subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN). No caso brasileiro, o programa baseado em incentivos possibilita a redução de carga de consumidores pré-habilitados como alternativa ao despacho termelétrico não previsto nos modelos de formação de preço – ou seja: fora da ordem de mérito. Tais medidas, além de contribuírem com o incremento da confiabilidade de atendimento em todo o SIN e da modicidade tarifária, também se apresentam como opções na prestação de serviços ancilares.

A REN nº 938 da ANEEL, de 2021, prorrogou o programa piloto

até junho de 2022 para consumidores livres, parcialmente livres e especiais conectados à rede de supervisão do Operador Nacional do Sistema (ONS), ou com possibilidade de monitoramento de consumo em tempo real. Agentes adimplentes na CCEE e que cumprem os requisitos pré-estabelecidos podem se tornar elegíveis a partir da celebração de um Contrato de Prestação de Serviço Ancilar (CPSA), firmado entre o Operador e o proponente (ONS, 2017).

De acordo com o caderno de Regras de Comercialização da CCEE, estabelecido para reger o programa piloto de RD (CCEE, 2021), para que seja possível a verificação do cumprimento da redução de consumo despachada torna-se necessário o cálculo de uma linha base, construída a partir da assinatura do CPSA. A linha, calculada pela CCEE, corresponde, inicialmente, à média aritmética dos últimos dez dias de um mesmo dia da semana (totalizando dez semanas de histórico), conforme ilustrado na Figura 1.



Figura 1 - Cálculo da primeira linha base de consumo

De forma conjunta ao cálculo da linha base, ainda são estabelecidas duas bandas de tolerância (superior e inferior), representando variações positivas e negativas de 10% frente à linha base de consumo calculada, conforme estabelecido no caderno de regras de comercialização e ilustrado via Figura 2 (CCEE, 2021).



Figura 2 - Representação da linha base e suas bandas de tolerância

Para as demais semanas, no entanto, o cálculo da nova linha base passa apenas a considerar, das informações que formaram a li-

na base anterior, os últimos cinco dados válidos que respeitaram os limites das bandas superior e inferior, conforme ilustrado no diagrama da Figura 3 (CCEE, 2021).



Figura 3 - Determinação das séries históricas a partir da segunda linha base

A partir do momento em que um determinado agente é chamado a atender um produto de RD, tal carga deverá, em uma janela de três horas que antecede o período de despacho, reduzir seu consumo de forma proporcional ao montante indicado ao Operador e, posteriormente, retornar às faixas compreendidas entre as bandas superior e inferior até o final do dia. Estes intervalos de tempo, antes e após o período de despacho, estão designados como deltas na Figura 4. Caso ocorra, nas horas que antecedem o delta de três horas ou no período posterior ao de despacho, do consumo ser abaixo da banda inferior calculada, o agente não será pago, podendo resultar em uma exclusão do consumidor do programa em caso de uma terceira reincidência. No caso inverso, ocorrendo ultrapassagem da banda superior durante os períodos que antecedem e sucedem o despacho, do início ao final do dia, a diferença existente entre banda superior e linha base é descontada do atendimento ao produto (CCEE, 2021). Nas regras de comercialização da CCEE vigentes, no entanto, verifica-se um aprimoramento no quesito abertura ao mercado para atendimento dos produtos despachados no mecanismo de RD, dado que regras anteriores apresentavam mesma exigência quanto ao prazo para retorno ao patamar de consumo original do perfil de carga: três horas.

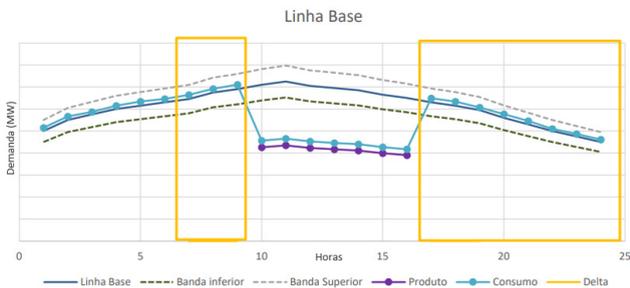


Figura 4 - Atendimento a um produto de RD e representação de deltas

Ainda de acordo com a regulamentação vigente, o ONS é responsável por divulgar mensalmente grade horária para os despachos de redução de demanda, sendo que os produtos ofertados podem seguir as seguintes características: redução de demanda por uma, duas, três, quatro ou sete horas, com aviso prévio no dia anterior (D-1) ou até mesmo intradiário (D-0). Os lotes de participação são de, no mínimo, 5 MWm, devendo os consumidores interessados divulgar semanalmente ao Operador suas ofertas de preço e volume para a semana operativa seguinte.

Nos anos de 2018 e 2019, respectivamente, a CCEE e o ONS disponibilizaram ao mercado os dois primeiros relatórios de análise do programa piloto de RD, cujo conteúdo expressa a evolução do programa desde sua instituição, em 2017, até os primeiros despachos. Em 2018 apenas dois consumidores evoluíram na celebração de CPSPA com o Operador, sendo eles Braskem e Cimento Apodi. Destes, apenas o primeiro chegou a apresentar ofertas, totalizando quinze tentativas de despacho entre o período de junho e outubro de 2018, conforme indicado na Tabela 2, não ocorrendo a efetivação de nenhum produto ofertado (CCEE e ONS, 2018).

Tabela 2 - Ofertas apresentadas para participação no programa piloto entre junho e outubro de 2018

Consumidor	Início da semana	Fim da semana	Produto (horas)	Aviso	Redução (MWm)	Preço (R\$/MWh)
Braskem	23/06/18	29/06/18	4	D-1	10	485,00
Braskem	30/06/18	06/07/18	4	D-1	10	530,00
Braskem	14/07/18	20/07/18	4	D-1	10	700,00
Braskem	21/07/18	27/07/18	4	D-1	10	700,00
Braskem	04/08/18	10/08/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	18/08/18	24/08/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	25/08/18	31/08/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	01/09/18	07/09/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	08/09/18	14/09/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	15/09/18	21/09/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	22/09/18	28/09/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	29/09/18	05/10/18	4	D-1	10	730,00
Braskem	06/10/18	12/10/18	4	D-1	10	550,00
Braskem	13/10/18	19/10/18	4	D-1	10	350,00
Braskem	20/10/18	26/10/18	4	D-1	10	350,00

Ainda no ano de 2018, no dia 01 de novembro, conforme informações divulgadas pela CCEE e ONS, a Braskem teve sua primeira unidade consumidora despachada, de acordo com as seguintes características: produto (D-1) com intervalo de quatro horas, volume a ser reduzido de 10 MWh a 350 R\$/MWh de preço ofertado. Entretanto, pelas regras estipuladas no programa, mesmo ocorrendo atendimento pleno dos requisitos nos períodos que antecedem e sucedem as horas de despacho (deltas), com exceção das ultrapassagens de bandas superiores a serem descontadas do valor a ser pago ao agente, o fato da carga não ter atingido a redução exata dos 10 MWh calculados a partir de uma linha base, para um determinado horário (vide Figura 5), fez com que o evento fosse classificado como “descumprimento ao atendimento do produto”, sendo contabilizada a primeira ocorrência da empresa para fins de não atendimento e exclusão do programa (CCEE e ONS, 2019).

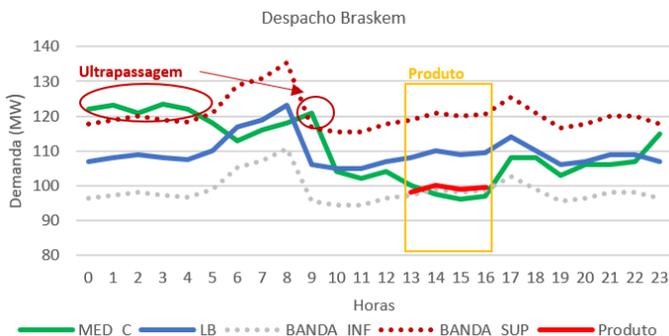
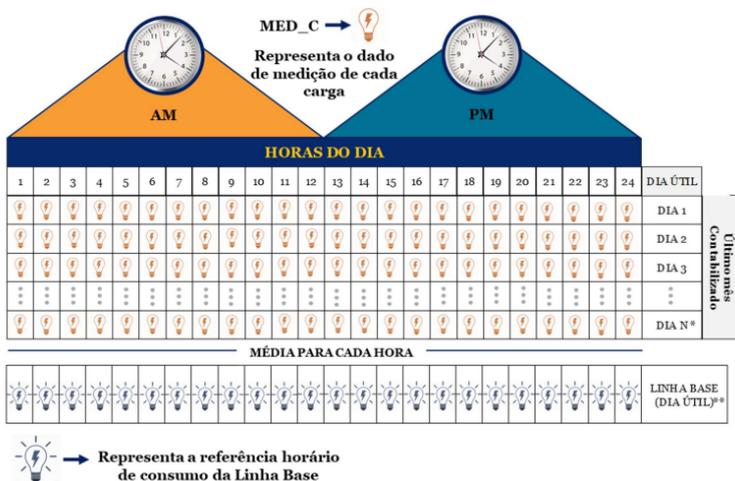


Figura 5 - Detalhamento de unidade consumidora da Braskem despachada em novembro de 2018

O programa Redução Voluntária da Demanda (RVD) foi criado a partir da Portaria Normativa nº 22 do Ministério de Minas e Energia (MME), em 23 de agosto de 2021, motivado pelas condições hidrológicas adversas que o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) enfrentou, especialmente durante o segundo semestre de 2021 (ONS, 2021). A RVD, que não se confunde com o programa piloto apresentado e instituído em 2017, consiste em um mecanismo no qual consumidores no ambiente de contratação livre podem reduzir seus respectivos consumos de forma voluntária, atendendo aos produtos ofertados pelo ONS e que apresentem: vigência de um a seis meses, de quatro a sete horas consecutivas de redução de carga, preço desejado pelo participante e mínimo de 5 MWh para despacho (CCEE, 2021).

De acordo com as regras de comercialização provisórias aprovadas, para definição do atendimento ao produto despachado utiliza-se, também, o conceito de linha base. Para a RVD, este balizador apresenta duas métricas distintas: a linha base de dias úteis tem como referência o consumo dos dias úteis do último mês contabilizado na CCEE (Figura 6); já a linha base dos sábados é construída com as informações de consumo dos sábados dos últimos dois meses disponíveis e contabilizados na Câmara (Figura 7) (CCEE, 2021). A partir do cálculo da linha base, a CCEE também passa a ter conhecimento sobre a margem de tolerância superior, correspondente, em base horária, a 110% da linha base. Tal banda passa a ser o limite de tolerância para verificação de ultrapassagens em horários não estipulados pelo ONS como próprios para deslocamento de carga, ou seja, os horários indicados periodicamente pelo Operador como passíveis de comportarem aumentos de consumo como compensação à redução de carga via produto despachado de cada consumidor. Para fins de atendimento ao produto, a unidade consumidora deve reduzir, durante as horas de atendimento, no mínimo 80% do valor indicado em despacho, ficando sujeita, em caso de uma sétima reincidência de não atendimento no mesmo mês, ao cancelamento de suas ofertas. Já em caso de compensação ou deslocamento de carga em horários não previstos pelo ONS, o consumidor passa a ter estes episódios descontados nos pagamentos dos produtos atendidos com redução de consumo (CCEE, 2021).



*último dia útil do mês contabilizado

**calculada e divulgada no início do mês, sendo referência para ofertas de todos os dias úteis do mês seguinte

Figura 6 - Determinação da linha base para dias úteis no programa RVD

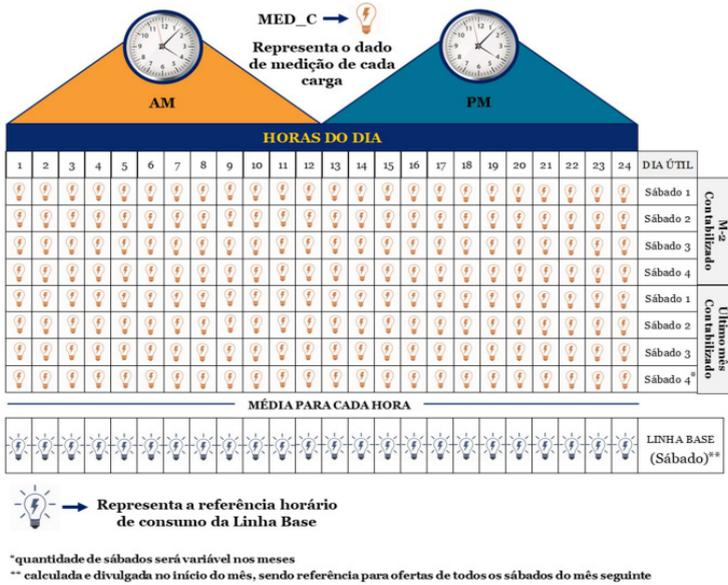


Figura 7 - Determinação da linha base para sábados no programa RVD

A RVD, válida a partir de sua criação até abril de 2022 e que foi definida e implementada a partir de setembro de 2021, teve, no entanto, as ofertas suspensas pelo ONS, por conta da melhora das condições hidroenergéticas e aumento da garantia de suprimento de energia elétrica para o ano de 2022 (ONS, 2021).

De forma a aumentar a transparência sobre as diferenças existentes entre mecanismos de RD por incentivos no Brasil, o Operador divulgou um comparativo, apresentado na Tabela 3, entre o programa piloto, válido até junho de 2022, e a RVD, válida até abril de 2022 (ONS, 2021).

Tabela 3 – Comparativo entre programa piloto de RD e RVD

Características	Piloto	RVD
Necessidade de CPSA	Sim	Não
Necessidade de atendimento aos Requisitos de Supervisão, Comunicação e Controle	Sim	Não
Permite agregador de carga	Sim	Sim

Tabela 3 – Comparativo entre programa piloto de RD e RVD (cont.)

Características	Piloto	RVD
Tipo de produto	Recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito	Recurso adicional ao SIN
Duração dos produtos	1, 2, 3, 4 e 7 horas	Dois produtos de 4 horas e dois produtos de 7 horas
Abrangência	Consumidores livres conectados à rede de supervisão do ONS	Consumidores livres conectados ao SIN
Validação	Para o dia seguinte e intradiária	Para o dia seguinte
Periodicidade das ofertas	Semana seguinte	Mês seguinte
Oferta mínima	5 MWm	5 MWm
Formação de preço	Não	Não
Data limite da oferta	Penúltimo dia útil da semana até às 12h	Último dia da semana operativa anterior ao PMO até às 11 h
Regulamentação	REN ANEEL nº 792/2017	Portaria MME nº 22/2021
Grade horária	Mês seguinte	6 meses à frente
Linha base	Histórico de 10 dias de consumo do mesmo dia semana com exclusão de dados atípicos	Média dos últimos dias contabilizados (até 3 meses antes do mês de consumo)
Linha base para agregadores	Linha base individualizada	Cargas agregadas
Penalidade	Exclusão de consumidor com descumprimento de 3 entregas	Exclusão do consumidor após 7 reincidências de não entrega mensais
Sistema para ofertas	PDPw	Plataforma de Oferta
Aprovação	ONS	CMSE (mensal) e ONS (dentro do mês)
Vigência	27 de junho de 2022	30 de abril de 2022

4. ADAPTAÇÃO DOS MECANISMOS DE RD NO BRASIL

Apresentados os mecanismos de RD já implantados no Brasil e a classificação dos tipos de programas por categoria de prestação de serviços (vide Tabela 1), nas próximas seções são propostas as seguintes mudanças com o intuito de expandir as abordagens já existentes e indicar novos caminhos a serem explorados, tornando vigente no mínimo um mecanismo de RD por tipo de serviço prestado: (i) aprimoramento das atuais estruturas tarifárias de transmissão e distribuição; (ii) evolução do processo de formação de preços no mercado atacadista; (iii) aprimoramento das regras que vigoraram no programa piloto de participação nos mercados de energia; e (iv) criação de mercados de capacidade e serviços ancilares com consumidores possuindo papel ativo em uma ampla concorrência.

4.1 Aprimoramento das tarifas de energia elétrica e evolução do processo de formação do PLD

Os consumidores de baixa tensão possuem, atualmente, tarifas monômias (em R\$/MWh), que são aplicáveis ao montante total de energia elétrica consumido. Adicionalmente, consumidores de baixa tensão que não migraram para o modelo de tarifação branca estão sujeitos a uma tarifa volumétrica única independente do horário em que ocorre o seu consumo. Esta tarifa, denominada “convencional”, contempla, ainda, a figura do custo de disponibilidade, que define um valor mínimo a ser pago pelos consumidores apenas por estarem conectados à rede da distribuidora (ANEEL, 2018).

Partindo de um modelo de tarifas monômias unicamente volumétricas para uma estrutura similar à aplicada aos consumidores de média e alta tensão (binômias e horo-sazonais), torna-se possível a atribuição de uma maior granularidade temporal e melhor resposta econômica no custo de disponibilidade da rede aos consumidores de baixa tensão. A tarifa branca, por sua vez, também não atribui corretamente ao consumidor um valor a ser pago pela disponibilização de toda a infraestrutura de rede da concessionária. Adicionalmente, ainda se tratando de diferenciação no sinal econômico da tarifa para consumidores do mercado cativo, as bandeiras tarifárias, vigentes nos últimos anos, também não apresentam diversificação por período de consumo dentro de um único mês, assumindo valor constante até que seja publicada uma nova bandeira tarifária para o período mensal subsequente.

A análise da experiência de diversos países com tarifas horo-sazonais, e particularmente a da França, revela avanços na oferta dessas tarifas, em geral na forma de opções tarifárias para os vários tipos de consumidores, de forma a ampliar a possível ação, em termos de RD, desses consumidores em relação à curva de carga do sistema evoluindo ao longo do tempo. As estruturas das tarifas azul, verde e branca, no Brasil, não passaram por processos de modificação desde a sua criação, evidenciando a necessidade de esforços serem direcionados para o seu aperfeiçoamento e criação de novas opções tarifárias, incluindo a possibilidade da implantação de tarifas dinâmicas.

É sobejamente conhecido no setor elétrico brasileiro que as tarifas nodais adotadas no país não refletem bem a distribuição locacional dos custos marginais da rede interligada, dificultando a integração dos planejamentos de expansão e de operação do parque gerador e da rede de transmissão, de forma a reforçar a necessidade de ações concretas com a finalidade de eliminar a mencionada distorção.

Publicado diariamente e oficialmente no formato horário desde o mês de janeiro de 2021, o preço de liquidação de diferenças (PLD) se

configura como um mecanismo próprio de um mercado com liquidação única, dado que as diferenças entre recursos (geração e contratos de compra) e requisitos (consumo e contratos de venda) são valoradas a um único preço, já conhecido antes do momento de apuração (ex-ante). Sendo o modelo vigente para a formação do PLD um retrato de uma solução computacional ótima para atendimento à demanda de energia nacional, visando minimizar a soma dos custos de curto, médio e longo prazo com o despacho centralizado de ativos de geração de fonte hidráulica e térmica – e prezando pela segurança e garantia de suprimento –, a granularidade e a antecedência em que ocorre a publicação de preços ainda são aspectos a serem melhor estudados e desenvolvidos no setor elétrico brasileiro. De acordo com Wolak (2008), mercados que contam com os formatos de *day-ahead price* e RTP podem contar com maior confiabilidade e eficiência, dado que os agentes pelo lado da oferta e da demanda tendem a limitar sua participação no mercado RTP pelo risco de exposição aos preços do mercado em tempo real, reduzindo a necessidade de ajustes por parte do operador frente ao programa de despacho prévio (cenário de publicação do *day-ahead price*). Adicionalmente, com a implementação de um modelo de precificação em tempo real, torna-se possível a publicação de preços com menor espaçamento temporal entre si, aproximando o sinal econômico do mercado atacadista ao real custo de operação do sistema, de forma a evitar maiores descolamentos entre PLD e CMO e eventuais acréscimos aos encargos de serviços do sistema (ESS).

Destaque-se, ainda, estudos ora em curso, na esfera governamental e no meio acadêmico, sobre a conveniência de se adotar no país um novo modelo de formação de preços no mercado spot, baseado na oferta de preços, ou em um formato misto envolvendo a oferta de preços e o uso de um modelo de otimização no despacho das usinas e da rede interligada.

4.2 Aprimoramentos das regras que vigoravam no programa piloto de RD por incentivos

Considerando as regras do programa piloto de RD por incentivos, vigentes até junho de 2022, e dada a baixa adesão de consumidores ao dispositivo criado a partir da REN nº792 de 2017, propõe-se, nos próximos parágrafos, alguns aprimoramentos com a finalidade de fomentar a participação das principais cargas do setor elétrico brasileiro neste mecanismo de resposta da demanda.

Dentre os critérios de participação no programa, as necessidades de um CPSA e de conexão à rede de supervisão do ONS se configuraram como barreiras de entrada para consumidores com potencial interesse de participação no programa piloto. Pelas regras estabelecidas na RVD, sem tais restrições, os critérios mencionados se mostram

como já superados pelo Operador, sendo a modelagem da carga na CCEE, bem como a adimplência do respectivo agente junto à Câmara, critérios alternativos e de maior congruência para participação no programa.

Com relação às rampas de entrada e retorno, a limitação existente durante a janela das três horas que antecedem o produto despachado para redução de demanda, considerando as características de inércia operacionais de cada consumidor e, conseqüentemente, a possibilidade de uma determinada carga responder ao despacho do Operador e, ainda assim, não conseguir ser elegível para pagamento de incentivo, reduzem o interesse das empresas em participarem do referido programa. Adicionalmente, a necessidade de retorno às bandas mínimas e máximas após o período despachado também exclui a possibilidade de participação de consumidores que tenham paradas programadas e prolongadas de mais de vinte e quatro horas como eventos passíveis de enquadramento nos mecanismos do programa. Dessa forma, uma revisão das limitações das janelas horárias anteriores e posteriores aos produtos despachados também tendem a apresentar potencial de extensão do programa a um número maior de *players*.

A inclusão de produtos de maior (doze e vinte e quatro horas) e menor duração (trinta minutos ou até mesmo respostas mais rápidas) também mostram potencial para trazer maior flexibilidade ao Operador, além de abranger um grupo mais amplo de consumidores, diversificando as características ofertadas e intensificando a competição entre carga e geração. Adicionalmente, considerando a existência de produtos com aviso prévio de um dia de antecedência (D-1) e intradiário (D-0), a criação de categorias mais diversificadas – como, por exemplo, um aviso com três dias de antecedência – também pode facilitar a participação de um número maior de consumidores no programa, trazendo às empresas interessadas uma maior previsibilidade sobre a viabilidade dos despachos de redução de demanda e controle sobre sua gestão da cadeia produtiva

De acordo com a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), a metodologia do programa piloto para cálculo da linha base de consumo se mostrou burocrática e de difícil compreensão, o que dificultou a tomada de decisão por parte dos agentes (ABRACE, 2021). Logo, propõe-se que a curva base de carga possa ser proposta por cada consumidor participante do programa, passando, necessariamente, por uma etapa de validação das informações pela CCEE. Adicionalmente, um dos pontos questionados na métrica de formação da curva no programa piloto é a recorrência de interrupções no fornecimento por má qualidade da energia e atuações do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), afetando diretamente a formação das linhas base.

4.3 Inclusão de cargas consumidoras em mecanismos de reserva de capacidade

Estabelecido pela Portaria nº 20 do MME em 2021, o leilão de reserva de capacidade visa acrescentar potência elétrica ao SIN a partir de empreendimentos de geração, garantindo a continuidade no fornecimento por meio da contratação de ativos despacháveis. Os produtos negociados no referido instrumento possuem duas naturezas:

- a) Energia: o compromisso de entrega do gerador é energia elétrica, dando foco a novos empreendimentos termelétricos com inflexibilidade operativa anual de até 30%; e
- b) Potência: o compromisso de entrega do gerador é disponibilidade em potência, sendo os empreendimentos:
 - b.1) usinas termelétricas novas e existentes sem inflexibilidade operativa; e
 - b.2) usinas termelétricas novas e existentes com inflexibilidade operativa anual de até 30% e que se sagrarem vencedores do produto Energia.

Ainda de acordo com a Portaria MME nº20/2021, os empreendimentos que tiverem sucesso na contratação via leilão deverão firmar um Contrato de Reserva de Capacidade para Potência (CRCAP), bem como um Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), associado à oferta em energia declarada como inflexível.

De forma a ampliar a competição entre consumidores e geradores, a inclusão de indústrias em produtos de pagamento fixo por sua disponibilidade para potenciais reduções de carga se configura como uma adequação possível ao mecanismo estabelecido pela Portaria, podendo esse consumidor, caso acionado pelo Operador, de fato reduzir sua demanda por energia elétrica e ser remunerado via encargo, caso apresente um menor custo operativo quando comparado ao custo variável unitário (CVU) para acionamento de uma termelétrica concorrente. De acordo com a ABRACE (2021), as métricas de acionamento e despacho de consumidores devem ser tratadas em edital específico, sendo elencados os limites máximos e mínimos de acionamento (quantidade limite de acionamentos dentro de um ano e em base mensal), tempo entre aviso prévio do Operador e redução da carga, duração do despacho e potenciais penalidades por descumprimento, de forma a propiciar às empresas interessadas a real avaliação do risco de parada de produção *versus* os benefícios fixos e variáveis para participação nos mecanismos de reserva de capacidade.

4.4 Criação de um mercado de serviços ancilares com participação de agentes consumidores

De acordo com o ONS (2021), reserva girante é a diferença existente entre potência sincronizada disponível no SIN e a potência de fato efetivamente gerada, sendo a reserva girante operativa a parcela da reserva girante destinada a garantir a operação do sistema elétrico nacional e sua respectiva capacidade de, mediante contingências, fornecer ferramentas de resposta rápida.

Incluído pela Resolução Normativa nº 822/2018 da ANEEL nos procedimentos estabelecidos via REN nº 697/2015 para prestação de serviços ancilares, o despacho complementar de reserva de potência operativa (RPO) visa preservar a reserva das unidades geradoras hidráulicas participantes do controle automático de geração (CAG) a partir da substituição por usinas termelétricas (UTES) despachadas centralizadamente, estando tais UTES aptas a realizarem a prestação do serviço ancilar para manutenção de RPO. A partir do despacho dessas unidades geradoras, os empreendimentos terão direito ao recebimento de receita mensal com preço de oferta limitado a 130% de seus respectivos CVUs.

A experiência de alguns operadores de sistemas elétricos em outros países, como, por exemplo, a da *Alberta Electric System Operator* (AESO), órgão responsável pela operação do mercado e do sistema elétrico de Alberta, no Canadá, mostra que agentes de consumo e geração podem competir pela prestação de serviços ancilares, sendo a reserva girante uma das potenciais ofertas de redução de carga aplicáveis a um agente consumidor. O operador estipula regras para evitar que uma mesma redução de demanda possa ser ofertada como reserva girante e controle de frequência, sendo este último regulamentado como uma forma de alívio às restrições de importação de mercados adjacentes, garantia de atendimento aos critérios de segurança do suprimento e aumento da capacidade de intercâmbio pelas linhas de transmissão (EPE, 2019). ABRACE (2021) propõe que o ONS permita a fusão das ofertas existentes no programa de RD com as provenientes dos agentes de geração termelétricos elegíveis para prestação de serviços ancilares por RPO, estimulando a minimização dos custos totais para operação do sistema e, conseqüentemente, aliviando os encargos a serem pagos pelos consumidores finais como forma de remuneração aos serviços prestados.

Adicionalmente, cumpre ressaltar a existência do ERAC, que consiste no mecanismo de proteção responsável pela determinação de quais cargas devem ser cortadas como resposta a eventuais afundamentos (em valor absoluto) ou taxa de variação da frequência do sistema (CEPEL, 2022). Dessa forma, atualmente grandes consumidores de energia elétrica ficam suscetíveis a cortes no forneci-

mento como uma forma de ajuste na frequência do SIN, prestando um serviço ancilar que compete a agentes geradores e sem qualquer remuneração associada.

5. CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES FINAIS

Com a implantação de medidas mais adaptadas às necessidades de modernização do mercado, como as propostas neste artigo, consumidores de todos os portes podem passar a responder de forma mais efetiva aos sinais econômicos da operação do sistema. Mecanismos de resposta da demanda possuem potencial para, cada vez mais, se tornarem variáveis importantes no planejamento energético do SIN, fomentando a competitividade entre agentes consumidores e geradores no mercado nacional e, dessa forma, minimizando os custos de operação do setor elétrico brasileiro.

Aliadas às alternativas apresentadas, é essencial que sejam observadas as experiências de outros países com esses mecanismos de RD, uma vez que outros mercados, ainda que em posse de recursos e estruturas distintos dos atuais no Brasil, implementaram tais mecanismos como uma forma de absorver todos os benefícios sistêmicos da participação ativa do consumidor no planejamento da operação e expansão do setor elétrico. Como uma forma de mensurar a potencialidade das melhorias aqui propostas, destaca-se a necessidade de avaliar, com base em histórico e projeções, os potenciais efeitos estimados na redução dos custos com acionamento de usinas termoeletricas fora da ordem de mérito ou formando preço e despachadas centralizadamente com alto nível de inflexibilidade, como forma de garantir segurança no suprimento, ao serem substituídas parcialmente por despachos de consumidores com oferta de redução de carga.

Adicionalmente, é desejável que os aprendizados provenientes do mecanismo provisório de RVD sejam amplamente discutidos e espelhados nas próximas versões do programa, visando maior alcance deste instrumento junto aos agentes consumidores do setor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACE. Contribuições referentes à Consulta Pública nº 80/2021, s.l.: Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres. 2021.

ANEEL. Tarifa Branca, s.l.: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: janeiro de 2022.

ANEEL. Tarifa Binômia (Modelo Tarifário do Grupo B) – Relatório de Análise de Impacto Regulatório, s.l.: Agência Nacional de Energia Elétrica. 2018.

BERKELEY LABORATORY. 2025 California Demand Response Potential Study – Charting California’s Demand Response Future: Final Report on Phase 2 Results. 2017.

CEPEL. Esquema Regional de Alívio de Carga, s.l.: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. 2022. Disponível em: <<http://dre.cepel.br/manual/anatem/equipamentos/carga-erac.html>>. Acesso em: abril de 2022.

CCEE. 20 anos do mercado brasileiro de energia elétrica, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2018.

CCEE. Regras Provisórias de Comercialização – Resposta da Demanda, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021.

CCEE; ONS. 1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; Operador Nacional do Sistema. 2018.

CCEE; ONS. 2º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; Operador Nacional do Sistema. 2019.

CCEE. Regras Provisórias de Comercialização – Redução Voluntária de Demanda, s.l.: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2021.

EL HAGE, F. S.; FERRAZ, L. P. C.; DELGADO, M. A. A estrutura tarifária de energia elétrica – Teoria e aplicação. 2011.

EPE. Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético, s.l.: Empresa de Pesquisa Energética. 2019.

ONS. Programa Piloto de Resposta da Demanda, s.l.: Operador Nacional do Sistema. 2017. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/resposta-da-demanda>>. Acesso em: janeiro de 2022.

ONS. ONS recebe a partir de 1º de setembro ofertas de redução voluntária de demanda, s.l.: Operador Nacional do Sistema. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210830-ONS-recebe-a-partir-1-setembro-ofertas-de-reducao-voluntaria-da-demanda.aspx>>. Acesso em: janeiro de 2022.

ONS. ONS informa suspensão do recebimento de ofertas de geração adicional e para programa de resposta voluntária de demanda, s.l.: Operador Nacional do Sistema. 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20211105-ons-informa-suspensao-recebimento-de-ofertas-geracao-adicional-e-rvd.aspx>>. Acesso em: janeiro de 2022.

ONS. Regulamento Internacional de Operação ONS / Cammesa, s.l.: Operador Nacional do Sistema, 2021.

RMI. Demand Response: An Introduction – Overview of programs, technologies, and lessons learned, s.l.: Rocky Mountain Institute. 2006.

WOLAK, F. A. Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market: Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), s.l.: Stanford University. 2008.