

Programas de Resposta da Demanda: Conceitos e Aplicações

Rosane Sousa Lima * Dianiele Gomes da Silva **
Aryfrance Rocha Almeida ***
Bartolomeu Ferreira dos Santos Júnior ****

* Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Piauí, PI, (e-mail: rosanest.eng@gmail.com)

** Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Universitário Santo Agostinho, PI (e-mail: dianielesilva@hotmail.com)

*** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Piauí, PI (e-mail: aryfrance@ufpi.edu.br)

**** Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Piauí, PI (e-mail: bartolomeuf@ufpi.edu.br)

Abstract: This article aims to describe Brazil's experience with Demand Response (DR) programs, focusing on their characteristics and benefits. DR programs have enormous potential to assist in meeting the growing demand for electrical energy, providing greater flexibility, efficiency and reliability to the electrical system. To better identify possible improvements that can be implemented in existing programs in Brazil, an overview of international experiences with these programs is presented.

Resumo: O presente artigo tem por objetivo descrever a experiência do Brasil com os programas de Resposta da Demanda (RD), com enfoque em suas características e benefícios. Os programas de RD possuem enorme potencial para auxiliar no atendimento da crescente demanda de energia elétrica, conferindo maior flexibilidade, eficiência e confiabilidade ao sistema elétrico. Para melhor identificar os possíveis aperfeiçoamentos que podem ser implementados nos programas existentes no Brasil é apresentado um panorama das experiências internacionais com esses programas.

Keywords: Demand Response; Demand Side Management; Power System; Tariffs; Energy Consumption.

Palavras-chaves: Resposta da Demanda; Gerenciamento pelo Lado da Demanda; Sistemas elétricos; Tarifas; Consumo de energia.

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um insumo fundamental ao desenvolvimento econômico dos países na medida em que é utilizada para a criação e desenvolvimento de tecnologias e para a prestação dos mais diversos serviços. O aumento da utilização de inovações tecnológicas e a redução nos valores de equipamentos eletrônicos são fatores que influenciam no aumento da demanda de energia. Para tentar manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia são elaborados diversos estudos com o intuito de prever a demanda, fornecendo ao setor informações importantes para que sejam realizados os ajustes necessários. No Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE), a previsão de aumento da demanda entre os anos de 2021 e 2031 é de cerca de 3,4% ao ano (Empresa de Pesquisa Energética, 2022).

A introdução no setor elétrico do conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI), que engloba a utilização de sistemas de informação, controle e gerenciamento dos fluxos de energia, trouxe ao setor mudanças significativas (Tolmasquim, 2017). A utilização de REI aumenta a flexibilidade

e a eficiência da rede elétrica e possibilita a utilização dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), que são tecnologias que propiciam a redução do consumo dentro da área de determinada concessionária e, normalmente, se encontram próximos às unidades consumidoras (Empresa de Pesquisa Energética, 2020).

O conceito de RED abrange a Geração Distribuída, a Eficiência Energética, os Veículos Elétricos, os métodos de Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) e as tecnologias de Armazenamento (Empresa de Pesquisa Energética, 2019). A Resposta da Demanda (RD), um dos métodos de GLD, tem sido amplamente estudada por ser um mecanismo que atua no gerenciamento do consumo de energia, contribuindo no equilíbrio entre a oferta e a demanda e alterando a curva de carga do sistema. Além disso, com o aumento da penetração de fontes renováveis de energia, a RD adiciona flexibilidade ao sistema compensando a variabilidade e incertezas das gerações das fontes renováveis (International Electrotechnical Commission, 2012).

Zhao et al. (2021) propuseram uma análise do custo-benefício para os participantes de programas de RD e

comprovaram o aumento dos benefícios ao longo do tempo de implementação destes. Guo et al. (2022) apresentaram a modelagem de um programa de RD em que a carga de pico do sistema é reduzida em 5,29% e a carga de vale é aumentada em 5,31%, reduzindo a diferença entre pico e vale da curva de carga em 30,33%. Em Siddiquee et al. (2021) é realizado um estudo sobre as principais barreiras e desafios da aplicação de programas de RD com foco nas indústrias, nele é ressaltada a importância de reformas políticas e regulatórias que incentivem esses consumidores a participar dos programas.

Assim, tendo em vista a importância desse tema na atualidade, este trabalho se propõe a descrever a experiência do Brasil com programas de RD, possibilitando identificar quais correções e/ou adaptações podem ser feitas para torná-los mais efetivos.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Considerando a variabilidade de geração das fontes renováveis, a utilização dos métodos de GLD se apresenta como uma alternativa eficaz para suprir as crescentes necessidades de energia elétrica. Dentre os métodos de GLD, a RD pode ser utilizada para alcançar a remodelagem da curva de carga do sistema, pois permite o gerenciamento do uso da energia pelo consumidor, incentivando-o a modificar seus horários de consumo ou a reduzi-lo como uma resposta aos preços de energia do mercado ou através de pagamento pela redução (Federal Energy Regulatory Commission, 2022).

Os programas de RD exercem um papel importante na manutenção da confiabilidade dos sistemas, pois através deles pode-se reduzir os picos de demanda e adiar investimentos em expansão do sistema (Hledik and Faruqui, 2015). Os mecanismos de RD podem ser classificados basicamente em dois tipos: os baseados em Tarifas e os baseados em Incentivos (Siebert, 2013).

2.1 Resposta da Demanda baseada em Tarifas

Os mecanismos de RD baseados em tarifas têm relação com a alteração no preço da eletricidade ao longo das horas do dia, influenciando o consumidor a deslocar o uso de energia para momentos em que os preços estejam mais baixos (Empresa de Pesquisa Energética, 2019). Os principais programas desse tipo são:

- Time Of Use (TOU): oferece valores diferenciados de energia de acordo com os horários de uso, dividindo o dia em períodos de tempo, como períodos de ponta, intermediário e fora ponta (Muller, 2016).
- Critical Peak Pricing (CPP): os consumidores pagam mais caro nos dias em que o sistema se encontra mais sobrecarregado ou quando são despachadas usinas que possuem um custo de geração maior para atender à demanda máxima do sistema (Yang et al., 2018).
- Real Time Pricing (RTP): os consumidores pagam uma taxa de energia em que o preço reflete o valor da eletricidade de acordo com a relação entre oferta e demanda em tempo real (Yang et al., 2018).
- Peak Time Rebate (PTR): os participantes são pagos para reduzir seu consumo em relação a uma linha de

base nos dias que a demanda alcançar valores mais elevados (Empresa de Pesquisa Energética, 2021).

2.2 Resposta da Demanda baseada em Incentivos

Nos programas de RD baseados em incentivos os consumidores participantes recebem um pagamento para reduzir seu consumo durante os horários de maior sobrecarga do sistema ou durante outros eventos (Jordehi, 2019). Muller (2020) afirma que nestes programas os seus produtos são considerados despacháveis, pois estes podem ser acionados por ordem de despacho do operador do sistema.

- Controle direto de carga: o consumo pode ser controlado diretamente pelo operador do sistema, sendo o consumidor remunerado posteriormente de acordo com a quantidade de kWh reduzido (Behrangrad, 2015).
- Programas Interruptíveis: o operador do sistema solicita ao consumidor que seja feita a interrupção ou redução do consumo, regulando a carga em casos de contingências. O consumidor recebe uma taxa pela redução ou créditos na conta de energia (Pena, 2018).
- Demand Bidding: neste tipo de programa o consumidor, ao ofertar sua redução no mercado de energia, opera de modo a substituir geradores mais caros no despacho econômico (Empresa de Pesquisa Energética, 2019).
- Resposta à Demanda de Emergência: Nos programas de emergência o consumidor recebe um incentivo financeiro para interromper seu consumo em momentos de contingência severa do sistema (Empresa de Pesquisa Energética, 2019).
- Mercado de Capacidade: conforme a Empresa de Pesquisa Energética (2019) os consumidores ofertam sua redução no mercado de capacidade, concorrendo com as fontes tradicionais de geração de energia ou entregando novos recursos.
- Mercado de Serviços Ancilares: os consumidores atuam com a redução da demanda de modo a operarem como reserva de energia ou para a regulação da frequência do sistema (Empresa de Pesquisa Energética, 2019).

3. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL COM PROGRAMAS DE RD

Esta seção apresenta um panorama das experiências de implantação dos programas de RD em países da América do Norte e da Europa, apontando alguns dos resultados obtidos.

3.1 América do Norte

Quando se trata de RD, a América do Norte ocupa lugar de destaque possuindo um dos maiores e mais atuantes mercados. No ano de 2020 ela concentrava cerca de 65% do mercado de RD mundial. (Hledik and Faruqui, 2015). De acordo com os dados contidos no relatório anual elaborado pela Agência Estatística e Analítica do Departamento de Energia dos EUA (EIA), em 2021 constavam cerca de 10,5 milhões de consumidores participantes de programas de RD. Desse total, 97,2% era composto por consumidores

residenciais e os outros 2,8% composto por consumidores das categorias comercial e industrial (The United States Energy Information Administration, 2021).

A participação dos consumidores residenciais resultou em uma economia de energia que totalizou 984.129 MWh, e uma redução de pico de 3.836 MW. Já os consumidores comerciais e industriais economizaram 169.662 MWh e através deste foi possível uma redução de pico de 8.376MW. Assim, pode-se verificar que apesar desses últimos representarem uma menor proporção do total de consumidores seu potencial de redução é significativamente maior (The United States Energy Information Administration, 2021).

O NYISO - New York Independent System Operator - estimou que, em 15 de agosto de 2003, os participantes dos seus programas de RD, responsáveis pela oferta de 593,9 MW, forneceram US\$ 50,8 milhões em benefícios econômicos por um custo de cerca de US\$ 5,9 milhões (Aazami et al., 2016).

Em Maryland, através do programa Energy Saving Days, foi possível a redução de 370MW e os consumidores participantes ganharam mais de 16 milhões de dólares pela redução. Com uma taxa de 75,7% de participação, o valor reduzido equivale a não utilização de cerca de 135 toneladas de carvão através da utilização de usinas térmicas (Empresa de Pesquisa Energética, 2019).

3.2 Europa

A Europa apresenta o segundo maior mercado de RD do mundo. A evolução da implantação dos programas de RD varia consideravelmente no continente, reflexo das condições nacionais, do conjunto de políticas e da inexistência de um mercado europeu único (Hledik and Faruqui, 2015). Tolmasquim (2017) afirma que, no que diz respeito à medição inteligente, a Europa tem realizado o maior progresso, demonstrando interesse na expansão de mecanismos de RD.

Os programas relacionados a interruptibilidade e precificação por hora, que inicialmente eram ofertados apenas aos grandes consumidores industriais, têm sido cada vez mais ofertados aos consumidores residenciais e comerciais (Torriti et al., 2010). Na Itália, o regulador ENEL desenvolveu um dispositivo eletrônico que possibilita a participação de consumidores residenciais em programas de Controle Direto da Carga e de tarifação RTP. Já os consumidores industriais possuem a opção de participar de programas de Interruptibilidade da Carga, que em 2006 foi responsável por uma redução de cerca de 6,5% da demanda de ponta do país. (Sousa, 2013)

Em 2005, na Finlândia, o potencial total de RD na indústria de grande escala foi estimado em cerca de 1.280 MW, representando aproximadamente 9% do pico de demanda de energia (Torriti et al., 2010).

4. PROGRAMAS DE RD IMPLANTADOS NO BRASIL

Dentre os países que compõem a América do Sul, o Brasil se destaca como sendo o que possui o maior número de iniciativas. Os principais programas implantados no Brasil baseados em tarifas são a Tarifa Branca e a Tarifa Horo-Sazonal, e como principais exemplos de programas

baseados em incentivos temos o Programa Piloto de Resposta da Demanda e o Programa de Redução Voluntária da Demanda (Tolmasquim, 2017). Estes programas serão apresentados a seguir.

4.1 Tarifa Branca

A Tarifa Branca é uma opção tarifária para os consumidores que são atendidos em baixa tensão, com exceção dos pertencentes às subclasses residenciais de baixa renda e para iluminação pública. Diferentemente da tarifação convencional, que possui um valor fixo, a tarifa branca possui valores que variam ao longo do dia. Nos dias úteis possui três valores diferenciados de tarifas: o horário de ponta, período composto por 3 horas consecutivas definidas pela distribuidora no qual as tarifas possuem valores mais elevados; o horário intermediário, que pode variar de 1h a 1h30 antes e depois do horário de ponta; e o horário fora ponta, período complementar ao horário de ponta e intermediário, e que possui os menores valores (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023).

A tarifa branca é um programa que possibilita a alteração da curva de carga através do preenchimento de vales e redução de pico. Em janeiro de 2023 haviam 72.062 unidades consumidoras optantes dessa modalidade tarifária, sendo os consumidores residenciais cerca de 80% desse total (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023). Um dos desafios desse modelo de RD é encontrar um valor adequado para as tarifas, que seja atraente para o consumidor e não desestime as concessionárias.

Segundo Duarte (2014), em um estudo em que utilizou as tarifas de energia da COELCE, unidades consumidoras com consumo menor que 100kWh poderiam ter o custo com energia aumentado em até 26% caso adotassem a tarifa branca e não realizassem ações de otimização. Para um consumo entre 401kWh e 1000kWh esse aumento poderia chegar a 31% se não realizadas as adequações no uso. Diversos estudos mostram que quanto maior for o consumo, maiores são as possibilidades de obter redução nos custos se feitas as adaptações necessárias. Sem essa adequação a economia obtida com a tarifa branca é considerada irrisória e, em alguns casos, pode até aumentar os gastos (Luciano et al., 2021).

O impacto desse programa depende de dois fatores principais: o número de adesão e a adequação do comportamento de consumo por parte dos usuários. A interação destas duas variáveis resultará em impactos mais ou menos positivos para o consumidor ou para a concessionária. Para que o impacto seja positivo para o consumidor, este deve adequar o seu consumo às exigências horárias da política de tarifação dessa RD. Caso contrário, terá um maior custo, não colaborando efetivamente para o "alívio de demanda do sistema" e haverá um aumento de receita para a concessionária. Porém, se um grande número de consumidores adotar a tarifa branca e se adequar da melhor maneira possível às exigências tarifárias, o impacto tanto para o consumidor quanto para o sistema será positivo. Os consumidores pagarão tarifas de energia reduzidas e o sistema será beneficiado pelo "alívio de carga", porém a receita da concessionária será reduzida.

4.2 Tarifa Horo-sazonal

A estrutura tarifária horo-sazonal (THS) tem como público alvo os consumidores definidos como pertencentes ao grupo A. De acordo com a ANEEL, na Resolução Normativa nº1000 de 2021, o grupo A é composto por unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição que possuam tensão menor que 2,3 kV.

A THS pode ser caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas do dia e períodos do ano. Pode ser dividida em dois tipos: a Tarifa Azul, que possui tarifas diferenciadas para consumo e para a demanda de potência; e a Tarifa Verde, que possui tarifas diferenciadas para consumo de energia e uma única tarifa de demanda de potência (Empresa de Pesquisa Energética, 2019).

O principal objetivo da aplicação da THS é o deslocamento de carga do horário clássico de ponta do Sistema Interligado Nacional (SIN) para períodos da tarde em alguns meses do ano devido à utilização de geração distribuída movida a diesel ou gás natural (Empresa de Pesquisa Energética, 2019). A aplicação da THS em horário de ponta pode resultar em uma maior tarifação para consumidores residenciais, resultado do elevado consumo destes e do baixo fator de carga verificado para este conjunto de consumidores. Por outro lado, resultará em uma tarifa maior para o setor comercial no horário fora de ponta, esperando que em resposta, esses consumidores implementem medidas e ações que aliviem o sistema nesse horário de operação.

4.3 Programa Piloto de Resposta da Demanda

O Programa Piloto de Resposta da Demanda (PPRD) foi o primeiro programa de RD baseado em incentivos aplicado no Brasil, surgiu a partir da Resolução Normativa nº 792 de 2017. Inicialmente era restrito aos consumidores das regiões Norte e Nordeste, e em 2020 foi aberto para consumidores de outras regiões. Seu foco era a região Nordeste, pois essa apresentava grande inserção de geração eólica, que possui grande variabilidade na geração, e as hidrelétricas da região enfrentavam escassez hídrica. Essa situação demandava do ONS o despacho de termelétricas fora da ordem de mérito para atender às alterações na carga durante o dia. Assim, o objetivo do programa era utilizar a RD como recurso alternativo a esse despacho (Empresa de Pesquisa Energética, 2019).

O consumidor que possuísse interesse no programa deveria requerer ao ONS a sua participação e, após ser habilitado, deveria celebrar um Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA). Após o contrato, deveria entregar semanalmente ao ONS suas ofertas de preço e de quantidade a reduzir relativos à semana seguinte. O despacho da RD era realizado pelo ONS após análise dos custos do despacho de usinas termelétricas comparados aos custos da redução da carga. Com o objetivo de verificar se o participante reduziu seu consumo na quantidade que foi previamente definida, ficou estabelecida a construção de uma linha de base (LB). A LB é construída levando em conta o histórico de consumo de 10 dias de um mesmo dia da semana. A

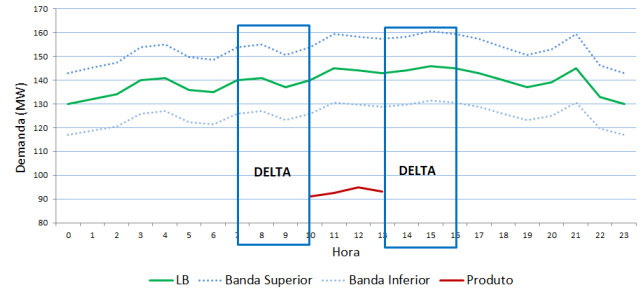


Figura 1. Linha de Base. Fonte: Adaptado de CCEE (2023)

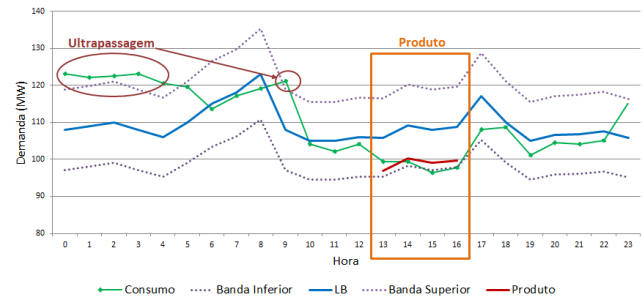


Figura 2. Despacho Braskem. Fonte: Adaptado de CCEE (2023)

partir da LB são definidos os limites de tolerância (+/-10%). Essa faixa de tolerância delimita quais os valores o consumidor não pode ultrapassar durante a sua oferta de redução. Na figura 1 podemos visualizar um modelo de LB com as faixas de tolerância. Além da LB foi definido um período chamado de Delta, no qual o consumidor possuía três horas, imediatamente anteriores e posteriores ao produto ofertado, para reduzir e retomar o consumo, se adequando à LB (ONS, 2023).

O primeiro contrato do programa foi realizado em maio de 2018 com a BRASKEM, uma empresa do ramo petroquímico. Em outubro de 2018 a empresa Cimento Apodi também passou a fazer parte. Entre os meses de junho e outubro de 2018, a BRASKEM realizou 15 ofertas de redução, todas de 10MW por um período de 4 horas. No final do mês de outubro houve a possibilidade de programar a RD, porém não houve uma confirmação da oferta para que fosse efetivado o despacho (CCEE, 2023).

O segundo relatório do programa foi divulgado em junho de 2019. Nele consta a realização do primeiro despacho realizado, onde a BRASKEM UNIB foi despachada, como pode ser visto na figura 2, com um montante ofertado e despachado de 10MWh durante um período de 4 horas (CCEE, 2023). Nesse despacho o preço ofertado foi de 350,00 R\$/MWh, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) observado era de 143,66 R\$/MWh e o valor calculado pela redução foi de 206,34 R\$/MWh, obtido pela diferença entre o valor ofertado e o PLD. O montante efetivamente pago à BRASKEM pela redução de consumo foi de R\$ 2.882,75, e se os todos os requisitos do programa tivessem sido cumpridos seria de R\$ 7.554,23.

Dentre os motivos que justificaram a baixa adesão ao PPRD pode-se citar: a necessidade de assinatura do CPSA; o consumidor só ter conhecimento da sua LB 22 dias após o mês em que ocorreu a redução do seu consumo,

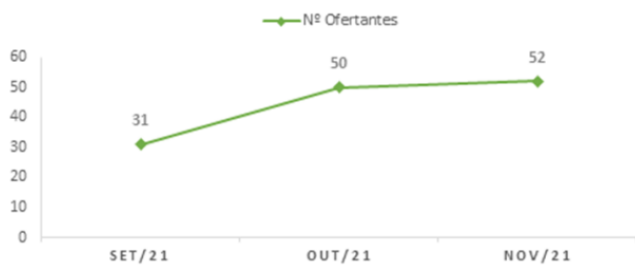


Figura 3. Número de Agentes Ofertantes. Fonte: ONS (2023)

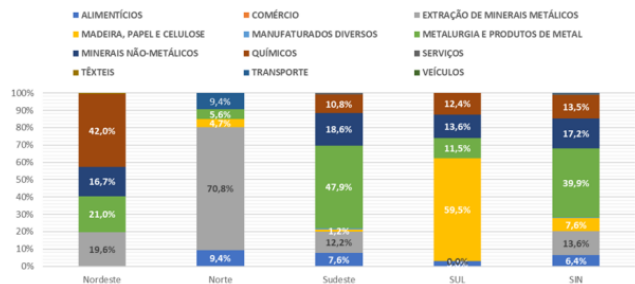


Figura 4. Participação dos Agentes por Segmento e Submercado. Fonte: ONS (2023)

fazendo com que ele realizasse oferta sem conhecer sua LB; o consumidor ser penalizado em caso de deslocamento do consumo para outros horários do dia e a falta de flexibilização do requisito de conexão à rede de supervisão do ONS.

4.4 Programa de Redução Voluntária de Demanda

O Programa de Redução Voluntária de Demanda (PRVD) foi um programa baseado em incentivos adotado entre setembro de 2021 e abril de 2022, instituído, de forma excepcional e temporária, pela Portaria Normativa Nº 22 do MME (Ministerio de Minas e Energia, 2023). Na Nota Técnica 102 de 2022, o ONS afirma que houve uma grande mobilização institucional para a regulamentação do programa de modo a atender à situação de condições hidrológicas adversas enfrentada pelo Setor Elétrico Brasileiro, sendo essa considerada a pior seca dos últimos 91 anos. Com a utilização desse programa era esperado uma redução no deplecionamento dos reservatórios das usinas hídricas que se encontravam em estados alarmantes.

Através do PRVD foi possível comprovar que um melhor desenho do programa de RD pode favorecer a participação de um maior número de consumidores, como ocorreu. Diferente do PPRD, que por conta das várias restrições teve baixa adesão dos consumidores, o PRVD iniciou em setembro já com 31 agentes ofertantes. A figura 3 mostra o aumento da adesão dos consumidores ao programa entre os meses de setembro e novembro de 2021. (ONS, 2023).

No que diz respeito às ofertas, cerca de 65% foram confirmadas pelos agentes e aceitas pelo ONS para a realização do despacho. Após isso, a CCEE recebia a informação para que apurasse as reduções verificadas e indicações de eventuais cancelamentos das ofertas. Na figura 4 pode-se observar a participação dos agentes por submercados e setores.

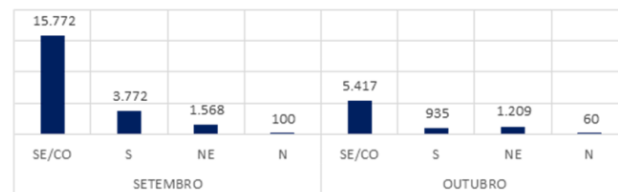


Figura 5. Montante Reduzido (MWh). Fonte: ONS (2023)

Como resultados alcançados através da implantação do PRVD, considerando-se a efetiva atuação do programa nos meses de setembro e outubro de 2021, foi possível obter uma redução de carga de 28,8 GWh. Na figura 5 esse montante é demonstrado de forma discretizada por submercados e por mês. Os impactos financeiros decorrentes das ofertas totalizaram R\$ 26,1 milhões em Encargos de Serviços do Sistema.

O valor médio das ofertas feitas nos dois meses pelos consumidores participantes foi menor que o Custo Variável Unitário (CVU) da usina mais cara despachada pelo ONS, comprovando assim a eficácia da utilização do programa quando comparado ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito (Megawhat, 2022). Mudanças como a simplificação do processo de adesão ao programa e a possibilidade de compensação da demanda em horários de menor consumo tornaram o PRVD mais interessantes para os consumidores. Por conta da situação emergencial fez-se necessário um sinal econômico mais atrativo, apesar disso o programa mostrou-se mais econômico.

Na tabela 1 é apresentado um resumo das vantagens e desvantagens de cada um dos programas de RD utilizados no Brasil.

Tabela 1. Programas de RD no Brasil.

Programa	Vantagens	Desvantagens
Tarifa Branca	Oportunidade de redução nos custos de energia para o consumidor; Alívio do sistema no horário de maior demanda; Redução ou postergação de investimentos em expansão do sistema.	Elevação dos custos para o consumidor que não se adequar; Redução na receita da Concessionária, caso o consumidor se adeque.
Tarifa Horazonal	Deslocamento da carga do horário de ponta; Redução da utilização de fontes de geração mais caras.	Maior tarifa para o setor residencial no horário de ponta.
Programa Piloto de Resposta da Demanda	Compensação da variabilidade da geração por fontes intermitentes; Redução do uso de termelétricas fora da ordem de mérito; Compensação financeira para o consumidor participante.	Penalização do ofertante, em caso de deslocamento do consumo; Excesso de burocracia para participar do programa;
Programa de Redução Voluntária de Demanda	Contribuir para a redução do deplecionamento dos reservatórios das usinas hídricas; Simplificação do processo de adesão ao programa; Possibilidade de compensação da demanda.	Penalização do ofertante, em caso de descumprimento das regras do programa; Necessidade da oferta de um sinal econômico mais atrativo para atender à demanda.

Fonte: Autores.

5. CONCLUSÃO

Apesar da pouca experiência com programas de RD quando comparado a outros países, o Brasil tem dado passos importantes para ampliar a utilização da RD em substituição a despachos mais caros. Sobre os programas abordados é possível notar que, com relação aos programas baseados em tarifas, a correta precificação das tarifas é determinante para o alcance dos resultados esperados. Através de preços adequados é possível atrair um maior número de participantes e beneficiar as concessionárias. Outro fator importante é a divulgação do funcionamento e das exigências do programa, indicando ao consumidor os ajustes necessários para que ele se beneficie.

Com relação aos programas de RD baseados em incentivos, a experiência com o PPRD foi importante para que os órgãos do setor elétrico entendessem quais as correções necessárias para atrair um maior número de participantes e, conseqüentemente, obter melhores resultados. Nesse sentido, foi notável a diferença entre os resultados do PPRD e do PRVD. No PRVD houve maior adesão dos consumidores e foram realizados vários despachos, totalizando uma redução de carga de 28,8 GWh e auxiliando na recuperação dos reservatórios das hidrelétricas.

Por fim, a experiência com os programas de RD demonstra que, com a desburocratização do processo, sinais econômicos atrativos e um desenho adequado dos programas, é possível a utilização da RD como um recurso eficiente e mais econômico a ser utilizado no atendimento da demanda.

REFERÊNCIAS

- Aazami, R., Daniar, S., and Talaeizadeh, V. (2016). Emergency demand response program modeling on power system reliability evaluation. 23, 151–158. doi:10.6329/CIEE.2016.4.03.
- Agência Nacional de Energia Eletrica (2023). Tarifa branca. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>.
- Behrangrad, M. (2015). A review of demand side management business models in the electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 270–283. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.033>.
- CCEE (2023). Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Nota técnica 045/2019.
- Duarte, M.S. (2014). *Proposta de um sistema paragerenciamento de energia residencial no contexto das smart grids*.
- Empresa de Pesquisa Energética (2019). Resposta da demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético.
- Empresa de Pesquisa Energética (2020). Plano Nacional de Energia 2050.
- Empresa de Pesquisa Energética (2021). Experiência Internacional com Tarifas Dinâmicas de Eletricidade.
- Empresa de Pesquisa Energética (2022). Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2031.
- Federal Energy Regulatory Commission (2022). 2022 Assessment of Demand Response and Advanced Metering.
- Guo, W., Liu, D., Liu, M., Zhang, H., Wang, G., Fan, B., and Xu, W. (2022). Demand-side resource response characteristics and peak shaving scheduling response model. *Energy Reports*, 8, 586–593.
- Hledik, R. and Faruqui, A. (2015). Valuing demand response: International best practices, case studies, and applications. *EnerNOC*.
- International Electrotechnical Commission (2012). Grid integration of large-capacity renewable energy sources and use of large-capacity electrical energy storage. *International Electrotechnical Commission*.
- Jordehi, A.R. (2019). Optimisation of demand response in electric power systems, a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 103, 308–319. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.054>.
- Luciano, L.L.P. et al. (2021). Estudo de revisão sobre a aplicação da tarifa branca.
- Megawhat (2022). Resposta da demanda: Abertura da consulta pública. Disponível em: <https://megawhat.energy/analyses/3637>.
- Ministerio de Minas e Energia (2023). Diretrizes para a oferta de redução voluntária de demanda de energia elétrica - rvd para atendimento ao sistema interligado nacional - sin.
- Muller, G. (2016). Impacto de novas tecnologias e smart grids na demanda de longo prazo do sistema elétrico brasileiro. *Thesis (Doctorate degree in Electrical Engineering)*.
- Muller, G. (2020). Impact of demand response on generation expansion planning in the brazilian interconnected power system. In *2020 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (TD LA)*, 1–6. doi:10.1109/TDLA47668.2020.9326129.
- ONS (2023). Operador Nacional do Sistema Elétrico. Plano daa operação energética 2022/2026 - pen 2022.
- Pena, E.A.A.B. (2018). Análise de resposta da demanda em microrredes.
- Siddiquee, S.S., Howard, B., Bruton, K., Brem, A., and O’Sullivan, D.T. (2021). Progress in demand response and it’s industrial applications. *Frontiers in Energy Research*, 9, 673176.
- Siebert, L.C. (2013). Sistema de otimização de resposta à demanda para redes elétricas inteligentes.
- Sousa, H.W.A. (2013). Utilização de programas de reação da demanda como alternativa à necessidade de geração termelétrica complementar para garantia do suprimento de energia elétrica.
- The United States Energy Information Administration (2021). Demand response - yearly energy and demand savings.
- Tolmasquim, M.T. (2017). Mecanismo para a integração das energias renováveis intermitentes: Redes elétricas inteligentes/respostas pelo lado da demanda.
- Torriti, J., Hassan, M.G., and Leach, M. (2010). Demand response experience in europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, 35(4), 1575–1583.
- Yang, C., Meng, C., and Zhou, K. (2018). Residential electricity pricing in china: The context of price-based demand response. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2870–2878. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.093>.
- Zhao, J., Zeng, M., Qian, X., Zhong, Z., and Wang, Y. (2021). Research on cost and benefit of demand response related entities based on system dynamics. In *2021 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (ICPS Asia)*, 840–845.