

**FABIANO LÚCIO FUGA**

**Produtos para potencializar a resposta da demanda no sistema  
elétrico nacional: aspectos conceituais, metodológicos, de  
modelagem e aplicação**

São Paulo  
2022

**FABIANO LÚCIO FUGA**

**Produtos para potencializar a resposta da demanda no sistema elétrico nacional: aspectos conceituais, metodológicos, de modelagem e aplicação**

Versão Corrigida

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

Área de Concentração: Sistemas de Potência

São Paulo  
2022

**FABIANO LÚCIO FUGA**

**Produtos para potencializar a resposta da demanda no sistema  
elétrico nacional: aspectos conceituais, metodológicos, de  
modelagem e aplicação**

Versão Corrigida

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

Área de Concentração: Sistemas de  
Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares  
Ramos

**São Paulo  
2022**

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

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

São Paulo, 15 de Dezembro de 2022.

Assinatura do autor:



Assinatura do orientador:



#### Catálogo-na-publicação

Fuga, Fabiano Lucio

Produtos para potencializar a resposta da demanda no setor elétrico nacional: aspectos conceituais, metodológicos, de modelagem e aplicação / F. L. Fuga -- São Paulo, 2022.

214 p.

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

1. Demanda Energética 2. Sistemas elétricos de potência  
3. Planejamento energético I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.  
Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II. t.

Nome: Fabiano Lúcio Fuga

Título: Produtos para potencializar a resposta da demanda no setor elétrico nacional: aspectos conceituais, metodológicos, de modelagem e aplicação

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

Aprovado em: 07/10/2022.

### **Banca Examinadora**

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos (Presidente da Banca)

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Assinatura: \_\_\_\_\_

Dr. Fillipe Henrique Neves Soares

Instituição: COPEL

Assinatura: \_\_\_\_\_

Dr. Roberto Castro

Instituição: MRTS Consultoria

Assinatura: \_\_\_\_\_

Dr. João Carlos de Oliveira Mello

Instituição: Thymos Energia

Assinatura: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Assinatura: \_\_\_\_\_

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço o apoio de todos aqueles sem os quais esse trabalho não teria sido concluído em especial minha esposa Elisiane que além de incentivadora, prestou apoio incondicional durante toda esta jornada. Agradeço a minha família, em especial a minha mãe, que sempre me incentivou a estudar desde minha primeira infância. Agradeço a Dília, que muito além da bolsa de estudos me ensinou a ser um cidadão. Agradeço aos amigos e colegas de trabalho que através das inúmeras discussões enriqueceram os temas aqui levantados, especialmente ao César que sempre esteve ao meu lado durante a preparação desta tese e do mestrado. Agradeço aos meus chefes, Larry e Mike, que me ensinaram na prática o que é Resposta da Demanda...

Acima de tudo agradeço a Deus por mais esta oportunidade!

## RESUMO

FUGA, F. L. Produtos para potencializar a resposta da demanda no setor elétrico nacional: aspectos conceituais, metodológicos, de modelagem e aplicação. 214p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2022.

A abertura comercial gradual dos mercados de eletricidade, de forma a acompanhar a evolução tecnológica e a promover a participação cada vez mais ativa dos agentes, visando aumentar sua eficiência, é reconhecidamente uma das melhores práticas nos mercados mais evoluídos do mundo. A mesma lógica se pretende alcançar no setor elétrico brasileiro, que exige cada vez mais mecanismos inteligentes, que sirvam de instrumentos para enfrentar de forma otimizada os desafios, na medida em que tem sua complexidade aumentada. A Resposta da Demanda, mecanismo pouco utilizado no Brasil, pode oferecer muitas vantagens ao sistema elétrico como, por exemplo, o aumento de competitividade e a melhoria da confiabilidade no fornecimento da energia elétrica por meio da participação ativa do consumidor de energia.

Este trabalho apresenta diferentes caminhos e propostas para permitir ao lado da carga contribuir com o aumento da segurança energética e, ainda, evitar a elevação de custos de operação do sistema, tendo como referência programas de resposta pela demanda adotados em diversos mercados internacionais, observando a natureza de formação do preço, a forma de remuneração pelos serviços prestados ao sistema elétrico, bem como, a motivação do operador, da distribuidora ou do administrador de mercado, em oferecer programas que permitam a participação dos consumidores resultando, seguramente, em benefícios aos participantes destes programas e para o sistema como um todo.

Por sua vez, os comandos legais e regulatórios adequados deverão proporcionar a implantação dos programas de resposta da demanda de forma ampla, permitindo a participação do consumidor em diferentes níveis de conexão, contribuindo para que se alcance eficiência econômica que resulte no fornecimento de energia elétrica confiável e seguro à sociedade brasileira.

**Palavras-chave:** Resposta da Demanda. Sistemas Elétricos de Potência. Planejamento Energético.



## ABSTRACT

FUGA, F. L. Produtos para potencializar a resposta da demanda no setor elétrico nacional: aspectos conceituais, metodológicos, de modelagem e aplicação. 214p. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2022.

The gradual opening of the electricity markets to keep pace with technological developments and to promote the active participation of players increases their efficiency is recognized as one of the best practices in the most developed markets in the world. The same is true for the operation of the Brazilian electrical system, which increasingly requires intelligent mechanisms to serve as an instrument for optimally addressing challenges as the complexity of the centralized dispatch increases. Demand Response, a mechanism not widely used in Brazil, can offer many advantages to the electric system such as increasing its reliability and improving the quality of electricity supply through the active participation of the consumer.

This work presents diverse ways in which the demand can contribute to the increase of the energy security and avoid the increase of system operation costs. Using as reference demand response programs adopted in various markets and considering the nature of market price, the remuneration for services rendered to the electric system and the motivation of the operator, utilities or market manager to offer programs that allow the consumer participation resulting in benefits for all participants in these programs.

Appropriate legal and regulatory commands should provide for wide-ranging demand response programs enabling consumer participation at distinct levels of connection to achieve economic efficiency that results in reliable and safe electricity supply throughout Brazilian society.

**Keywords:** Demand Response. Electric Power Systems. Energy Planning.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Exemplo de Resposta da Demanda na Curva de Carga.....	15
Figura 2 – Escala de Tempo para Programas de Resposta da Demanda [25] .....	27
Figura 3 – Variação da Capacidade Instalada 2020-2030 (GW) [44] .....	43
Figura 4 – Expansão Indicativa “Rodada Livre” PDE 2031 [49] .....	44
Figura 5 – Participação das Fontes na Capacidade Instalada [44] .....	45
Figura 6 – Perfil de Geração UHE Belo Monte (MW) [53] .....	46
Figura 7 – Geração Térmica por Ordem de Mérito [55].....	49
Figura 8 – Fator de despacho das UTEs do Sudeste em 2029 [40].....	50
Figura 9 – Balanço Energético Nordeste 2010-20 [55].....	51
Figura 10 – Recorde de Elevação de Geração Eólica no SIN [55].....	52
Figura 11 – Recorde de Elevação de Geração Solar no SIN [55] .....	53
Figura 12 – Projeção de Atendimento da carga na Califórnia [57] .....	54
Figura 13 – Economias geradas por programas de RD nos EUA [19] .....	62
Figura 14 – Resposta da Demanda por setor nos EUA [19] .....	62
Figura 15 – ISO New England [58].....	63
Figura 16 – Área de Concessão da Central Maine Power [59].....	66
Figura 17 – Curva de Carga em Tempo Real da Central Maine Power (23/09/2019) .....	67
Figura 18 – Curva de Carga em Tempo Real da Central Maine Power (20/09/2019) .....	68
Figura 19 – MISO [60] .....	69
Figura 20 – Operadores de Mercado no Texas [61].....	71
Figura 21 – Preço Spot em Houston em US\$/MWh (29/07/2019).....	73
Figura 22 – Preço Spot Locacional no Texas [61].....	75
Figura 23 – Abrangência Territorial do PJM [63] .....	77
Figura 24 – Preços Médios do Mercado de Energia no PJM [64] .....	78
Figura 25 – Participação da Demanda no Mercado de Capacidade [65] .....	81
Figura 26 – Participação da Demanda no Mercado de Capacidade [65] .....	83
Figura 27 – Exemplo de Costumer Base Line (CBL) [65].....	84
Figura 28 – Linha do Tempo com os Principais Marcos Regulatórios.....	91
Figura 29 – Comercializador Agregador [69].....	100
Figura 30 – Impacto da RD sobre o CMO – Cenário de Referência [36] .....	107
Figura 31 – Impacto da RD sobre o CMO – Cenário Conservador [36] .....	107
Figura 32 – Etapas da Análise de Confiabilidade no NH2 [73].....	119
Figura 33 – Procedimento para construção do Modelo Base de Rede [76] .....	121
Figura 34 – Proposta de Utilização do Pico Coincidente na Transmissão .....	136
Figura 35 – MUST Total contratado no ciclo 2021/2022 [93] .....	141
Figura 36 – TUST ciclo 2021/2022 para CLs, PLs e APs ponta e fora ponta.....	142
Figura 37 – TUST ciclo 2021/2022 para CLs, PLs e APs ponta e fora ponta.....	143
Figura 38 – Caso de Referência: TUST ponta, fora ponta e pico coincidente.....	144
Figura 39 – Caso 1: Impacto da Modulação na TUST Pico Coincidente.....	145
Figura 40 – Caso 2: Impacto da Modulação na TUST Pico Coincidente.....	147
Figura 41 – Caso 3: Impacto da Modulação na TUST Pico Coincidente.....	148
Figura 42 – Demandas Máximas Diárias do SIN 2010-2019 (MW).....	154
Figura 43 – Curva de Demandas Máximas Mensais do SIN 2010-2019 (MW) ...	155

Figura 44 –SIN 1CP 2010-2019 (MW) .....	156
Figura 45 –SIN 5CPs 2010-2019 (MW).....	157
Figura 46 – Curva de Demandas Máximas Mensais por Subsistema 2010-2019 (MW) .....	159
Figura 47 – 1CP por Subsistema 2010-2019 (MW).....	159
Figura 48 – 5CPs por Subsistema 2010-2019 (MW).....	160
Figura 49 – Aumentando a Eficiência do Mercado com a Resposta da Demanda a Preços adaptado a partir de [101].....	161
Figura 50 – Caminho da Tarifa Fixa à Precificação Dinâmica [102].....	163
Figura 51 – Tarifa Residencial Branca ANEEL [51].....	164
Figura 52 – Exemplo de Critical Peak Price [105] .....	165
Figura 53 – Exemplo de Peak Time Rebate.....	166
Figura 54 – Exemplo de Variable Peak Price .....	168
Figura 55 – Ameren: Preço do Dia Seguinte (11/05/2021).....	169
Figura 56 – ISONE: Preços Zonais no Mercado de Tempo Real [58] .....	172
Figura 57 – CCEE: PLD Horário 13/05/2021 [112].....	173
Figura 58 – Exemplo de Linha de Base do Consumidor .....	182
Figura 59 – PLD Sul x T.E. COPEL em 03/05/2021 .....	183
Figura 60 – Resposta da Demanda à TVP com LBC .....	183
Figura 61 – Exemplo de Nova Carga Exposta a Preços de Mercado .....	185
Figura 62 – Nova Carga e PLD Sul em 03/05/2021 .....	185
Figura 63 – Resposta à Preços de uma Nova Carga .....	186
Figura 64 – Exemplos de Produtos de Proteção ao Preço.....	188

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - UHEs sem Reservatório [53].....	46
Tabela 2 - Tarifas de Capacidade ISO New England.....	65
Tabela 3 – Oportunidades de RD no ERCOT [62] .....	76
Tabela 4 - Índices de Confiabilidade [73] .....	122
Tabela 5 - Fator de Redução da Geração Eólica por Estado .....	123
Tabela 6 – Configuração das UTVs .....	125
Tabela 7 - Comparativo dos Índices de Confiabilidade Sistêmicos .....	126
Tabela 8 - Probabilidade, índices e número de casos: modos de falha não disjuntos .....	127
Tabela 9 - Valores do Custo de Interrupção [80].....	130
Tabela 10 - Custo Unitário das Interrupções por região e setor (R\$/kWh) [82]...	130
Tabela 11 – Caso 3: Modulação de Diversas Cargas .....	147
Tabela 12 - Caso 3: Impacto da Modulação na TUST Pico Coincidente.....	149
Tabela 13 – PJM 5CPs 2021 [100].....	158

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>21</b>
<b>2.1</b>	<b>Resposta da Demanda em Mercados Internacionais.....</b>	<b>21</b>
<b>2.2</b>	<b>Resposta da Demanda no Brasil .....</b>	<b>28</b>
<b>3</b>	<b>LEVANTAMENTO DAS NECESSIDADES DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL .....</b>	<b>41</b>
<b>3.1</b>	<b>Desafios na operação do SIN .....</b>	<b>43</b>
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASOS INTERNACIONAIS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA.....</b>	<b>55</b>
<b>4.1</b>	<b>Desenho de Mercado.....</b>	<b>55</b>
4.1.1	Mercado de Energia .....	56
4.1.2	Mercado de Capacidade.....	58
4.1.3	Mercado de Serviços Ancilares .....	60
<b>4.2</b>	<b>Experiência Norte-Americana .....</b>	<b>61</b>
4.2.1	ISO New England .....	63
4.2.2	Central Maine Power .....	65
4.2.3	MISO .....	68
4.2.4	ERCOT .....	70
4.2.5	PJM .....	76
4.2.6	CAISO .....	86
<b>5</b>	<b>ASPECTOS REGULATÓRIOS DE IMPLANTAÇÃO DOS PROGRAMAS DE RESPOSTA PELA DEMANDA.....</b>	<b>90</b>
<b>5.1</b>	<b>Regulação Vigente.....</b>	<b>90</b>
<b>5.2</b>	<b>Programa Piloto de Resposta da Demanda.....</b>	<b>92</b>
5.2.1	Motivação para o Programa Piloto.....	93
5.2.2	Regras propostas em Audiência Pública .....	94
5.2.3	Avaliação dos impactos aos agentes.....	96
<b>6</b>	<b>PROPOSTAS DE PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA .....</b>	<b>105</b>
<b>6.1</b>	<b>Experiência Brasileira.....</b>	<b>105</b>

<b>6.2 Proposta 1: Serviços Ancilares .....</b>	<b>113</b>
6.2.1 Oferta de Serviços Ancilares pela Carga.....	113
6.2.2 Programa de Oferta de Serviços Ancilares.....	115
6.2.3 Simulação do Programa de Serviços Ancilares.....	116
6.2.3.1 Metodologia.....	118
6.2.3.2 Estudo de Caso.....	123
6.2.3.3 Resultados Obtidos.....	125
6.2.4 Custo de Interrupção.....	127
<b>6.3 Proposta 2: Pico Coincidente .....</b>	<b>131</b>
6.3.1 Pico Coincidente na Transmissão.....	133
6.3.1.1 Proposta.....	135
6.3.1.2 Exemplo de Aplicação.....	140
6.3.2 Pico Coincidente em Mercados de Capacidade.....	150
6.3.2.1 Proposta.....	153
6.3.2.2 Exemplo de Aplicação.....	154
<b>6.4 Proposta 3: Preço .....</b>	<b>161</b>
6.4.1 Tarifas Variáveis no Tempo.....	162
6.4.2 Resposta da Demanda a Preços.....	170
6.4.3 Exemplos de Aplicação de Tarifas Variáveis no Tempo.....	174
6.4.4 Propostas de Resposta a Preços.....	180
6.4.4.1 Proposta 1: Tarifa Variável a Preço com Linha de Base.....	181
6.4.4.2 Proposta 2: Novas Cargas com Preço de Mercado.....	184
6.4.4.3 Proposta 3: Preços de Mercado.....	186
<b>7 CONCLUSÕES.....</b>	<b>190</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>194</b>
<b>ANEXO A: CÁLCULO DOS QUATRO PICOS COINCIDENTES DE 2019 NO ERCOT (MW) [81].....</b>	<b>208</b>
<b>ANEXO B: TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO .....</b>	<b>211</b>

## 1 Introdução

A Resposta da Demanda (RD) se refere à capacidade de um consumidor modificar sua carga por razões econômicas, seja em resposta aos preços de energia elétrica ou por algum incentivo financeiro ou, ainda, por razões emergenciais, como por exemplo garantir a segurança na operação do sistema elétrico na perspectiva de algum tipo de evento que possa comprometer o atendimento ao mercado.

A modificação no perfil de consumo por razões econômicas, alterando a elasticidade do preço da demanda por energia elétrica, pode ser atingida de diversas formas, tais como, pela racionalização do consumo, modulação da carga quando se desloca o consumo de um período para outro, pela instalação de sistemas de gerenciamento de demanda ou ainda pela autoprodução.

A Figura 1 abaixo apresenta um clássico exemplo onde a resposta da demanda proporciona a redução do pico de carga com deslocamento horário do consumo de energia, obtendo-se desta forma, um consumo otimizado a partir de um sinal econômico.

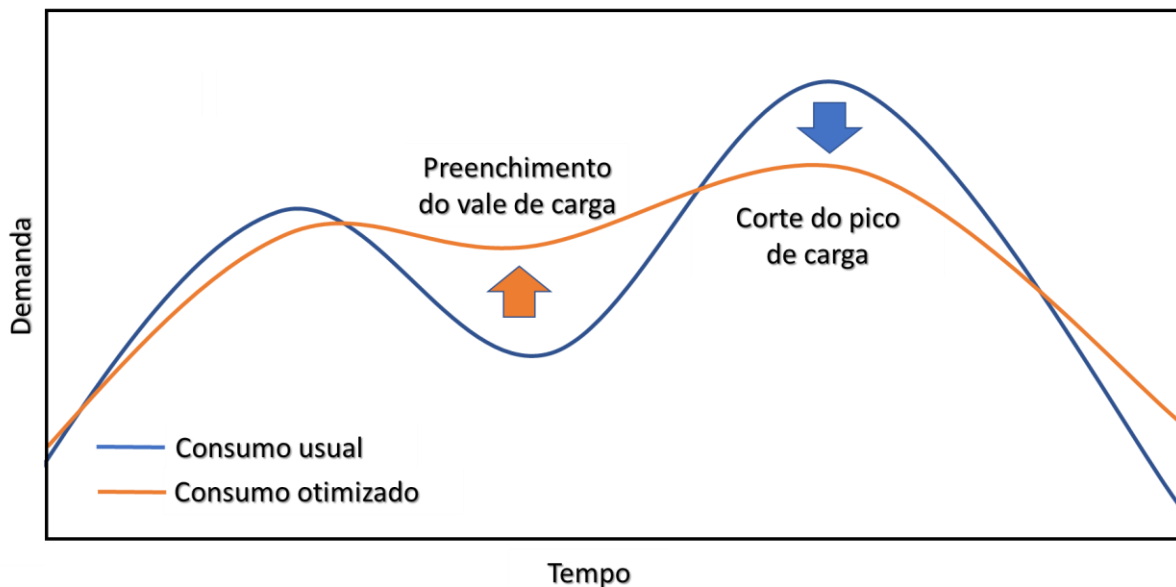


Figura 1 – Exemplo de Resposta da Demanda na Curva de Carga

A experiência internacional demonstra que em mercados nos quais existe transparência dos custos envolvidos e o sinal econômico correto é dado aos seus participantes, a competitividade beneficia o sistema como um todo e, também, permite premiar os agentes que individualmente contribuem para uma maior eficiência nos mercados onde atuam. Portanto, a evolução dos mercados de eletricidade, de forma a motivar uma maior participação da demanda, é fundamental para aumentar a competição e reduzir os custos do sistema.

Muitos mercados de energia elétrica adotam há algum tempo, variados tipos de programas de incentivo à RD, a partir do que podem ser identificadas soluções viáveis, relativamente simples e com resultados bastante positivos e encorajadores.

A experiência internacional mostra que são inúmeras as possibilidades para atrair a demanda e permitir sua interação diretamente com o sistema, desta forma contribuindo para manter a estabilidade, confiabilidade e segurança operacional, a preços competitivos. Há que se destacar que 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 RD, considerando cargas localizadas estrategicamente, ao invés de utilizar, por exemplo, geração termelétrica, mais cara e poluente. Em tese, uma parcela importante das restrições elétricas conjunturais poderia ser substituída por programas de RD, implicando em menores custos aos agentes de consumo, além de causar menores danos ambientais.

Criado durante a crise do petróleo de 1973 e apresentado publicamente pelo Electric Power Research Institute (EPRI) nos anos 1980, o termo Demand Side Management (DSM), também conhecido, em Português, como Gestão pelo Lado da Demanda (GLD), pode ser definido como uma alteração da energia demandada pelo consumidor por diferentes motivadores, tais como sinais econômicos em horários específicos, incentivos financeiros e até mesmo a conservação da energia.



Internacionalmente, o racional de que toda a demanda requisitada deve ser atendida pela energia elétrica produzida evoluiu para o racional de que o sistema se torna mais eficiente quando mecanismos de gerenciamento atingem também o lado da demanda, não se restringindo apenas ao lado da oferta. Embora a infraestrutura de transporte e geração de energia elétrica seja dimensionada para atendimento da demanda máxima, mesmo que esta ocorra em apenas algumas horas do ano, geralmente quando temperaturas recordes são verificadas, a ociosidade do sistema pode ser contornada. Apesar de haver ora grande ociosidade, ora a necessidade de investimentos adicionais, esse modelo, também empregado no Brasil, cujo foco se restringe à expansão da oferta, deixa de lado oportunidades de redução de custos que a otimização do gerenciamento da demanda poderia proporcionar ao sistema elétrico como um todo.

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

Observa-se que a manutenção de uma operação equilibrada tem se tornado um desafio ainda maior para o caso brasileiro, cuja extensão das linhas de transmissão da rede básica (acima de 230 kV) atingiu, em 2022, 175 mil quilômetros, acrescentando-se o fato de que o Brasil, conhecido pela predominância de geração hidrelétrica, venha reduzindo, ano após ano, a capacidade de regularização dos reservatórios em consequência da dificuldade de implantação de novas usinas com capacidade importante de armazenamento.

Há que se destacar que em sistemas hidrotérmicos como o brasileiro, os déficits de oferta estão normalmente associados à insuficiência de energia, e não à capacidade, o que torna a abordagem do problema relativamente diferente de outros países que adotaram mecanismos para incluir a demanda no despacho do sistema. Essa característica, no entanto, vem se alterando rapidamente e, atualmente, o ONS tem despachado plantas termelétricas para atender a necessidade de Reserva de Potência Operativa (RPO) em algumas oportunidades, tendo até mesmo recorrido a cortes seletivos de carga para superar restrições de transmissão em horário de ponta.

Considerando a necessidade de se explorar as ferramentas de gestão pelo lado da demanda, que se pode denominar sinteticamente como Resposta da Demanda, atualmente o ONS reconhece que a introdução de mecanismos que busquem, tanto a redução do consumo de energia elétrica por um determinado período, quanto o deslocamento do consumo no tempo, seria uma importante ferramenta de estímulo à otimização do sistema, condição almejada pelo Operador, contribuindo com a redução da ponta do sistema ou ainda permitindo evitar o colapso de sistemas muito sobrecarregados, .

Do ponto de vista do planejador do sistema, papel que é desempenhado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a RD pode ser uma aliada do planejamento do setor, no que se refere ao enfrentamento dos desafios futuros da operação do sistema elétrico brasileiro, decorrentes da redução da capacidade de armazenamento dos reservatórios.

Atualmente os grandes consumidores organizados através da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia (ABRACE) têm trabalhado fortemente de forma a propor às principais entidades do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) o desenvolvimento de ferramentas que tenham como foco a resposta da demanda, de forma a contribuir para que se alcance um nível de eficiência econômica que resulte no fornecimento de energia elétrica confiável e segura a toda sociedade brasileira, a preços competitivos.

Seguindo a linha de raciocínio aqui apresentada, este trabalho tem por objetivo, frente às necessidades do sistema elétrico brasileiro, analisar os diversos programas de RD em diferentes mercados internacionais e propor alternativas para a mitigação de eventos críticos, por meio de programas que beneficiem o sistema interligado nacional e a todos os envolvidos direta ou indiretamente.

**Organização do trabalho:** Este trabalho está organizado em 7 Capítulos, sendo que na sequência desse Capítulo introdutório, se apresenta, no Capítulo 2, a revisão bibliográfica sobre o tema, examinando desde o ponto de vista internacional, até os trabalhos publicados no Brasil. O Capítulo 3 apresenta um levantamento das necessidades do Sistema Interligado Nacional, mostrando seu comportamento em situações de operação em que a demanda poderia contribuir na mitigação dos riscos no SIN.

O Capítulo 4 estuda os programas de resposta pela demanda adotados em diversos mercados de energia elétrica internacionais, considerados como referência para o tema em questão. O Capítulo 5, intitulado **Aspectos Regulatórios de Implantação dos Programas de Resposta pela Demanda**, apresenta um levantamento das possíveis mudanças regulatórias que seriam necessárias para a adoção dos mecanismos de RD propostos neste trabalho.

As principais contribuições deste trabalho de pesquisa serão apresentadas no Capítulo 6, por meio de propostas de programas de resposta da demanda em diferentes áreas, utilizando-se modelos computacionais e cálculos diretos, por meio dos quais serão simulados os resultados esperados, para cada proposta, de forma a quantificar os impactos destas nos indicadores relevantes do SIN.

A primeira proposta enfoca um produto que requer a participação dos consumidores no âmbito dos Serviços Ancilares, pois objetiva a sua cooperação para restituir o equilíbrio do sistema com uma resposta de curto prazo.

A segunda proposta foi subdividida em duas partes, sendo a primeira aplicada à Transmissão e a segunda à Capacidade, mantendo em comum, não obstante, o conceito de introdução do pico coincidente, que requer a participação mais dinâmica e efetiva dos consumidores ao receberem e responderem ao sinal econômico pertinente ao horário em que o sistema elétrico é mais exigido.

Por seu turno, o terceiro grupo de propostas terá como principal objetivo permitir que cada vez mais consumidores possam responder ativa e dinamicamente aos preços de energia, na medida em que ocorra a evolução da precificação no mercado de energia, de tal modo que os preços possam refletir cada vez melhor os custos reais de operação do sistema.

Finalmente, o Capítulo 7 apresenta as conclusões do trabalho com base nas principais contribuições apresentadas, bem como as indicações de possíveis trabalhos futuros. Os anexos trarão informações mais detalhadas sobre os estudos realizados.

## **2 Revisão Bibliográfica**

Este capítulo inicial apresenta uma revisão bibliográfica sobre os principais trabalhos publicados sobre o tema Resposta da Demanda em mercados internacionais e no Brasil.

### **2.1 Resposta da Demanda em Mercados Internacionais**

Em 1985, Gellings no artigo *The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities* [1] publicado pelo IEEE apresenta o conceito da Gestão pelo Lado da Demanda (GLD), termo este que abrange as ações de eficiência energética e Resposta da Demanda, como o planejamento e a implementação das atividades de serviços públicos de eletricidade projetadas para influenciar os usos da eletricidade pelos clientes, de forma a produzir mudanças desejadas no formato da carga da concessionária. O artigo conclui que embora o objetivo de qualquer atividade de GLD seja produzir uma mudança no formato de carga com vistas a aumentar a confiabilidade da rede, para que o programa obtenha sucesso e o gerenciamento seja bem-sucedido, o objetivo final reside em alcançar o equilíbrio entre o atendimento das necessidades da concessionária e o benefício recebido pelo cliente.

No mesmo ano, Lovins publicou o artigo *Saving Gigabucks with Negawatts* [2] que até os dias de hoje parece muito atual, pois apresenta um estudo em uma época em que o custo total do fornecimento de energia elétrica era alto e a eficiência barata, sendo, portanto, necessário que as concessionárias inteligentes vendessem menos eletricidade e tivessem mais eficiência. Neste contexto, introduzindo o conceito de “negawatts” como unidade de medida para a energia economizada, o autor afirma que os ganhos de eficiência existentes e futuros, se não gerenciados adequadamente, poderiam se tornar a maior fatia do mercado de eletricidade, mas, por outro lado, também poderiam oferecer às concessionárias uma oportunidade sem precedentes para controlar riscos, melhorar o fluxo de caixa, garantir participação de mercado e economizar custos operacionais.

Em 2001, Wolak em seu artigo *Designing a Competitive Wholesale Electricity Market That Benefits Consumers* [3] afirma que mercados competitivos podem beneficiar consumidores de energia elétrica em comparação a mercados verticalmente integrados, desde que estes tenham os incentivos corretos de preço e atuem em função destes preços por meio da flexibilização de seu consumo. Os incentivos devem ser suficientemente fortes de forma a permitir que tanto os consumidores quanto os geradores, possam alterar o seu comportamento reduzindo o custo de produção de energia e propiciando o uso mais eficiente da capacidade de geração existente.

Em 2002, Stoft em seu livro *Power System Economics: Designing Markets for Electricity* [4] apresenta o desenho do mercado de eletricidade a partir de conceitos econômicos, vinculando políticas de confiabilidade de curto prazo com problemas de investimento de longo prazo, e examinando a contribuição da introdução de mercados de energia *day-ahead* e *real time*, mercados do dia anterior e em tempo real respectivamente, bem como o poder de mercado dos agentes participantes. Além de discorrer sobre a adoção do custo de déficit para fins de otimização da operação dos sistemas elétricos.

O Departamento de Energia dos Estados Unidos publica em 2006 o relatório intitulado *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations* [5] em resposta ao *Energy Policy Act* de 2005, que identifica e quantifica os benefícios da RD e recomenda as metas a serem alcançadas até o início do ano seguinte. O documento aponta que a maioria dos consumidores veem as tarifas de energia baseadas em custos médios, e, portanto, têm pouca relação com os verdadeiros custos de produção, uma vez que estes variam ao longo do tempo e os custos médios não permitem esta visibilidade. O trabalho também define a RD como uma tarifa ou programa estabelecido para motivar mudanças no perfil de consumo em resposta a mudanças no preço da energia ao longo do tempo, ou ainda realizar pagamentos como incentivo destinado a induzir a redução do consumo quando o custo de produção estiver muito alto ou quando a confiabilidade do sistema estiver comprometida.

Embora publicado em 2007, o artigo *Energy Efficiency in California and the United States: Reducing Energy Costs and Greenhouse Emissions* de Chang, Rosenfeld e McAuliffe [6] descreve uma inovadora iniciativa introduzida em 1982 na Califórnia, que tinha por objetivo alinhar as expectativas financeiras das concessionárias de energia elétrica com o aumento da eficiência energética do sistema. Uma vez que a percepção da concessionária era de promover a recuperação dos investimentos em ativos através das receitas auferidas pela venda da energia elétrica, a introdução de mecanismos de eficiência energética, reduzindo o consumo, confrontava com os interesses das concessionárias. Esta dissociação promoveu a criação de metas de receita para remuneração dos ativos, independentemente das metas de venda de energia aos consumidores finais, permitindo assim que as empresas continuassem lucrativas ainda que vendessem menos energia.

Em junho de 2009, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) publicou o relatório *A National Assessment of Demand Response Potential* [7] que traz uma extensa avaliação do mercado potencial de RD nos Estados Unidos com horizontes de cinco e dez anos. Os resultados ilustram como o potencial de resposta da demanda varia de acordo com algumas características, tais como o número de clientes que participam desses programas existentes e futuros, à medida que a disponibilidade de preços dinâmicos aumenta e a infraestrutura de medição avança.

Em outubro de 2009, Hogan publicou o artigo *Providing Incentives for Efficient Demand Response* [8] no qual discute a forma de compensação da RD em um dos mercados mais avançados do mundo, o PJM, tendo como princípio a estrutura adequada para a participação eficiente dos clientes no uso de sua própria geração ou na redução do uso de eletricidade para vender a eletricidade produzida ou economizada ao mercado, ressaltando a importância da transparência nos contratos de prestação de serviços e da precificação dos mesmos.

No ano seguinte, a FERC lança o *National Action Plan on Demand Response* [9] tendo como objetivo identificar a quantidade de recursos de resposta da demanda que poderiam ser desenvolvidos e implementados nos Estados Unidos.

Entre os principais requisitos para a implementação de programas de RD destaca-se a necessidade de uma comunicação nacional que inclui ampla divulgação dos programas e suporte aos participantes com informações, disposições regulamentares, modelos de contratos, ferramentas analíticas e outros materiais de apoio para os agentes envolvidos nos programas.

Em 2011, o MIT publica o relatório *The Future of Electric Grid: An interdisciplinary MIT Study* [10] no qual, o capítulo intitulado *Engaging Electricity Demand*, traz como conceito básico o entendimento de que os programas de resposta da demanda podem reduzir o custo total e ajudar a manter o equilíbrio do sistema ao induzir mudanças no consumo, particularmente quando a utilização da capacidade do sistema e, portanto, custo de oportunidade de energia, é alto. Aborda, ainda uma visão de futuro do tema, na medida em que se tenha a evolução das redes elétricas com ferramentas *smart grid* com alcance até aos consumidores residenciais.

No ano seguinte, Sioshansi publica o livro *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy* [11] reforçando o tema em questão com a afirmação de que a criação de uma rede elétrica flexível, eficiente, digitalizada, confiável e resiliente pode ser o melhor caminho para aumentar a eficiência energética e a segurança sistêmica, além de aumentar o potencial de fontes de energia renováveis e distribuídas.

Em 2012, Chao e DePillis publicaram o artigo *Incentive Effects of Demand Response Regulation in Wholesale Electricity Market* [12] preocupados com o tratamento dado à *baseline*, ou linha de base, que é obtida através da comparação da redução do consumo em relação ao comportamento histórico da carga, pressupondo que desta forma pode induzir os consumidores a inflacioná-la, aumentando o consumo acima do nível atual durante períodos normais, e portanto, diminuindo assim o consumo além do nível eficiente durante um evento de resposta da demanda. Neste artigo, os autores propõem uma linha de base dinâmica através de uma projeção de demanda agregada, pois esta tende a enfraquecer ou eliminar significativamente o incentivo para inflar a linha de base.



Em 2014, Faruqi em seu trabalho intitulado *Moving Demand Response back to the Demand Side* [13] ao analisar o mercado de consumidores de pequeno porte aponta que o estabelecimento de preços dinâmicos traria maiores benefícios ao sistema, uma vez que este tipo de consumidor responde melhor a preços, pois estão habituados com o mercado de varejo. No mesmo ano, este autor juntamente com Hledik e Lineweber publicou um amplo relatório intitulado *Demand Response Market Potential in Xcel Energy's Northern States Power Service Territory* [14] no qual quantifica o potencial dos programas de resposta à demanda em determinadas áreas do norte dos Estados Unidos, e discute as políticas que poderiam influenciar as ofertas do programa de RD nas regiões estudadas.

No início do ano seguinte, Faruqi juntamente com Hledik preparou um trabalho para a Enernoc com o tema *International Best Practices, Case Studies, and Applications* [15] com os benefícios trazidos pela RD nos EUA, Europa Continental, Oriente Médio, Austrália e Reino Unido bem como projeções destes para a próxima década.

Em 2015, um estudo australiano intitulado *International Review of Demand Response Mechanisms* [16] mostra como a RD participa de mercados atacadistas de eletricidade com diferentes desenhos de mercado, tendo eles desenvolvido mercados de capacidade, serviços ancilares ou somente focados em energia.

No mesmo ano, o artigo *Estimation of Potential and Value of Demand Response for Industrial and Commercial Consumers in Delhi* [17] analisa como a RD pode contribuir significativamente para melhorar a confiabilidade da rede elétrica na Índia, e o Departamento de Energia dos Estados Unidos publica o *Quadrennial Energy Review First Installment: Transforming U.S. Energy Infrastructures in a Time of Rapid Change* [18] ), em um estudo considerado futurista para a época, aponta que a flexibilidade operativa e a RD podem cooperar para que a introdução de energias renováveis possam reduzir a necessidade de investimento em infraestrutura no setor elétrico americano.

Em 2016, ano em que o EIA – Energy Information Administration publica os resultados obtidos em 2014, referentes aos programas de RD nos Estados Unidos de acordo com a participação dos consumidores residenciais, comerciais e industriais em *Demand Response Saves Electricity During Times of High Demand* [19], Kinter-Meyer publica o estudo *Valuation of Electric Power System Services and Technologies* [20] no qual é realizada uma avaliação precisa das tecnologias novas e existentes, empregadas nos serviços de rede, para que se tomem decisões relacionadas a tecnologias de energia distribuída, bem como quanto aos provedores de serviços que ofereçam novos serviços de resposta à demanda.

No mesmo ano, Eid publicou o artigo *Time-Based Pricing and Electricity Demand Response: Existing Barriers and Next Steps* [21] no qual apresenta um quadro teórico e uma revisão orientada a respeito da situação dos programas de resposta da demanda promovidos na Europa, ressaltando os principais desafios que dificultam seu desenvolvimento e dando ênfase à necessidade de coordenação entre o mercado e a operação do sistema.

No ano seguinte, o Parlamento Europeu promoveu o workshop *An Economic and Scientific Policy - The Potential of Electricity Demand Response* [22] e o *SEDC - Smart Energy Demand Coalition publica o Explicit Demand Response in Europe, Mapping the Markets 2017* [23] por meio do qual faz um extenso mapeamento do tema em 18 países europeus, tendo como foco os mercados onde os programas de RD são oferecidos, bem como os seus produtos e o embasamento regulatório para a sustentabilidade deles.

Neste mesmo ano de 2017, Hopkins também publicou o estudo canadense com o título *Best Practices in Utility Demand Response Programs* [24], no qual relata que a resposta à demanda tem sido usada pelas concessionárias de energia elétrica para fornecer capacidade, energia ou confiabilidade à rede, e ressalta que para determinar a necessidade e o potencial de RD de uma dada região é fundamental avaliar as características do perfil de fornecimento de energia e a demanda da área em questão.

Em 2018, o estudo publicado na Dream-Go intitulado *Identified Short and Real-Time Demand Response Opportunities and the Corresponding Requirements and Concise Systematization of the Conceived and Developed DR Programs* [25] mostra que a implementação de programas de RD deve ter diferentes escalas de tempo de acordo com o objetivo do programa, uma vez que os programas baseados em incentivos são os únicos que podem ser ativados em um curto prazo ou em tempo real conforme Figura 2.

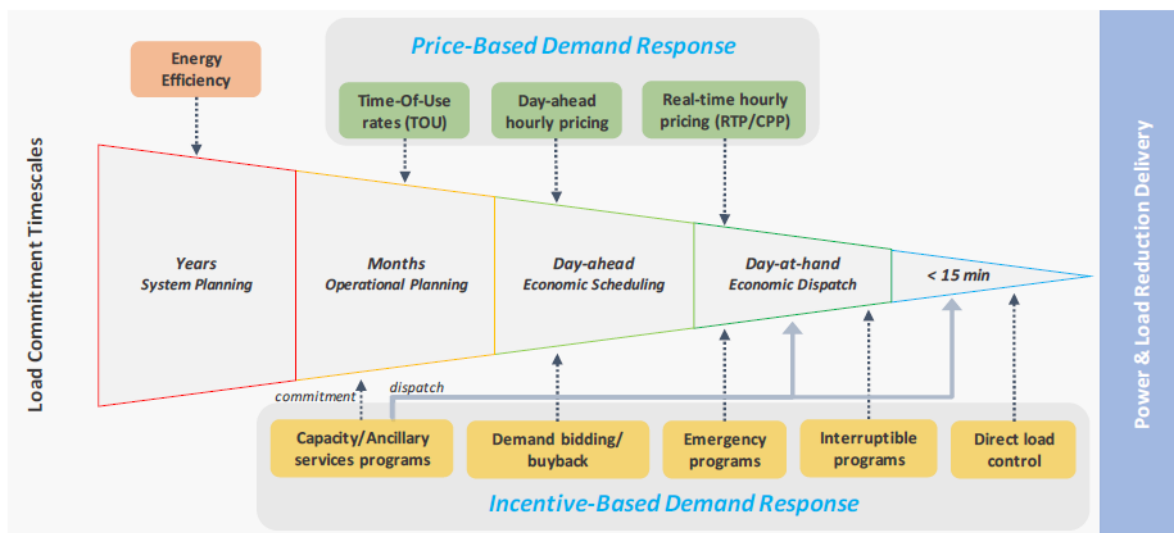


Figura 2 – Escala de Tempo para Programas de Resposta da Demanda [25]

Outra importante fonte foi o relatório preparado pelo EIA intitulado *Electric Power Annual* [26] sendo o último publicado em outubro de 2021, contendo importantes e mais recentes dados sobre o desempenho dos programas de RD americanos, apresentando-se desde o número de consumidores participantes, até o volume de participação, os custos dispendidos e economias realizadas. O relatório também apresenta o potencial dos programas de RD, discutindo políticas que poderiam influenciar as ofertas do programa, à medida que a disponibilidade de preços dinâmicos aumenta e a infraestrutura de medição avança.

Uma relevante discussão trazida em 2022 no livro *The State of Demand Side Energy Management in North America* [27], publicado pela CPower que trata do estado da arte da RD em diferentes mercados, trouxe à tona os desafios encontrados por cada um deles, à medida que a matriz elétrica evolui. Destaca-se neste trabalho as soluções encontradas pelo Texas, que opera seu *Energy Only Market*, chamado aqui de mercado de energia pura, uma vez que não há um mercado de capacidade a termo, como a maioria dos mercados avançados nos Estados Unidos.

Importante mencionar que os mercados de capacidade visam garantir a confiabilidade da rede, pagando aos participantes para comprometer a geração nos próximos anos de entrega. Por outro lado, os mercados de energia pura, pagam aos geradores apenas quando fornecem energia diariamente. Dentre os mercados atacadistas de eletricidade que atendem a dois terços da população dos EUA, apenas dois - o Conselho de Confiabilidade de Eletricidade do Texas (ERCOT) e o Southwest Power Pool (SPP) - não possuem mercados de capacidade.

Existe uma corrente de defensores do desenho de Mercado *Energy Only*, que afirmam que este modelo é o mais eficiente, uma vez que impede que os consumidores paguem pela geração, que talvez nunca seja solicitada a fornecer energia. Por outro lado, os defensores do Mercado de Capacidade defendem que os mercados de energia pura podem se tornar cada vez mais instáveis nos próximos anos, porque os baixos preços da energia tendem a desencorajar os geradores a construir novas usinas sem a receita garantida pelo mercado de capacidade.

## **2.2 Resposta da Demanda no Brasil**

Em 1997, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), sob a liderança da Coopers & Lybrand do Reino Unido, propôs no Relatório Consolidado da Etapa VII [28], ainda que de forma conceitual, um modelo de Demand Side Bidding (DSB), por meio do qual grandes consumidores, capazes de gerenciar sua carga, ofereceriam um preço pelo qual estariam dispostos a desconectar ou reduzir seu consumo em função de valores previamente acordados.

Os lances de preço seriam incluídos no processo de otimização, uma vez que o ideal seria desligar a carga antes de programar a geração adicional, e assim o preço *spot* seria definido considerando a oferta de redução de carga. A proposta considerava que mecanismos de monitoramento deveriam ser introduzidos para verificar se a redução de carga realmente ocorreu.

Durante a fase de detalhamento do projeto RESEB, a ideia de DSB foi abandonada, e o preço *spot*, aqui denominado como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), é calculado através de modelos matemáticos encadeados de forma a capturar variáveis de longo e médio prazos para se obter o preço de curto prazo. A demanda utilizada nos modelos é pouco flexível às mudanças no preço, pois sua previsão é realizada pelos órgãos responsáveis pelo planejamento e operação do sistema elétrico, guiadas no longo prazo por projeções de indicadores macroeconômicos e, no curto prazo, pela influência de fenômenos climáticos que afetam a temperatura.

A este respeito em 2003, Wolak publicou o trabalho *Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin American Countries* [29] na primeira reunião do *Latin American Competition Forum* em Paris, onde ressaltou a importância de enviar sinais de preços em tempo real para os consumidores finais, como a única maneira de gerenciar um desequilíbrio de oferta e demanda, permitindo que os consumidores atuem em função destes preços por meio da flexibilização de seu consumo com impactos em termos de redução do preço da energia. O autor apresentou ainda os riscos associados ao estabelecimento de valores relativamente baixos para custo de déficit, comportamento característico de alguns mercados integrantes do estudo.

No mesmo ano, Frank Wolak e Von der Fehr publicaram um estudo para o Banco de Desenvolvimento Inter-Americano com o nome de *Power Sector Reforms in Brazil* [30], pelo qual encorajam a participação ativa da demanda no Brasil, a partir da experiência vivida pelos consumidores durante o período de racionamento, que demonstrou que uma quantidade considerável da carga brasileira foi reduzida.

Neste sentido, propõe uma maior participação pelo lado da demanda, baseada nas seguintes premissas:

- Há boas razões econômicas para introduzir uma participação mais ativa do lado carga, a fim de aumentar a flexibilidade da demanda e, assim, reduzir a necessidade de investimento dispendioso em nova capacidade de geração;
- Não existem restrições políticas ou legais que impeçam uma exigência mais ampla de participação no mercado da eletricidade. Presume-se haver necessidade de mudanças regulamentares e legais, mas a princípio, o quadro regulamentar em vigor será suficiente;
- Existe, pelo menos num futuro previsível, a necessidade de proteger os consumidores, especialmente aqueles com baixa renda, contra as faturas de eletricidade fortemente variáveis. O projeto deve, portanto, combinar a necessidade de fornecer sinais de preços com um grau considerável de cobertura contra riscos de preço; e
- Para limitar os custos de transação, os contratos denominados como padrão devem ser simples, sem a dependência de procedimentos sofisticados de medição ou liquidação;

Em 2010, Souza estudou A Importância da Reação da Demanda [31] na formação dos preços de curto prazo em mercados de energia elétrica e, a partir do pressuposto de que a condição fundamental para que um mercado seja competitivo é que existam muitos compradores, e que estes possam responder a preços, desenvolve o conceito de elasticidade-preço por parte da demanda, avaliando os benefícios da introdução de mecanismos de incentivo à participação da demanda na determinação dos preços do mercado de curto prazo, como forma de elevar sua eficiência econômica.

Entre os benefícios que a RD pode agregar aos mercados de energia elétrica citados por Souza [31], estão:

- Mitigação de poder de mercado por parte dos agentes geradores;
- Redução da volatilidade dos preços de curto prazo;
- Aumento da confiabilidade do suprimento; e
- Melhor aproveitamento dos recursos produtivos.

Souza [31] utilizou os modelos matemáticos de formação do preço de energia elétrica Newave e Decomp para avaliar o impacto da Oferta de Redução de Carga (ORC) representada por blocos de usinas termelétricas com Custos Variáveis Unitários (CVU), equivalentes aos preços pelos quais os consumidores estariam dispostos a reduzir suas respectivas cargas.

Os resultados obtidos nas simulações realizadas por Souza [31] levam à conclusão de que a implementação da metodologia de oferta de redução de carga proposta, denominada Programa de Redução Voluntária de Carga (RVC), poderia contribuir para a redução, tanto de picos de preços quanto em níveis maiores de segurança para o sistema, diminuindo assim o risco de racionamento e a necessidade de investimento em expansão da oferta.

Em 2012, no White Paper publicado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), intitulado Construindo um Mercado Inteligente de Energia Elétrica no Brasil [32], visualiza-se, dentre suas proposições, a incorporação de resposta da demanda, ressaltando que é importante introduzi-la no despacho do sistema a fim de alcançar um processo de formação de preços mais transparente, de modo a reduzir os picos de preços, uma vez que o despacho de unidades geradoras de custo elevado é evitado.

Em 2013, Sousa estudou a Utilização de Programas de Reação da Demanda como Alternativa à Necessidade de Geração Termelétrica Complementar para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica [33], tendo como objetivo o aumento da eficiência econômica da operação do SIN.

O trabalho propôs a criação 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, minimizar os custos globais para o sistema, e 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.

Sousa [33] compara a matriz elétrica brasileira com a de outros países, predominantemente térmica, e conclui que os programas de reação da demanda, em sua grande maioria, são voltados para o atendimento de deficiências e contingências relacionadas ao atendimento do pico de demanda, sendo que no Brasil, embora o atendimento da ponta venha exigindo esforços cada vez maiores nos últimos anos, em termos de operação do SIN, o grande desafio encontra-se na segurança energética, mais especificamente nos períodos em que a hidrologia é desfavorável.

Tendo como foco a geração a óleo combustível e a óleo diesel, Sousa [33] apresenta uma análise do histórico de geração termelétrica por razão de segurança energética, e faz uma estimativa do mercado potencial de reação da demanda, a partir da qual é possível avaliar quais seriam os benefícios energéticos, econômicos e ambientais, caso todo despacho dessas usinas altamente poluentes fosse substituído pela reação da demanda.

Supondo que toda a 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, o autor aponta que 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, e considerando, adicionalmente, uma margem de 5% ou R\$ 1,2 bilhão, caso a margem fosse de 10%.



Além disso, o trabalho mostra que a reação da demanda poderia ser uma aliada do governo no enfrentamento dos desafios futuros da operação do sistema elétrico brasileiro, pois apesar das análises apresentadas sugerirem a adoção de programa de reação da demanda, como forma de se evitar o despacho de usinas térmicas a óleo combustível e a óleo diesel, os programas de RD não se limitam a substituir apenas a geração proveniente desses dois combustíveis, mas também, de qualquer fonte de geração de energia elétrica cujo custo operacional seja maior que o custo associado à reação da demanda. Ademais, 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.

Em 2016, Ferraz estudou o Programa de Resposta à Demanda Baseado em Preços Aplicados a Consumidores de Baixa Tensão [34], no qual analisa o impacto que programas baseados em tarifas com diferenciação horária, exercem sobre o desempenho dos sistemas de distribuição. A metodologia proposta utiliza o conceito de elasticidade-preço da demanda de energia elétrica, por meio de uma abordagem matricial e permite representar diferentes tipos de consumidores.

No mesmo ano, Muller publicou sua tese sobre o Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro [35], no qual destaca que o desenvolvimento da tecnologia *smart grid* pode ser crucial para o atendimento da demanda. Muller, em seu trabalho, busca mensurar os impactos das novas tecnologias envolvidas no âmbito da *smart grid* na demanda de longo prazo, englobando consumo de energia elétrica e demanda máxima, e destacando a Resposta da Demanda como uma das áreas mais impactadas pelo desenvolvimento desta tecnologia.

Em 2017, Soares publicou seu trabalho “Resposta da Demanda Industrial e sua Influência na Formação dos Preços de Curto Prazo no Mercado de Energia Elétrica: Uma Proposta de Implementação” [36], objetivando apresentar uma proposta de alteração no processo de formação de preço no curto prazo, de modo a permitir a

Oferta da Redução do Consumo (ORC) pelos consumidores industriais. Neste estudo, com intuito de aferir a viabilidade do mecanismo sob o ponto de vista industrial e identificar potenciais adaptações ao processo de programação da operação, foi utilizada a indústria de alumínio como referência, dada a relevância da energia elétrica em seu processo produtivo.

O produto de ORC, proposto por Soares, teve sua atratividade avaliada sob o ponto de vista da indústria do alumínio no Brasil por meio da simulação e assunção de hipóteses econômicas. Sob o ponto de vista do benefício sistêmico, outras dimensões também foram avaliadas, tais como, o impacto no custo de operação, o nível dos reservatórios, o vertimento e o risco de déficit. Assim como na contratação de energia elétrica de fonte termelétrica nos leilões de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), considerou-se na contratação de ORC, a dimensão de custo fixo e variável com metodologia similar ao Índice de Custo-Benefício (ICB) de usinas termelétricas, com o objetivo a selecionar as melhores ofertas.

Neste trabalho, Soares afirma que os cenários de ORC estudados levam em consideração parâmetros econômicos que asseguram a atratividade do negócio em consonância com o benefício sistêmico de redução do custo de operação. Os resultados apresentados nas simulações, considerando os impactos causados pela introdução da ORC no ano de 2015, poderiam levar a reduções de até 25% no CMO e até 16% de redução despacho termelétrico daquele ano. Por fim, o autor ressalta que a introdução de mecanismos de RD com regras claras e incentivos econômicos bem definidos, pode permitir que desde a grande indústria, até o consumidor residencial, tenham condições de contribuir para que a operação do sistema elétrico seja otimizada do ponto de vista econômico.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou em dezembro de 2017 a Resolução Normativa 792 [37], que estabeleceu os critérios e as condições para um programa piloto de Resposta da Demanda.

Com vigência até 30 de junho de 2019 e com a finalidade de reduzir o consumo de energia elétrica dos consumidores participantes em períodos indicados pelo ONS, este projeto foi experimentado como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito, visando também a obtenção de maior confiabilidade do sistema elétrico e a modicidade tarifária.

Em 2019 a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 054 [38] com a proposta de abertura de Audiência Pública para revisão do programa de Resposta da Demanda, propondo diversos pontos de melhoria, o que culminou na prorrogação da vigência do mesmo até 27 de junho de 2020, por meio da Resolução Normativa 866 [39], a fim de que as melhorias propostas pudessem ser implantadas.

Em maio do mesmo ano, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, publicou o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – PDE 2029 [40] no qual afirmava de que estava desenvolvendo uma metodologia para melhorar a estimativa de possibilidades de aplicação de mecanismos de resposta da demanda e, conseqüentemente, de seus impactos no sistema elétrico brasileiro. De acordo com o documento, as diversas etapas a serem percorridas são:

- Detalhamento temporal dos impactos da resposta da demanda, que passa pela criação de curvas de cargas horárias, bem como da utilização dessas curvas nos modelos de simulação;
- Detalhamento espacial, para determinação dos impactos da resposta da demanda por submercados;
- Determinação do potencial e da elasticidade por setores da economia, perante diferentes tipos de modelos de tarifação; e
- Determinação do potencial por tipo de tarifação, que futuramente pode ser adotado.

No mês seguinte, a EPE publicou a Nota Técnica intitulada Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético [41], na qual apresenta os principais programas de resposta da demanda já realizados no mundo,

focando nos produtos ofertados, e nos principais aspectos a serem considerados sobre o papel da RD no planejamento da expansão de médio e longo prazos. A EPE enfatiza que a consideração da resposta da demanda torna-se uma ferramenta importante para efficientização e evolução do sistema elétrico.

A abordagem da EPE nos estudos de longo prazo menciona que a modelagem da RD pode ser feita de duas formas. Na modelagem exógena, pela qual os impactos calculados são abatidos da projeção de carga, a implementação é mais fácil, porém traz resultados mais limitados que não refletem o ótimo sistêmico. Por outro lado, a modelagem endógena permite que o portfólio de RD concorra efetivamente com outros recursos do lado da oferta, buscando a minimização do custo total de atendimento da demanda. Isto posto, faz-se necessário o aprofundamento do estudo da modelagem dos produtos em resposta da demanda nos modelos de planejamento energético, levando em conta as especificidades de ambas as formas de modelagem.

A EPE, conclui em sua nota técnica que a RD é composta por uma vasta gama de produtos, com potenciais e públicos-alvo próprios. Portanto, nenhuma opção deve ser desconsiderada pelo SEB, considerando os benefícios sistêmicos dos programas já observados em diversos países a partir de diferentes configurações de oferta e de comportamento dos consumidores.

Em junho de 2020, a ANEEL publicou Resolução Normativa 887 [42], que prorroga mais uma vez a vigência do programa piloto de RD para 27 de junho de 2021 a princípio, sem que qualquer outra alteração proposta fosse implementada. Entretanto, em dezembro de 2020, a ANEEL através da Resolução Normativa nº 911 [43] alterou mais uma vez as regras do programa, de forma a estender a participação a todos os consumidores localizados no SIN.

Em fevereiro de 2021, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE publicou no Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 – PDE 2030 [44], pela primeira vez, como opção no cenário de referência, a resposta da demanda por incentivos, concorrendo em igualdade de condições com as outras tecnologias disponíveis.

Neste cenário, o potencial da RD foi estimado em 2.400 MW no horizonte decenal. No entanto, o trabalho aponta para um potencial crescimento na participação de consumidores em programas de resposta da demanda que possam competir de forma simples e segura com tecnologias convencionais de geração.

A EPE afirma que a existência da opção de RD, explícita no modelo, permite avaliar melhor a competitividade entre as tecnologias que podem agregar capacidade ao sistema, a partir da melhor gestão dos recursos energéticos, seja pelo lado da oferta ou da demanda. Desta forma, mecanismos de RD também podem ser competitivos como alternativa para o atendimento à demanda instantânea, podendo ser utilizadas no controle de tensão e de frequência, auxiliando no atendimento aos requisitos de rede como provedores de serviços ancilares.

O PDE 2030 também traz uma consideração importante em relação a RD versus preços, que deve ser criteriosamente avaliada nos estudos de planejamento, pois quanto mais o preço da energia representar as condições operativas do sistema, maior será o ganho obtido com essa forma de RD, e, portanto, qualquer alteração no perfil do consumo de energia pode alterar a duração, a intensidade e o horário da demanda máxima do sistema, trazendo rebatimentos nas análises de atendimento à ponta do sistema.

Também em 2021, Muller publicou o artigo *Impact of Demand Response on Generation Expansion Planning in the Brazilian Interconnected Power System* [45], no qual apresenta uma metodologia que possibilita a participação da RD no planejamento de geração, competindo em igualdade de condições com outros recursos de energia, tais como usinas hidrelétricas, térmicas e eólicas. Neste estudo, a RD é modelada de forma endógena no modelo de planejamento para um horizonte de 10 anos, e os resultados indicam um impacto considerável sobre a expansão da geração no horizonte de estudo, postergando e evitando a construção de outras usinas.

No mesmo ano, Santos publicou seu Estudo da Representação da Resposta da Demanda na Programação Diária da Operação e seus Impactos na Otimização do Despacho e Custos de Operação [46] com a proposta de estudar a consideração a RD como um recurso despachável na programação diária da operação realizada pelo ONS. Neste trabalho foram simuladas reduções de demanda representadas por térmicas fictícias no modelo de otimização DESSEM, utilizado no planejamento da operação de curtíssimo prazo. Os resultados obtidos demonstram que houve redução do custo total de operação do sistema, assim como nos custos marginais de operações conectadas.

Alegando que ainda não havia dados suficientes para se chegar a uma conclusão, e com a expectativa de que houvesse maior adesão de novos consumidores para a análise dos reais benefícios do projeto, cujo potencial contribuiria com a modicidade tarifária, com a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 938/2021 [47], o programa foi prorrogado por 12 meses, tendo assim sua vigência estendida até 27 de junho de 2022.

O Ministério de Minas e Energia (MME), diante da crise hídrica de 2021, promoveu o programa Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica – RVD [48], buscando o aumento da garantia da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica do país. O programa possibilitou aos consumidores ofertar reduções planejadas de carga em períodos de 4 a 7 horas de acordo com o calendário mensal proposto pelo ONS. Esta iniciativa durou apenas alguns meses, uma vez que o programa foi suspenso com a melhora nas condições hídricas nas principais bacias do país.

Em 2022, a EPE publicou o PDE 2031 [49], onde considera a RD como uma das opções de expansão no caso de referência do PDE, com potencial estimado de 3.000 MW no horizonte decenal, concorrendo em igualdade de condições com as outras tecnologias disponíveis.

A EPE [49] afirma que está se aprofundando no tema e novos estudos seguem em desenvolvimento, como a estimativa de potencial por setores industriais para participação em programas de RD no Brasil, bem como melhorar a estimativa de custos fixos e variáveis deste mecanismo.

Neste contexto, ao se revisitar os avanços da RD no Brasil, percebe-se que as iniciativas têm como foco a precificação através de algumas mudanças pontuais na estrutura tarifária baseada em preços. Tendo como exemplos a implantação da estrutura tarifária com tarifa binômica para consumidores conectados à alta tensão em vigor a partir de 1998, passando pela introdução das Bandeiras Tarifárias [50], mecanismo que dependendo das condições hidrológicas no país incrementa o custo da eletricidade para todos os consumidores do SIN no mês seguinte, vigente desde 2015, e mais recentemente, a aplicação Tarifa Branca [51] como um mecanismo opcional de tarifa de tempo de uso para consumidores de varejo conectados a redes de distribuição de baixa tensão, que apesar de promulgada em 2011 só começou a ser aplicada em 2018.

Seguramente a RD é um mecanismo que apresenta oportunidades de desenvolvimento para o setor elétrico brasileiro, cujos potenciais fatores, apresentados a seguir, poderão oportunizar a aplicação de diferentes tipos de programas, os quais serão amplamente discutidos ao longo desta tese:

- a) **Provisionamento de Serviços Ancilares:** A RD representa uma importante fonte de flexibilidade que pode auxiliar o operador a lidar com as complexidades inerentes do SIN, como por exemplo a participação cada vez mais significativa de fontes renováveis intermitentes. A estrutura atual não inclui um mercado para serviços ancilares que, neste caso, seria capaz de gerenciar a necessidade de reserva de potência ativa, permitindo que, tanto o lado da geração como o lado da carga cooperassem para este fim.

- b) **Programas Emergenciais:** Existe uma variedade de programas de gerenciamento de carga obrigatórios que são executados diretamente pelo ONS sob a legislação vigente, mas que não apresentam o sinal econômico adequado para estimular a maior participação dos agentes. A RD pode prover resposta rápida em caso de eventos emergenciais, na medida em que sejam criados programas nos quais sejam dadas oportunidades de competir com os outros agentes.
- c) **Atendimento da Demanda de Ponta:** A expansão do suprimento hidrelétrico através de usinas sem reservatório, o aumento da participação da energia eólica e a redução da disponibilidade hídrica causada por secas prolongadas têm agravado o atendimento à demanda de ponta da carga do Brasil nos últimos anos. A introdução do conceito de pico coincidente, onde a RD participa intrinsecamente contribuindo para atenuar a demanda de ponta, certamente auxiliará o operador no gerenciamento do sistema.
- d) **Resposta a Preços:** Através da implantação de tarifas cada vez mais dinâmicas que permitam aos consumidores aumentar ou reduzir seu consumo de acordo com o preço do mercado de energia até que seja possível a migração para o Mercado Livre, permitindo dessa forma um amadurecimento gradual da percepção de risco e oportunidades que os preços de mercado podem proporcionar. Desta forma, tornando progressivamente a RD uma prática habitual no setor elétrico.



### **3 Levantamento das Necessidades do Sistema Interligado Nacional**

A Resposta da Demanda pode ser definida como um mecanismo que possibilita ao consumidor modificar sua carga, seja por razões econômicas, em resposta aos preços de energia elétrica, ou por algum incentivo financeiro externo à precificação de energia, ou ainda, por razões emergenciais em caso de necessidade de aumentar a segurança na operação do sistema elétrico.

Neste mecanismo um consumidor pode alterar o seu perfil de consumo por razões econômicas de diversas formas, que vão desde a racionalização do consumo através da modulação de sua carga, que ocorre quando o consumo é deslocado de um período para outro, muitas vezes utilizando sistemas de gerenciamento de demanda, ou ainda, quando possível, utilizando fontes de geração própria de energia.

Desta maneira, conforme observado pela IEA [52], quanto mais inelástica for a demanda, combinada com uma curva de oferta inflexível e ausência de soluções de armazenamento energético, maior é a propensão em resultar altos preços de curto prazo. Em contrapartida, quanto mais elástica for a demanda, indicando assim algum nível de resposta aos movimentos de preço ou em decorrência de programas que incentivam o gerenciamento de demanda, maior a tendência de preços mais competitivos no curto prazo.

As experiências internacionais mostram que muitos mercados de energia elétrica utilizam diferentes tipos de programas de Resposta da Demanda, por meio dos quais é possível atrair os consumidores de forma a interagir diretamente com o sistema, e contribuir para mantê-lo estável, confiável e seguro, a preços competitivos.

No Brasil, o ONS, responsável por garantir o equilíbrio do SIN, através do despacho centralizado da geração, monitoramento da carga e dos níveis dos reservatórios, entre outras atribuições que lhe competem, está a tarefa de gerenciar os riscos de operação do sistema elétrico brasileiro.

Atualmente, o ONS trabalha de forma a garantir que toda a demanda requisitada seja atendida pela energia elétrica produzida, mas o próprio operador, tendo como base os desafios crescentes da operação do SIN e as experiências bem sucedidas de programas de RD em outros países, vem estudando formas de aplicar no Brasil uma nova forma de trabalho a partir de um programa piloto, com a visão de que o sistema elétrico pode se tornar mais eficiente e mais seguro quando mecanismos de gerenciamento focam também o lado da demanda e não apenas o lado da oferta.

A introdução de mecanismos de RD que busquem tanto a redução do consumo total de energia elétrica, por um determinado período, quanto o deslocamento do consumo no tempo, de forma a contribuir com a redução da ponta do sistema ou a evitar o colapso de sistemas sobrecarregados, seria mais uma importante ferramenta de estímulo à otimização do sistema e mitigação de riscos almejada pelo operador.

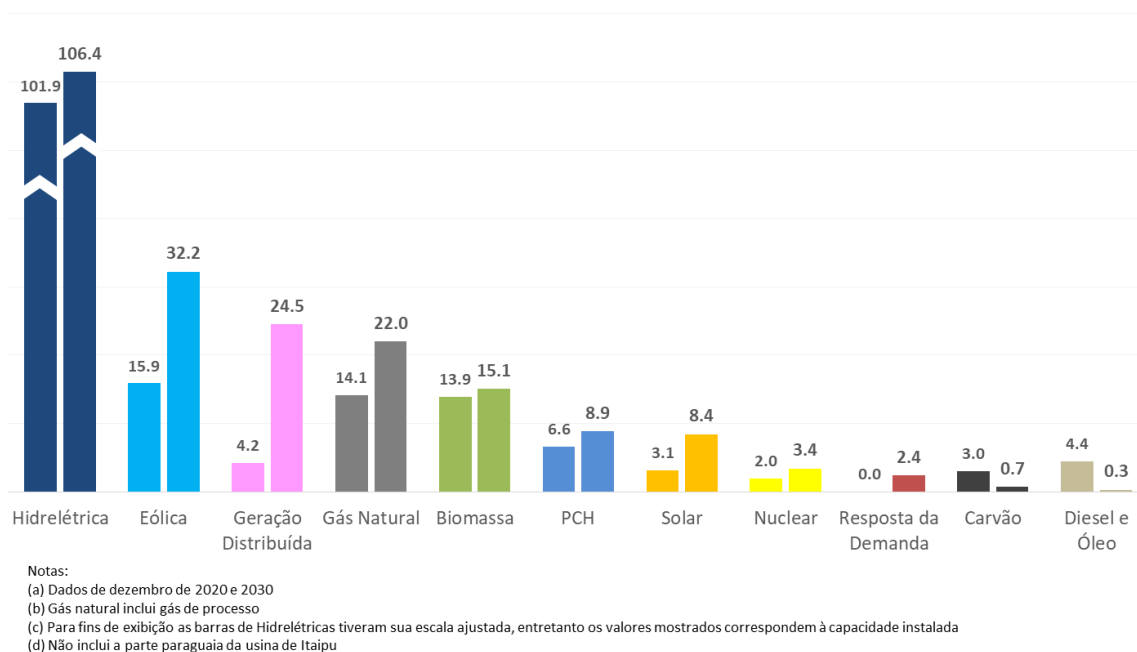
A operação do SIN exige frequentemente, por parte do ONS, mecanismos inteligentes que sirvam de instrumento para enfrentar de forma ótima os desafios operativos que se sucedem, na medida da complexidade do sistema despachado de forma centralizada. A resposta da demanda, mecanismo ainda pouco utilizado no Brasil, pode oferecer muitas vantagens ao sistema elétrico, como o aumento de sua confiabilidade e a melhoria da qualidade do fornecimento da energia elétrica.

Por meio do levantamento das necessidades do operador, o que se pretende elencar na etapa a seguir, inicia-se um processo de identificação de como a demanda poderá contribuir com o aumento da segurança energética e ainda evitar a elevação de custos de operação do sistema.

### 3.1 Desafios na operação do SIN

A matriz elétrica, por si só, traz grandes desafios ao ONS em decorrência do aumento da complexidade da operação do SIN, na medida em que o sistema tem sua expansão norteadada pela introdução de usinas hidrelétricas sem reservatórios, pelo aumento da participação das fontes renováveis intermitentes, além dos grandes troncos de corrente contínua, que entre outros fatores, tornam as atividades do operador mais complexas nos diferentes horizontes de sua atuação.

O Plano Decenal da Expansão - PDE 2030 [44] apresenta a variação de capacidade instalada por tecnologia, entre a configuração inicial de 2020 e a configuração expandida ao final do período decenal, o que pode ser visto na Figura 3.



**Figura 3 – Variação da Capacidade Instalada 2020-2030 (GW) [44]**

Destaca-se que a oferta eólica e geração distribuída representam os principais indutores do crescimento da oferta de energia elétrica para os próximos dez anos, sem deixar de mencionar o expressivo crescimento esperado da geração solar, apesar das UHEs manterem seu protagonismo na composição final da matriz elétrica.

Outro ponto importante a ser mencionado é o fato de que as usinas térmicas a gás natural têm declarado baixa flexibilidade operativa, o que afeta a capacidade de controle pelo lado da geração, e, portanto, torna ainda mais relevante as iniciativas como a resposta da demanda, que trazem esta desejada flexibilidade operativa pelo lado da carga.

A resposta da demanda aparece pela primeira vez como um recurso alternativo no cenário de expansão da capacidade instalada no PDE 2030, contribuindo de forma gradativa a partir de 2026 e atingindo 2.4 GW no final do horizonte.

No PDE 2031 [49] foi elaborado um cenário denominado “Rodada Livre”, indicando a expansão ótima sob a perspectiva puramente de mercado composta essencialmente por fontes renováveis com contribuição para energia.

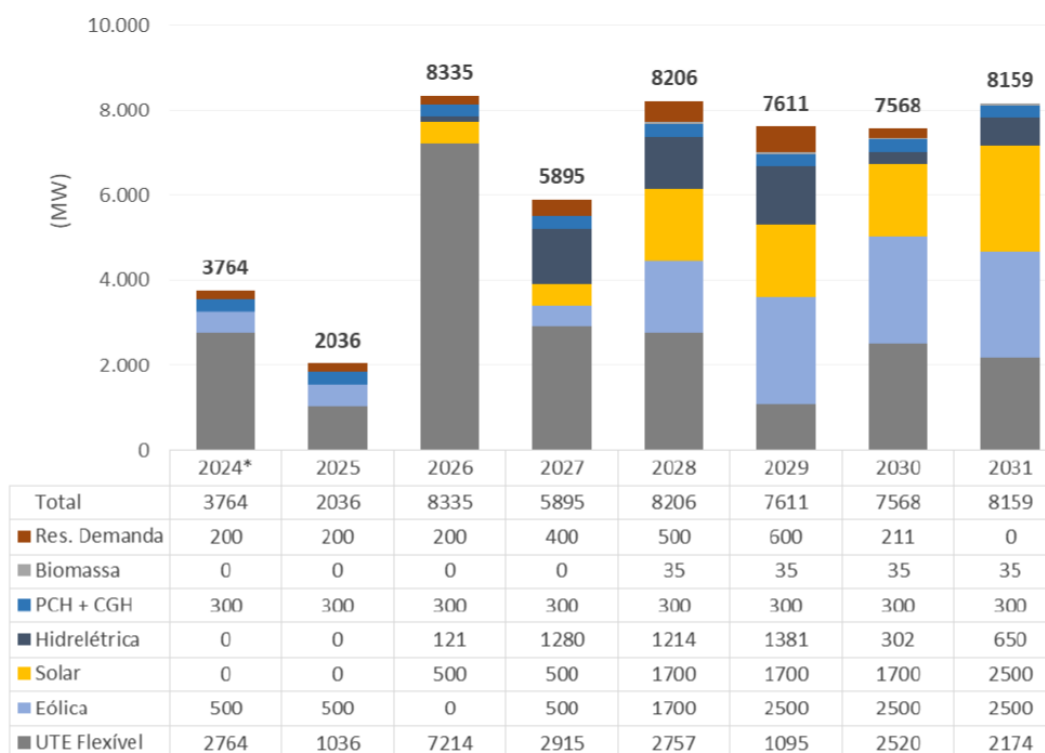
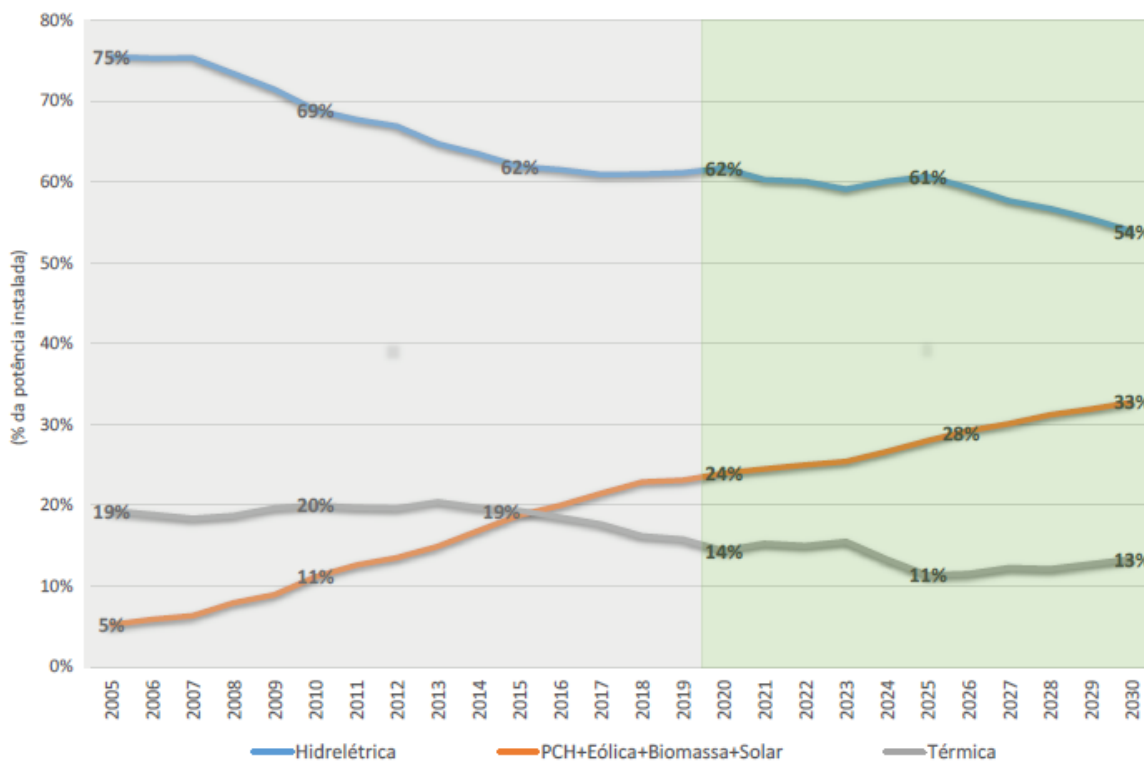


Figura 4 – Expansão Indicativa “Rodada Livre” PDE 2031 [49]

Nessa perspectiva, a necessidade total de oferta acaba sendo complementada, sobretudo para atendimento do suprimento de potência, por termelétricas sem parcela de geração compulsória, modernização de UHE assim como pela RD, que se mostram opções competitivas para esta função. Esta avaliação, que faz parte das análises de expansão desde o PDE 2026, pode ser utilizada como um referencial de custo que permite a comparação de diversas alternativas em relação ao resultado do modelo matemático de otimização pela EPE.

Visando melhor ilustrar a participação por tipo de fonte, em relação à capacidade instalada, o gráfico da Figura 5 apresenta na composição da matriz elétrica de 2005 a 2030, onde se destaca de um lado a redução da participação de usinas hidrelétricas e termelétricas, e de outro o crescimento das demais fontes renováveis impulsionadas pela forte expansão das fontes eólica e solar, já destacadas anteriormente.



**Figura 5 – Participação das Fontes na Capacidade Instalada [44]**

Considerando fatores de complexidade para a operação do sistema, como anteriormente mencionado, nota-se que a partir dos dados do ONS [53], nos últimos anos entraram em operação empreendimentos de fonte hidráulica predominantemente advindos de UHEs sem reservatórios, as chamadas hidroelétricas a fio d'água, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - UHEs sem Reservatório [53]

UHEs	Potência (MW)
Belo Monte	11.000
Rio Madeira	2.045
Rio Teles Pires	2.492
Outras	1.560
<b>TOTAL</b>	<b>17.090 (99%)</b>

Outro fator importante a ser considerado, tendo sido ressaltado pelo ONS [53] trata-se da localização das novas hidroelétricas em grandes rios de planície da região amazônica, que apresentam perfil de geração sazonal por não possuírem reservatórios suficientemente grandes que possam garantir a perenidade da operação em base anual, conforme Figura 6.

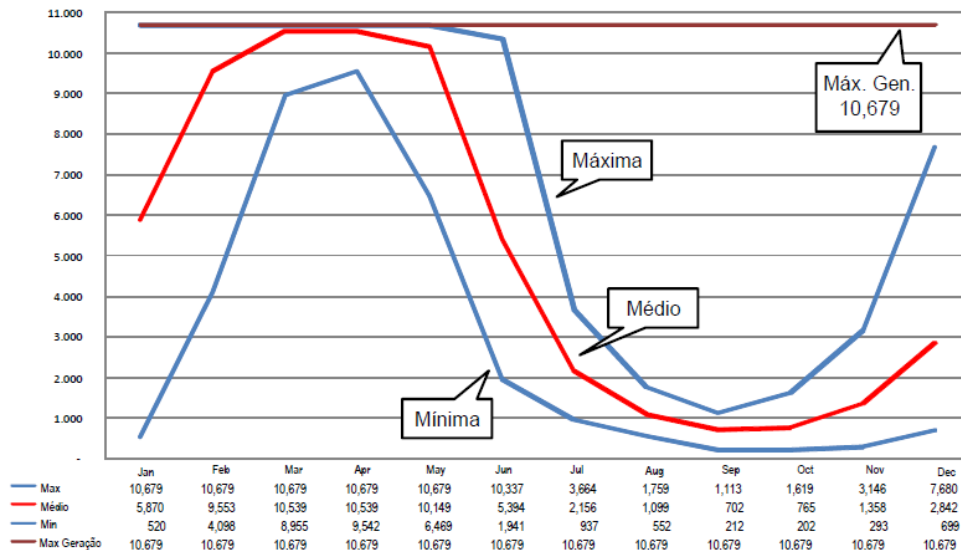


Figura 6 – Perfil de Geração UHE Belo Monte (MW) [53]

Neste contexto, a UHE Belo Monte pode gerar até 10.7 GW médios no primeiro semestre, mas em contrapartida, a produção no segundo semestre poderá não ultrapassar 0.2 GW em um dado mês, dependendo das condições hidrometeorologias da região.

Um importante ponto a ser levantado é a crescente necessidade de reserva operativa sistêmica, fato este que representa um grande desafio para o sistema operar, especialmente quando a demanda é maior. A Reserva de Potência Operativa - RPO é a parcela de geração utilizada pelo operador do sistema na realização do controle de frequência, com a finalidade de compensar desequilíbrios de carga e geração em curtos espaços de tempo.

Em 2018, a ANEEL publicou a Resolução Normativa 822 [54] na qual estabeleceu o tratamento regulatório do Serviço Ancilar de despacho complementar para manutenção da Reserva de Potência Operativa - RPO. No Brasil, as usinas termoelétricas são utilizadas como reserva operacional para assegurar a disponibilidade horária de capacidade na hora de ponta, devido à falta de unidades geradoras disponíveis de usinas hidrelétricas para atender a demanda em qualquer momento.

Adicionalmente, o crescimento da produção de energia eólica e solar no parque gerador brasileiro, em conjunto com a falta de expansão de novas hidroelétricas com reservatório, além das evidências na degradação do lastro das atuais fontes despacháveis, são novos desafios face às características de variabilidade e intermitência dessas novas fontes. Por se tratar de um conjunto de oferta não despachável, é necessária uma contrapartida que garanta segurança e estabilidade de fornecimento de energia ao SIN. A contrapartida definida pelo ONS foi a criação de uma parcela adicional de Reserva de Potência Operativa para tratar a evolução da intermitência no SIN.

Com este objetivo foi definido que o ONS pode realizar o despacho complementar de unidades geradoras de usinas térmicas – UTEs, visando preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do Controle de Automático de Geração – CAG, em qualquer subsistema. Entretanto, estas UTEs podem ofertar preços até 30% superiores ao valor mais recente de seu CVU. Desta forma, esse custo adicional recairá sobre o consumidor por meio da parcela de Encargos do Serviço do Sistema (ESS) por Serviço Ancilar.

Uma vez que a formação de Reserva de Potência Operativa é necessária, é fundamental ter o cuidado de se definir os custos associados a essa nova parcela em face ao crescimento da geração intermitente. Atualmente, apenas térmicas são despachadas para tal finalidade, sendo que existem outras opções a serem consideradas. A formação de RPO pode ser obtida tanto pela redução da carga, quanto pelo aumento da geração. Dessa forma, programas de RD devem ser utilizados para este fim, principalmente se oferecerem um menor custo global de operação.

A Figura 7, proveniente do Plano da Operação Energética – PEN 2021 [55], mostra a ordem de mérito por custo variável projetada para 2025, e que na primeira faixa de térmicas até 100,00 R\$/MWh estão 5.672 MW de potência das chamadas de térmicas de base que são usualmente despachadas. A segunda faixa, entre 100,00 R\$/MWh e 250,00 R\$/MWh, mostra o maior incremento de geração térmica chegando ao montante de 10.508 MW de potência.

Na mesma Figura 7, observa-se um montante de 8.832 MW de térmicas com o Custo Variável Unitário - CVU mais elevado, a partir de 250,00 R\$/MWh e podendo chegar a cerca de 1.600,00 R\$/MWh, o que acaba colaborando para a volatilidade do PLD quando a geração térmica despachada atinge essa faixa de disponibilidade.



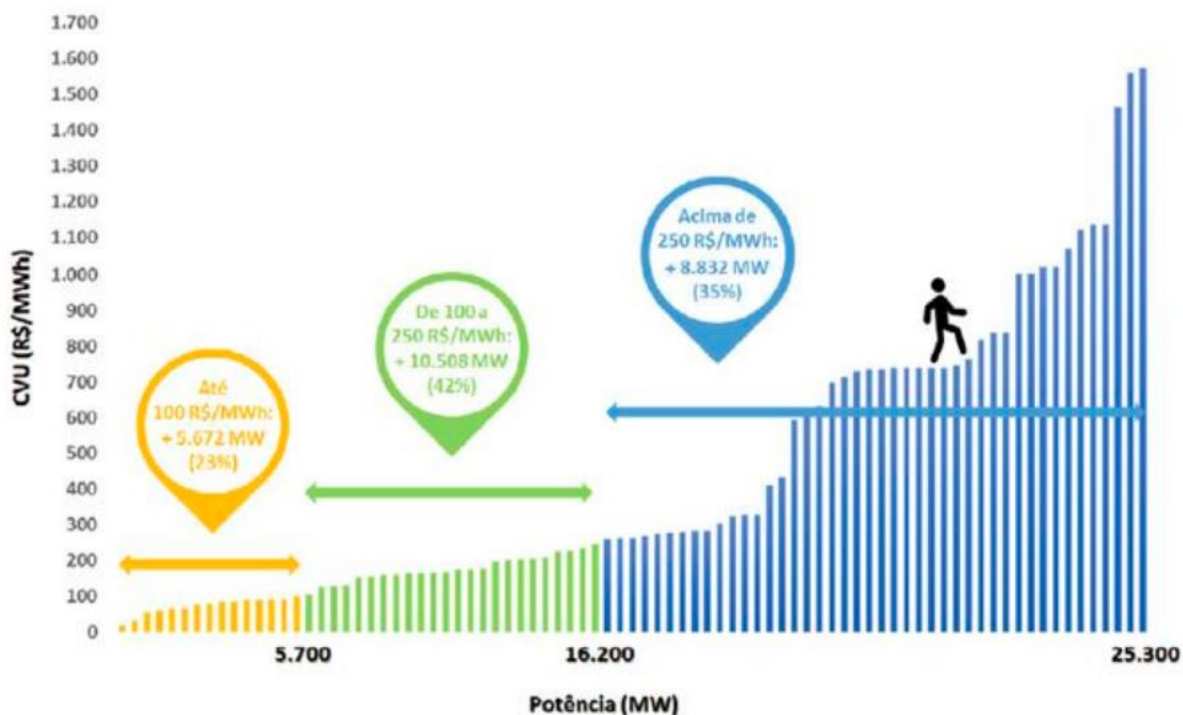


Figura 7 – Geração Térmica por Ordem de Mérito [55]

De acordo com a utilização das térmicas, principalmente localizadas nesta última faixa, é acionado o mecanismo de bandeiras tarifárias [50], pelo qual há uma cobrança adicional realizada em base mensal na tarifa dos consumidores presentes no mercado regulado.

Lembrando que as usinas termelétricas exercem, em especial, o papel de fornecer a segurança operativa quando o sistema assim requisita, como também devido à sua importância, são apresentados a seguir os fatores de despacho termelétrico médios para expansão indicativa do subsistema Sudeste para o período de janeiro a dezembro de 2029.

Na Figura 8 é apresentado o fator de despacho médio por patamar de carga para as UTEs indicativas da Região Sudeste em 2029. Nota-se que o despacho médio para o patamar de ponta atinge valor de 38,6%, enquanto para os demais patamares este fator médio não ultrapassa 2,5%.

Importante destacar a clara distinção sazonal quando analisado o período de outubro a março, onde verificam-se níveis mais baixos nos reservatórios (entre outubro e dezembro) e as demandas mais altas (entre janeiro e março), o fator de despacho médio para o patamar de ponta supera os 60%, enquanto para o período de abril a setembro fica próximo dos 15%.

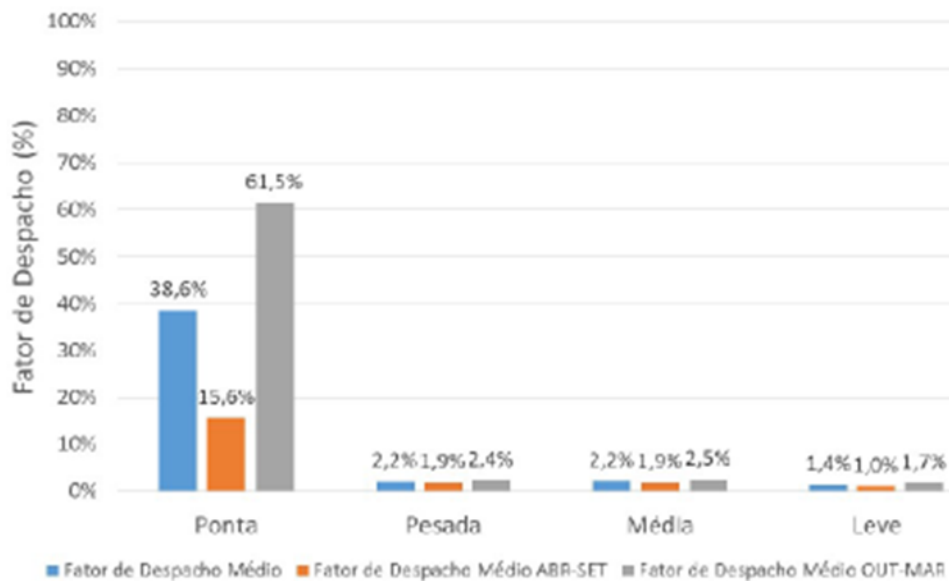
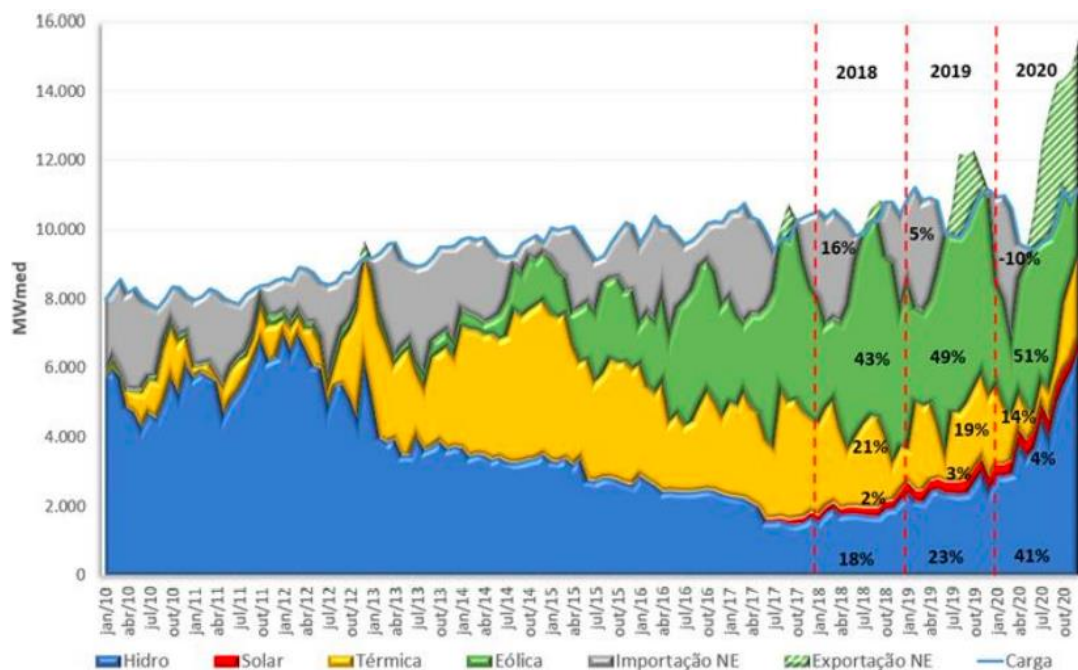


Figura 8 – Fator de despacho das UTEs do Sudeste em 2029 [40]

Desta forma, ressalta-se o importante papel das usinas termelétricas indicativas ao garantir o suprimento de potência instantânea, agregando capacidade ao sistema. Por sua vez, poderemos ter um outro aliado para mitigar este problema na medida em que sejam promovidos programas de resposta da demanda em que a carga possa atuar em benefício do equilíbrio do sistema.

Na última década, o incremento da participação das fontes renováveis intermitentes no subsistema Nordeste e a consequente necessidade de aumentar a reserva de potência operativa para fazer face à geração intermitente e atender a demanda de ponta, aumentaram as preocupações do ONS. A Figura 9 abaixo apresenta a evolução do balanço energético do subsistema Nordeste de 2010 a 2020, e por ela nota-se o aumento recente de períodos em que o subsistema se torna exportador de energia em razão da alta disponibilidade de geração eólica.

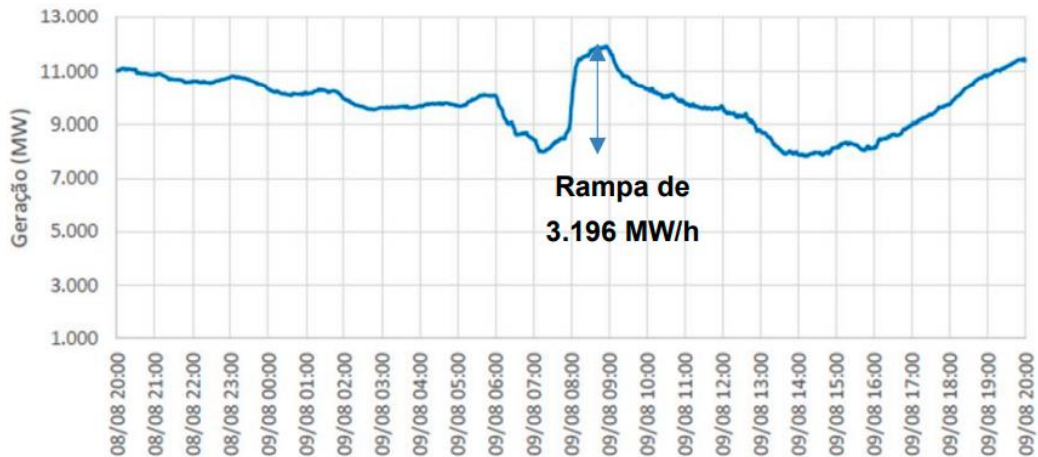


**Figura 9 – Balanço Energético Nordeste 2010-20 [55]**

O PEN 2021 [55] retrata as dificuldades trazidas pela intermitência da geração eólica, e um fato considerável ocorreu no dia 30/08/2021 em que se constatou recorde de geração eólica do SIN, chegando a 14.522 MW às 22h, representando 19,7% da carga do SIN, com um fator de capacidade de 79,6%. O recorde histórico diário foi de 12.486 MW, atendendo 18,4% da carga do SIN e ocorreu em 06/08/2021 com um fator de capacidade de 68,6%.

O gráfico da Figura 10 mostra a alta variabilidade da geração eólica durante um dia conforme relatado no PEN 2021, onde destaca-se durante o intervalo de uma hora do dia 09/08/2021, que houve uma rampa de 3.196 MW na geração eólica total do SIN, requerendo ações específicas das equipes de tempo real de forma a garantir o equilíbrio sistêmico.

Conforme trazido a público pelo ONS no PEN 2020 [56], as condições operativas muito severas, em especial na bacia do Rio São Francisco desde 2012, fizeram com que o Controle Automático de Geração – CAG fosse desligado.



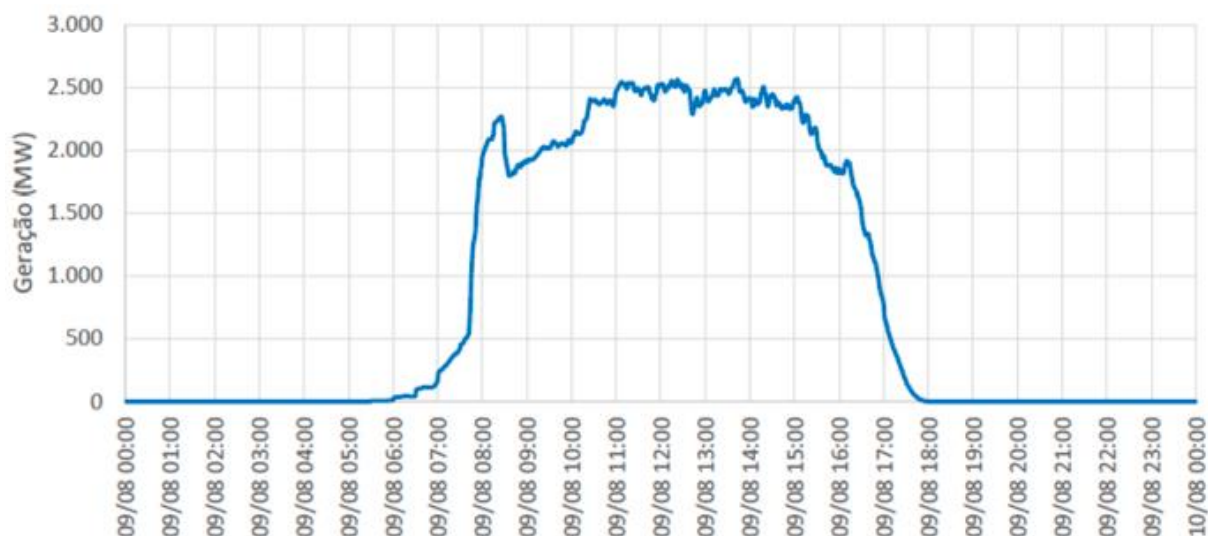
**Figura 10 – Recorde de Elevação de Geração Eólica no SIN [55]**

Uma vez que as hidroelétricas da região não podem prover este serviço ancilar, a variação de geração eólica teve que ser compensada através da geração de usinas térmicas e do uso dos intercâmbios com a região Sudeste, causando uma “desotimização” do uso da rede de transmissão que poderia ser mitigado, caso a demanda pudesse participar de forma mais ativa em situações como esta.

Importante também ressaltar que concomitante à expansão eólica, a geração fotovoltaica tem apresentado sinais de uma expansão acelerada na medida em que há uma progressiva redução de custos envolvendo esta tecnologia, seja com a implantação de grandes plantas fotovoltaicas ou com a utilização de painéis solares na geração distribuída (*roof top*).

A maior parte das usinas solares fotovoltaicas, provenientes dos últimos Leilões de Reserva, entrarão em operação comercial durante os próximos anos, num montante superior a 3 GW instalados, trazendo novos desafios operativos e de previsibilidade nas diversas etapas da operação do SIN. Uma condição que hoje ocorre em escala reduzida e que, seguramente será amplificada, pois de acordo com o PEN 2021 [55], atualmente o recorde de geração solar média horária no SIN ocorreu em 26/08/2021 às 12:00h, chegando a 2.592 MW, quando o atendimento à carga com geração solar foi de 3,5% com fator de capacidade de 80%.

A Figura 11 a seguir destaca o dia 09/08/2021 entre 7h e 8h em que ocorreu uma variação de cerca de 1.700 MW na geração fotovoltaica do SIN.



**Figura 11 – Recorde de Elevação de Geração Solar no SIN [55]**

A complexidade operativa trazida pela introdução maciça de fontes intermitentes, combinada com a curva usual de carga de sistemas de grandes regiões já é uma realidade na Califórnia.

Observa-se na Figura 12 a previsão de atendimento da carga da Califórnia para janeiro de 2020, que na curva em vermelho *net load*, podem ser vista três rampas com variações de 8.000/6.300/13.500 MW dentro do período de duas horas cada uma.

Pressupõe-se, contudo, que a realidade brasileira está cada vez mais próxima do exemplo da Califórnia, na medida em que a introdução de fontes eólicas e fotovoltaicas se tornam presentes no horizonte de operação, e, portanto, cada vez mais premente a introdução de mecanismos de RD que possam ajudar a mitigar os riscos que estas certamente trarão ao sistema.

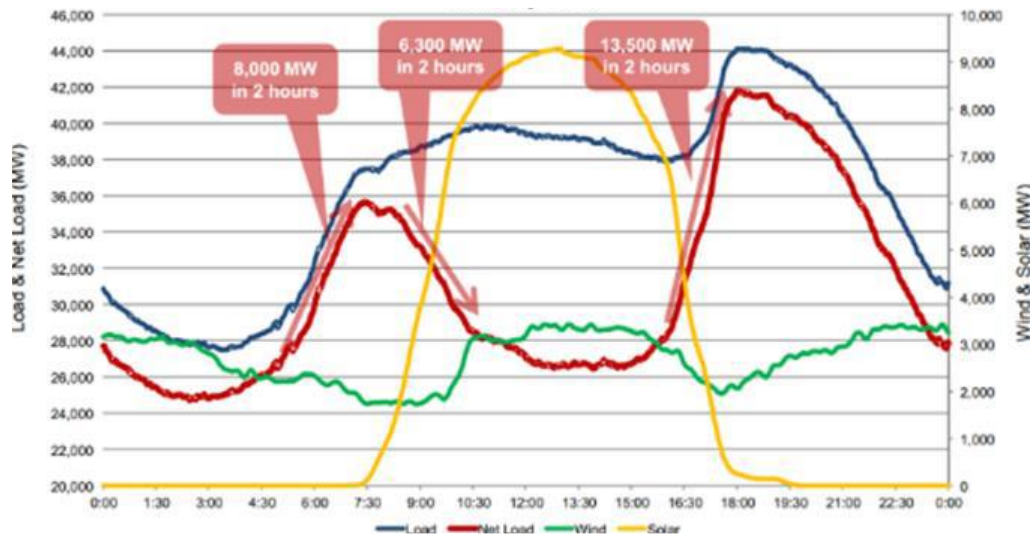


Figura 12 – Projeção de Atendimento da carga na Califórnia [57]

## 4 Estudo de casos internacionais de programas de resposta da demanda

Certamente a experiência internacional no tocante aos programas de resposta da demanda, especialmente em mercados reconhecidamente maturados pelo decorrer dos anos, aponta para a necessidade de transparência nos custos envolvidos como um dos fatores determinantes de sucesso. Ademais, a transparência aliada ao sinal econômico correto aos seus participantes, propicia competitividade, fator que beneficia tanto o sistema, como os agentes, que munidos das diretrizes corretas, contribuam para uma maior eficiência nos mercados onde atuam.

### 4.1 Desenho de Mercado

A abertura gradual dos mercados, de forma a acompanhar a evolução tecnológica e a promover a sua eficiência, é também reconhecidamente uma das melhores práticas nos mercados mais evoluídos do mundo. Internacionalmente, os produtos comercializados nos mercados atacadistas de eletricidade estão compreendidos basicamente em três categorias:

- **Mercado de Energia** para compra e venda de energia elétrica por atacado no dia a dia, onde o preço da eletricidade no atacado varia durante as horas do dia, nas estações do ano e nos diferentes locais dentro de uma mesma região, de forma a sinalizar adequadamente riscos e oportunidades para todos os participantes.
- **Mercado de Capacidade** para garantir a confiabilidade do sistema a longo prazo. A capacidade é reconhecida internacionalmente como um serviço de mercado que garante ao sistema de energia recursos adequados para atender a demanda existente e futura de eletricidade.
- **Mercado de Serviços Ancilares** para garantir a confiabilidade do sistema a curto prazo de forma competitiva, com a participação de diferentes agentes do setor, especialmente durante períodos de forte demanda ou emergências do sistema.

Em estudos aprofundados sobre programas de RD pelo mundo, nota-se de fundamental importância o chamado desenho de mercado que, se projetado de forma adequada, propiciará a competição reduzindo os custos dos serviços de eletricidade em benefício da sociedade.

#### **4.1.1 Mercado de Energia**

Os mercados de eletricidade mais avançados têm entre suas principais missões projetar, administrar e supervisionar um Mercado de Energia competitivo capaz de atrair um grande e diversificado número de participantes para comprar e vender eletricidade no atacado a preços mais competitivos.

Embora a eletricidade seja uma necessidade básica, também é uma mercadoria, uma vez que a energia é produzida, vendida e transportada com fins lucrativos por centenas de empresas. Neste sentido, portanto, como a maioria das mercadorias, a eletricidade pode ser negociada tanto no atacado, como no varejo.

Em mercados mais avançados, a eletricidade por atacado é comprada e vendida de duas maneiras: (i) bilateralmente, através de contratos entre compradores e vendedores individuais; e (ii) por meio de licitações competitivas, onde os mercados são gerenciados por operadores independentes que estabelecem preços para produtos e serviços atacadistas de eletricidade.

Usando como exemplo os Estados Unidos, observa-se um conjunto inter-relacionado de mercados competitivos de diferentes regiões do país trabalha em conjunto para garantir a disponibilidade constante de eletricidade com preços competitivos para milhões de consumidores. Neste contexto, centenas de empresas participam desses mercados, comprando e vendendo energia elétrica e produtos relacionados, usufruindo de independência financeira e certa autonomia.



A mencionada independência financeira do operador do sistema, conhecido como ISO – *Independent System Operator*, é crucial para garantir que os mercados sejam justos e competitivos. Observa-se também que os mercados de energia competitivos têm como melhores práticas promover dois tipos de mercados que trabalham juntos no que é chamado de sistema de "multi-liquidação":

- O *Day-Ahead Energy Market*: mercado do dia anterior, permite que os participantes se comprometam a comprar ou vender eletricidade no atacado um dia antes para ajudar a evitar a volatilidade dos preços. Desta forma, este mercado produz uma primeira liquidação financeira utilizando como base os compromissos assumidos no dia anterior.
- O *Real-Time Energy Market*: mercado de energia em tempo real, permite que os participantes do mercado comprem e vendam eletricidade no atacado durante o dia em que o consumo se realiza. Este modelo de mercado equilibra as diferenças entre os compromissos no dia anterior com a demanda e a produção de eletricidade em tempo real, e conseqüentemente, resulta em uma segunda liquidação financeira em separado do mercado do dia anterior. Além disso, estabelece o preço marginal de acordo com a localização do participante, que será pago ou cobrado destes pela demanda ou geração, conforme os desvios em relação aos compromissos assumidos no mercado *day-ahead*.

Este sistema de multi-liquidação permite que os participantes do mercado, tanto do lado da geração, quanto do lado da carga, se aproximem de forma ativa da realidade dos custos da energia, que varia durante as horas do dia, estações do ano e nas diferentes regiões, devido a diversos fatores locais, como por exemplo a quantidade de demanda do consumidor no sistema em um determinado momento, o preço dos combustíveis, as restrições e as perdas nas linhas de transmissão.

Para que isso ocorra, o preço da eletricidade no atacado deve refletir o custo de produzir eletricidade e transportá-la pelo sistema de transmissão de alta tensão, e variar de acordo com as condições do sistema a cada momento.

Importante ressaltar, que a maior parte do custo da eletricidade no atacado está presente no preço estabelecido no Mercado da Energia, mas as melhores práticas internacionais apontam também a importância dos custos dos serviços que garantem a confiabilidade do sistema.

O que se constata, portanto, é que outros produtos são negociados nos mercados atacadistas de eletricidade pelo mundo, além dos produtos oferecidos pelo Mercado de Energia. Dentre esses produtos podem ser destacados aqueles que garantem a confiabilidade do sistema de energia e que são oferecidos em mercados de serviços auxiliares e de capacidade, de forma a assegurar o suprimento no curto e no longo prazo, respectivamente, e que serão abordados na sequência.

#### **4.1.2 Mercado de Capacidade**

Conforme mencionado anteriormente, o Mercado de Capacidade tem como objetivo garantir a confiabilidade do sistema a longo prazo, assim a capacidade pode ser definida como um serviço de mercado que garante que o sistema elétrico tenha recursos adequados para atender à demanda futura de eletricidade.

Em muitos países, o chamado *Forward Capacity Market (FCM)* é um mercado atacadista de eletricidade de longo prazo que garante os recursos adequados de energia, desde pequenas localidades até no sistema como um todo. Este mercado é projetado para promover o investimento econômico em recursos de capacidade de oferta e demanda, onde eles são mais necessários. Os recursos de capacidade podem ser recursos novos ou existentes, e podem ser fornecidos por geradores, importadores ou recursos de capacidade de demanda, cuja função é reduzir a demanda por eletricidade quando necessário, cooperando, desta forma, com a confiabilidade do sistema.

Os denominados *Forward Capacity Auctions* (FCAs), leilões de capacidade a termo, têm como objetivo adquirir recursos qualificados suficientes para satisfazer as necessidades futuras de eletricidade e permitir um espaço de tempo suficiente para construir novos recursos de capacidade. As melhores práticas, em mercados que já se utilizam deste mecanismo, indicam que estes leilões devam ser realizados anualmente, visando que os novos recursos estejam disponíveis entre três e cinco anos antes do momento em que devam iniciar sua operação.

Assim sendo, os agentes detentores de recursos de capacidade competem entre si nos leilões para obtenção de contratos que lhes habilitam ao fornecimento de capacidade em troca de um pagamento de capacidade com preço de mercado. Esses pagamentos tanto garantem o desenvolvimento de novos recursos, quanto ajudam a manter os recursos existentes, incentivando o investimento em novas tecnologias ou práticas que garantam um desempenho robusto do sistema, como também proporcionam um fluxo de receita estável para facilidades que ajudam a atender ao pico de demanda, mas não são requisitados com frequência durante o ano.

Diante do exposto, há que se ressaltar que as melhores práticas sugerem que os recursos de capacidade de demanda possam competir com os geradores e importadores nos leilões de capacidade. Para tanto, os recursos de resposta da demanda podem enviar ofertas para reduzir a demanda nos leilões promovidos pelo Mercado de Capacidade, e essas ofertas são elegíveis para definir o preço de compensação de mercado da capacidade, semelhante aos recursos de geração e importação.

### 4.1.3 Mercado de Serviços Ancilares

Nos últimos anos, um número crescente de recursos de energia renovável entrou em operação e, embora a disponibilidade de energia hidrelétrica seja razoavelmente previsível e controlável, a energia solar e eólica está disponível apenas quando o clima permite. Portanto, o desafio de adequar essa oferta à demanda aumentou substancialmente, e a única maneira de incorporar esses recursos no sistema é fornecer capacidade alternativa, conhecida como reserva girante, para preencher a lacuna de suprimento quando há variação de produção de energia de fontes renováveis pela insolação ou incidência de ventos, ou fornecer armazenamento de energia de alta capacidade, para absorver os picos de suprimento e disponibilizar energia de maneira controlada por um período mais longo.

Os serviços ancilares fazem parte de um outro grupo de mercado que garante a confiabilidade hora a hora do sistema de energia, especialmente durante períodos de forte demanda ou emergências do sistema. Dentre os principais serviços ofertados neste mercado podem ser citados:

- Reserva Operativa: Recursos de geração inflexíveis e não despacháveis que criam situações operativas específicas e requerem a atenção do operador para conseguir manter o equilíbrio entre carga e geração em um curto espaço de tempo. Desta forma, faz-se necessária uma reserva operativa de carga ou geração capaz de atender de forma rápida as variações bruscas no balanço de carga;
- Controle de Tensão: À medida que a carga muda, também mudam os requisitos para energia em todo o sistema. Fontes de potência reativa, como bancos de capacitores e geradores, mantêm as tensões dentro de um intervalo especificado garantindo o perfeito funcionamento do sistema;

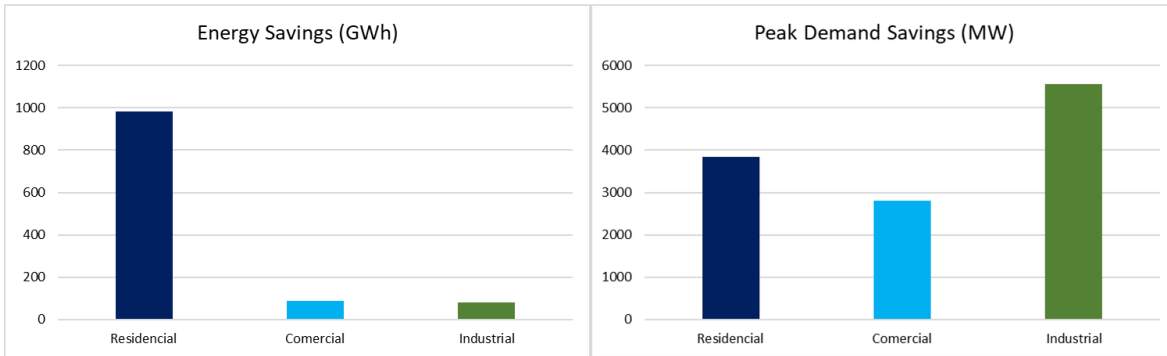
- **Controle de Frequência:** Falhas na sincronia entre geração e carga podem fazer com que a frequência do sistema flutue comprometendo, portanto, sua qualidade de atendimento. Em situações em que a geração excede a carga, a frequência do sistema aumenta, no entanto, quando há menos produção que o necessário, a frequência diminui. Já em casos de perda súbita de geração, faz-se necessária a redução de carga que pode ser acionada por relés de forma instantânea.

Desta forma, observa-se que a promoção de um Mercado de Serviços Ancilares tende a criar competitividade à medida que permita de forma clara e transparente que diferentes participantes, incluindo o lado da demanda, possam fornecer serviços ancilares em momentos críticos do sistema, e então, garantir a confiabilidade do sistema.

## **4.2 Experiência Norte-Americana**

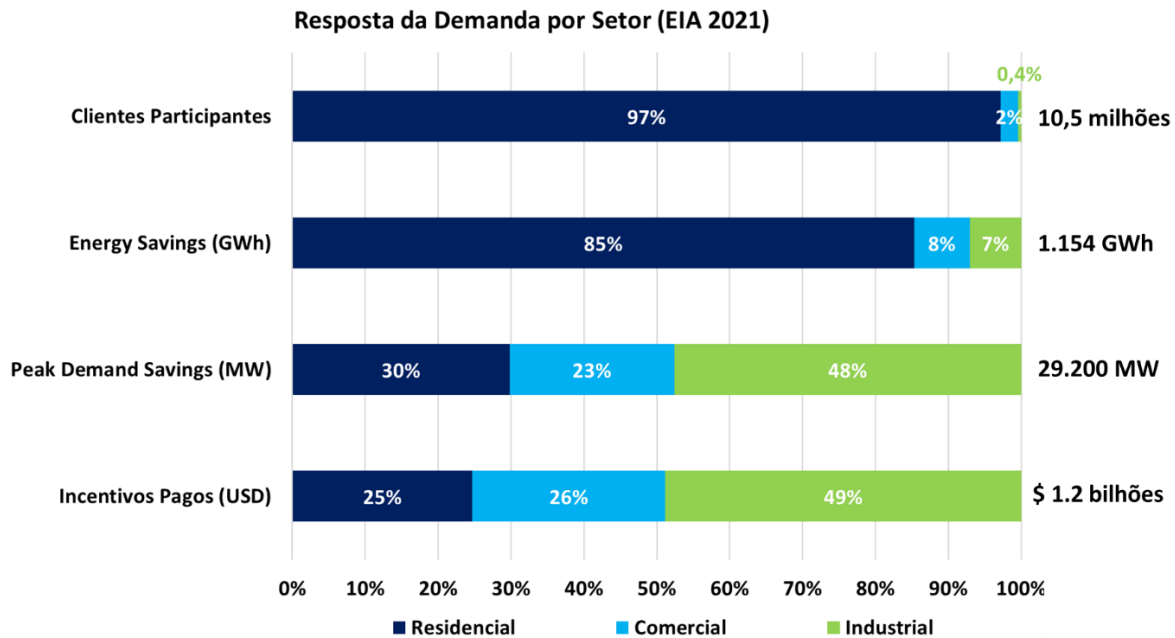
Incontestavelmente, os Estados Unidos possuem o maior e mais atuante mercado de reação da demanda do mundo. Nele há uma vasta quantidade de Programas de RD baseados em incentivos, que são atualmente adotados por operadores independentes, distribuidoras, e transmissoras de energia elétrica. O Plano de Ação Nacional de Reação da Demanda foi produzido pela FERC, por determinação do Congresso americano, com o objetivo de maximizar o potencial de reação da demanda, contemplando o modelo de provisão regulatória, suporte técnico, programa de comunicação em escala nacional, ferramentas analíticas, modelos contratuais, e outros materiais de suporte a todos os envolvidos. Além do plano de ação, os EUA fazem periodicamente o diagnóstico do potencial total de reação da demanda. No último diagnóstico realizado em 2021 cerca de 10,5 milhões de clientes nos Estados Unidos participaram de programas de resposta à demanda. A maioria desses clientes (97%) se encontravam no setor residencial, sendo que cada cliente obteve em média uma redução de 100 quilowatts por ano, que representou uma economia de cerca de US\$ 30 para cada cliente neste período.

### Demand Response Savings (EIA 2021)



**Figura 13 – Economias geradas por programas de RD nos EUA [19]**

Os clientes industriais compõem uma pequena parcela do número de clientes que aderiram ao programa em 2021 (cerca de 0,4%), contudo, alcançaram maiores patamares de redução de energia e, conseqüentemente, maiores incentivos financeiros. Assim sendo, os clientes industriais receberam quase metade de toda a remuneração por participação nestes programas, cerca de US\$ 580 milhões, e, portanto o incentivo médio anual alcançou mais de US\$ 14 mil neste ano.



**Figura 14 – Resposta da Demanda por setor nos EUA [19]**

### 4.2.1 ISO New England

O ISO New England é uma empresa independente, sem fins lucrativos, autorizada pela FERC a desempenhar três funções críticas: (i) A operação da Rede; (ii) A administração dos Mercados e (iii) O planejamento do Sistema para a região que abrange os estados de Connecticut, Rhode Island, Massachusetts, Vermont, New Hampshire e a maioria do Estado do Maine. Estas três responsabilidades em conjunto têm como objetivo proteger a saúde da economia da região e o bem-estar da população, garantindo a disponibilidade constante de energia com preços competitivos no presente e para as gerações futuras.

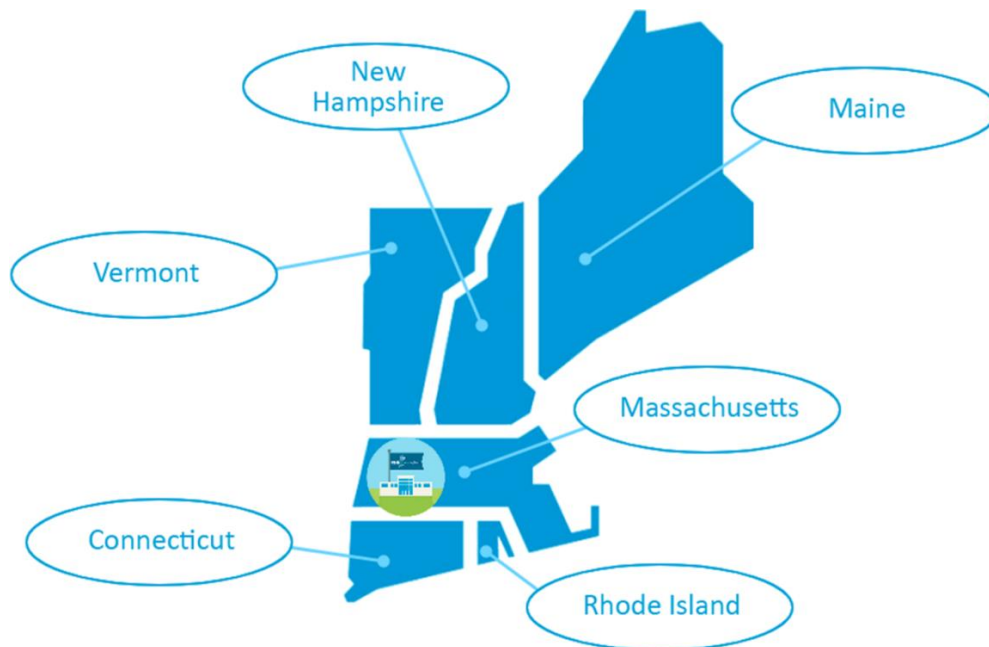


Figura 15 – ISO New England [58]

Os recursos de demanda, como usinas de energia e outros recursos de fornecimento, são ativos competitivos que ajudam a atender as necessidades de eletricidade em New England. Ao invés de gerar energia que eles poderiam vender, como as usinas fazem, os recursos de demanda reduzem o seu consumo de eletricidade do sistema de energia regional.

Esta redução de consumo, portanto, é o seu produto, ou seja, a eletricidade liberada na rede pode então ser usada para servir outros consumidores e, de forma geral, lhe render alguma contraprestação pecuniária.

Visando fomentar a participação de grandes consumidores no Mercado de Capacidade, o ISO New England possui um programa de RD chamado “*Capacity Peak Avoidance*”, com o intuito de reduzir a necessidade de investimentos na rede, através da redução voluntária de carga dos consumidores, durante a hora de máxima demanda do ano.

Atenta-se para o fato de que a hora de pico do sistema de New England normalmente acontece nas tardes de verão, quando a demanda de energia atinge cerca de 24 GW e as reservas de geração ficam no limite para garantir a confiabilidade de suprimento do sistema da região.

Neste contexto, a regra estabelece que os consumidores que conseguirem reduzir sua demanda no momento do pico de carga anual, têm como benefício uma redução no pagamento do encargo de capacidade do próximo ano, proporcional à sua contribuição. Não se limitando ao benefício auferido pelos consumidores, é importante frisar que por meio desse programa o sistema também é beneficiado, pois o volume a ser contratado nos leilões de capacidade futuros têm como base a demanda de pico dos anos anteriores.

O cálculo do Encargo de Capacidade Anual no ISO New England é calculado através da equação 1 a seguir:

$$ECA = (OCC - DHPA) \times TC \quad (1)$$

onde:

ECA: Encargo de Capacidade Anual  
OCC: Obrigação de Capacidade Contratada  
DHPA: Demanda no Horário de Pico Anual  
TC: Tarifa de Capacidade



Um efeito importante causado pela crescente participação da carga neste programa é a redução no encargo de capacidade de todos os consumidores. Como mostra a Tabela 2 abaixo, as tarifas de capacidade publicadas para os ciclos de 2018-19 a 2023-24 vêm reduzindo ano após ano, de acordo com o resultado dos últimos leilões de capacidade realizados.

**Tabela 2 - Tarifas de Capacidade ISO New England**

ISO New England	Resultados dos Leilões de Capacidade					
	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	2022-23	2023-24
Tarifa de Capacidade (\$/MWhês)	9.551	7.030	5.297	4.631	3.800	2.001

Os resultados obtidos pela introdução deste programa de RD demonstram que a transparência nos custos, a promoção da participação da carga e a competitividade trazem benefícios a todos os consumidores de energia da região administrada pela ISO New England.

#### **4.2.2 Central Maine Power**

A Central Maine Power (CMP) é uma concessionária de energia elétrica que atende a mais de 620.000 clientes em uma área de serviço de 28.500 quilômetros quadrados, no centro e sul do estado de Maine, dentro do mercado administrado pelo ISO New England.

A área de concessão da CMP, que abrange as cidades de Alfred, Augusta, Belfast, Bridgton, Brunswick, Dover, Fairfield, Farmington, Lewiston, Portland, Rockland e Skowheg, possui cerca de 40.000 quilômetros de linhas para alimentar uma carga de 9.1 GWh por ano, e que registrou uma demanda máxima de 1.7 GW no verão de 2018.



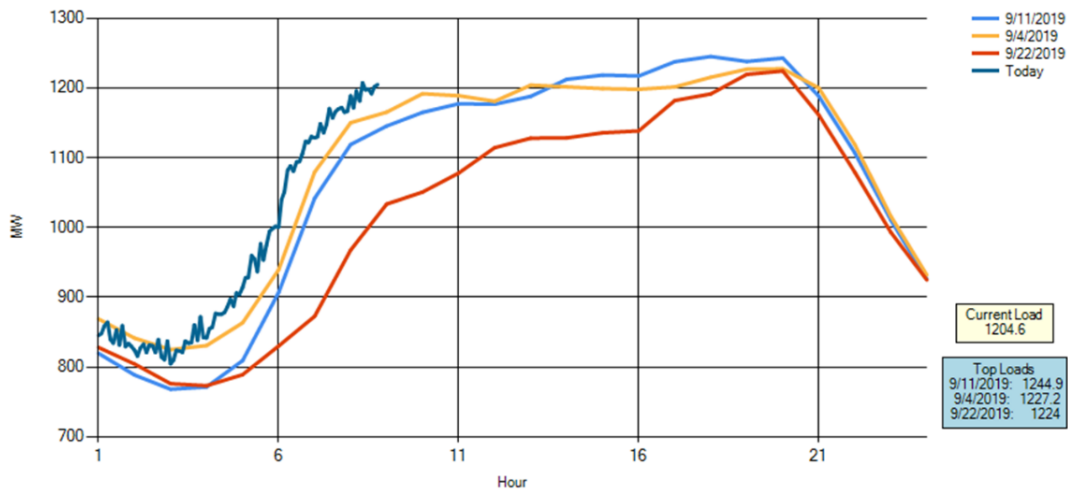
**Figura 16 – Área de Concessão da Central Maine Power [59]**

Dentre os programas para motivar a participação dos consumidores, a CMP promove o *Transmission Peak Avoidance Program*, pelo qual os consumidores conectados à sua rede são estimulados a reduzir sua carga mensalmente, visando evitar o pico de carga da região, uma vez que o custo de transmissão, distribuição e serviços auxiliares pagos são diretamente proporcionais à demanda registrada durante a hora de pico de cada mês.

Assim sendo, os consumidores, voluntariamente, podem participar do programa monitorando a demanda do sistema que é disponibilizada em tempo real no website da CMP [59], e controlando a sua carga de forma a reduzir sua demanda durante o horário em que o pico de carga mensal for atingido.

A Figura 17 abaixo mostra um exemplo de como os consumidores podem monitorar em tempo real a carga da região e, assim, se prepararem para um possível dia de pico mensal.

Observa-se que neste dia 23 de setembro de 2019, a carga às 9h já ultrapassava 1.200 MW, o que seria uma marca recorde para o período da manhã, mas que ainda não tinha atingido o pico registrado para o mês, uma vez que este havia sido registrado no dia 11 de setembro às 18h quando a demanda máxima foi de 1.244,9 MW.

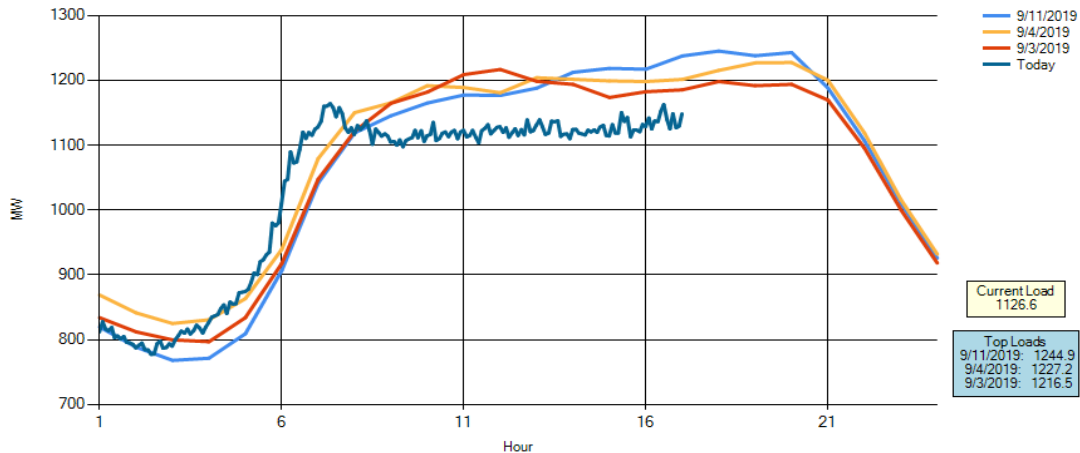


**Figura 17 – Curva de Carga em Tempo Real da Central Maine Power (23/09/2019)**

Importante frisar que do ponto de vista do consumidor, o benefício mensal para a redução voluntária de carga apenas será alcançado se ao final do mês sua demanda registrada, durante a hora de pico do sistema, tiver sido reduzida, sendo que esta condição pode ser alterada a qualquer momento até a última hora do mês em questão.

Desta forma, os consumidores costumam se planejar para evitar consumir energia durante um possível horário de pico, analisando o comportamento da curva de carga nos anos anteriores, e cruzando informações sobre o comportamento do clima, baseado nas temperaturas registradas versus a resposta da carga, de acordo com os dias da semana no mês analisado. Entretanto, não raro o fato de que se muitos consumidores reagirem antecipadamente, reduzindo sua carga em um possível dia de pico, este pico pode não se realizar, devido a reação voluntária da carga a um evento que depende diretamente da sua ação.

A Figura 18 abaixo ilustra perfeitamente o efeito que os consumidores causaram na curva de carga da CMP no dia 20 de setembro de 2019, quando até às 8h da manhã era registrado o recorde de demanda mensal, o que não se sustentou ao longo dia.

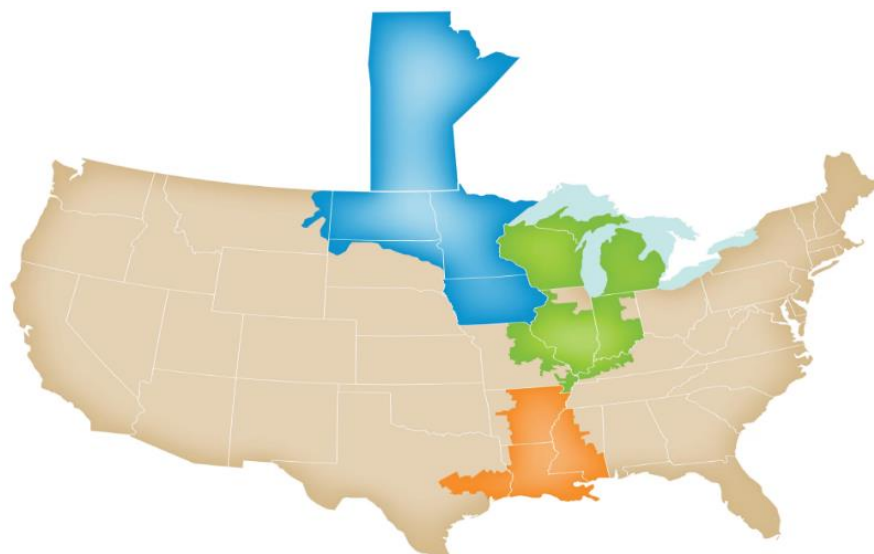


**Figura 18 – Curva de Carga em Tempo Real da Central Maine Power (20/09/2019)**

Do ponto de vista do sistema, a partir deste exemplo, pode-se concluir que por muitas vezes ele é o principal beneficiado com a redução de carga durante um dado mês, sem, no entanto, que o pico seja atingido. Este benefício sistêmico de curto prazo é capturado no longo prazo na medida em que se mitiga a necessidade de maiores investimentos, otimizando a alocação de recursos da sociedade.

### 4.2.3 MISO

Atendendo a região central americana, o MISO - Midcontinent Independent System Operator é uma organização independente, sem fins lucrativos, que fornece energia elétrica para 15 estados dos EUA e para a província canadense de Manitoba.



**Figura 19 – MISO [60]**

O MISO existe desde 2001 com a proposta de fornecer uma plataforma independente para mercados regionais de energia eficientes, promovendo a concorrência no mercado atacadista de eletricidade na região apresentada na Figura 19 acima, é considerado um dos maiores mercados de energia do mundo, com mais de US \$ 29 bilhões em transações anuais de energia. Como principal diretriz, o MISO tem o compromisso de proporcionar uma operação confiável e não-discriminatória do sistema de transmissão de energia, colaborando com todas as partes interessadas para criar soluções econômicas e inovadoras.

A filosofia deste mercado consiste em operar o mercado atacadista de energia, onde os participantes possam comprar ou vender de maneira justa, eficiente e não discriminatória, fornecendo operação confiável da rede, pois acredita que os mercados funcionam melhor quando há uma participação vigorosa e voluntária de compradores e vendedores.

No tocante à resposta da demanda, o MISO acredita que a participação ativa dos consumidores pode reduzir a necessidade da introdução de nova capacidade de geração, resolver problemas de confiabilidade em tempo real, reduzir a volatilidade do preço de energia, além de limitar o poder de mercado do fornecedor.

Sua estrutura de atendimento ao mercado busca oferecer oportunidades para que a demanda participe em uma base comparável com o lado da oferta. O MISO atualmente não possui programas de RD, pois o termo “programa” usado em algumas jurisdições geralmente se refere a iniciativas temporárias para promover uma determinada atividade ou ação, e a abordagem do MISO é fornecer mecanismos de mercado que proporcionem oportunidades e incentivos para a participação perene dos agentes de mercado. A partir desta filosofia, a demanda pode responder de diferentes formas neste mercado:

- *Economic Demand Response*: reduzindo a carga no mercado de energia, ou seja, resposta da demanda econômica;
- *Operating Reserves Demand Response*: fornecendo reserva de capacidade ao sistema para suprir contingências ou produto com capacidade de rampa;
- *Emergency Demand Response*: reduzindo a demanda durante emergências do sistema;
- *Planning Resources Demand Response*: substituindo a capacidade de geração de forma planejada; e
- *Demand Response as a Non-Transmission Alternative*: substituindo a transmissão em caso de falha.

#### **4.2.4 ERCOT**

Como operador de sistema independente no estado do Texas, o *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) gerencia o fluxo de energia elétrica para mais de 25 milhões de clientes. Sob sua responsabilidade tem mais de 74.000 quilômetros de linhas de transmissão e mais de 650 unidades de geração. Também realiza liquidação financeira para o mercado competitivo de atacado de energia, onde estão elegíveis 8 milhões de clientes.

O mercado de varejo do Texas é o líder nacional em ofertas competitivas para consumidores residenciais, comerciais e industriais, com o maior número de concorrentes e variedade de produtos no país, tanto que mais de 90% dos clientes já exerceram sua opção de mudar de fornecedor.

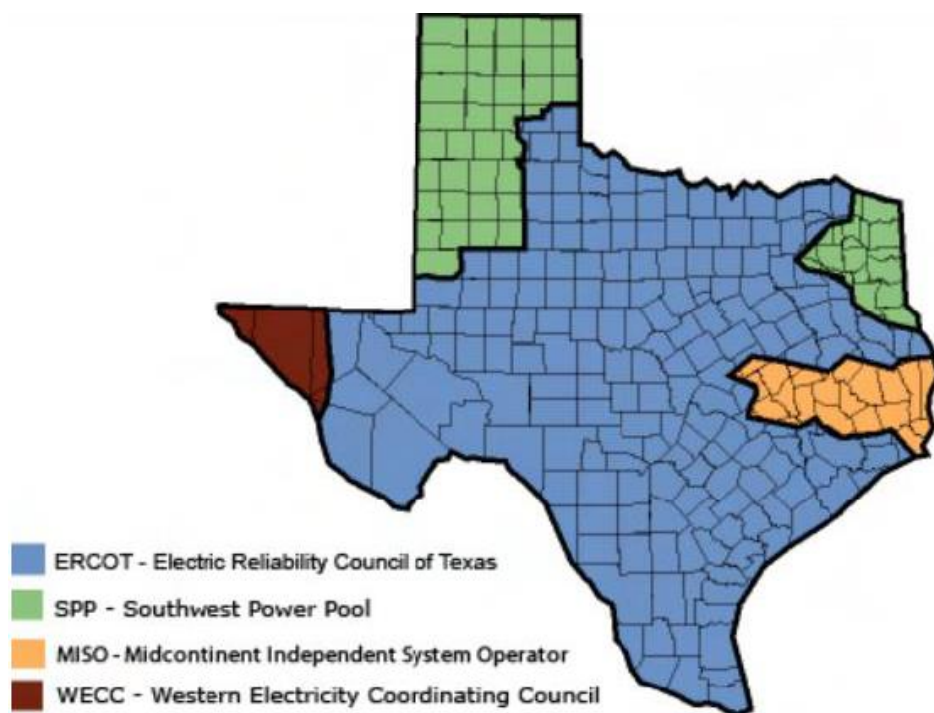


Figura 20 – Operadores de Mercado no Texas [61]

O ERCOT fornece os preços do *Day-Ahead Market* (DAM) diariamente e os preços do *Real-Time Market* (RTM) para cada um dos *hubs* e zonas de carga estabelecidas dentro de sua área de concessão, que cobre cerca de 80% do Texas. A capacidade total de geração está em torno de 78 GW e o recorde de carga alcançado em 12 de agosto de 2019 foi de 74.7 GW.

No ERCOT, os sinais de preço produzidos pelo mercado atacadista *Energy Only*, somente de energia, devem oferecer incentivos para promover a confiabilidade no curto prazo, além de induzir o investimento ideal a longo prazo em novos recursos.

Uma vez que os preços são eficientes e refletem o custo total do despacho de recursos para atender à demanda, os benefícios sistêmicos recaem tanto aos consumidores quanto aos produtores de forma ótima ao menor custo, e uma nova capacidade de geração ou redução de carga deve manter o equilíbrio na medida em que recursos antigos se tornam obsoletos ou a demanda aumenta.

O fato de o ERCOT não ter um mercado de capacidade a termo, pode ser considerado como um diferencial em seu desenho de mercado. Uma vez que este mercado visa reduzir ao mínimo os custos incorridos por seus participantes e busca evitar o que consideram um excedente desnecessário de capacidade.

Muitos mercados atacadistas operam um mercado de capacidade para incentivar o investimento em recursos de geração e garantir reservas adequadas. O ERCOT não possui um mercado centralizado de capacidade, mas, em vez disso, emprega um mecanismo para aumentar o preço da eletricidade no atacado durante horas, quando as reservas disponíveis estão se aproximando de níveis criticamente baixos.

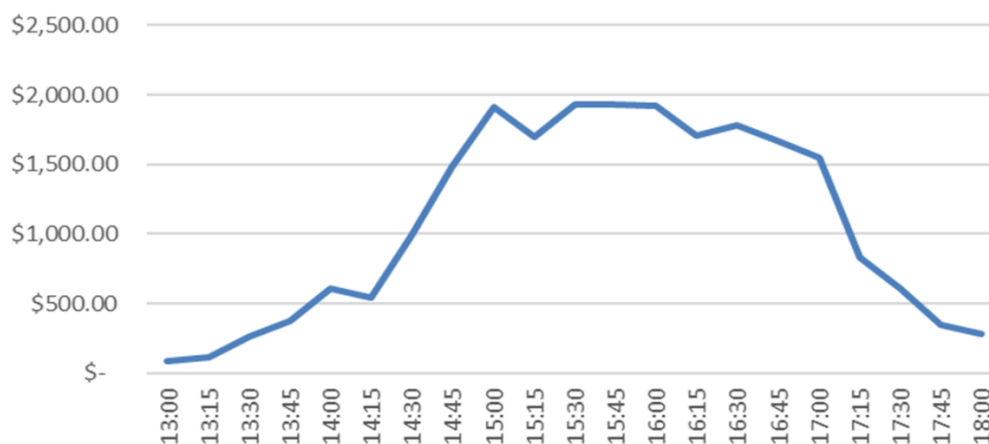
A Curva de Demanda de Reserva Operacional (ORDC), implementada sob a direção da Comissão Pública do Texas [62] em junho de 2014, visa melhorar a formação de preços e permitir que os preços reflitam mais completamente o valor das reservas operacionais. A ORDC atribui um valor econômico às reservas operacionais, ou à quantidade de capacidade extra disponível para manter a confiabilidade do sistema diariamente.

Desta forma, ao invés de promover um mercado de capacidade a termo, o ERCOT mantém uma margem de reserva de capacidade, calculada subtraindo o pico de demanda projetado na rede da geração de capacidade total disponível no Texas. A margem de reserva alvo do ERCOT está em torno de 13,75%, inferior à margem de reserva de 15% recomendada pela NERC (North American Electric Reliability Corporation) para sistemas que usam predominantemente geração térmica, como o ERCOT.



As margens da reserva refletem a quantidade de excesso de capacidade de geração disponível como um percentual da capacidade total na demanda projetada de pico do sistema. Neste contexto, devido a esta baixa reserva de geração, que fica mais evidente durante os dias quentes de verão, quando os recursos não despacháveis de geração, eólica e solar, são necessários, qualquer eventualidade que impeça a geração de base de operar, pode causar cortes de carga involuntários no sistema.

No Texas, os reguladores garantem a confiabilidade por meio de um mecanismo chamado precificação de escassez, que permite que os preços da eletricidade em tempo real atinjam US \$ 9000 / MWh nos dias de pico de demanda. Em vez de garantir a receita de geração por meio de um mercado de capacidade, a promessa de preços altos deve incentivar os geradores a construir novas usinas e mantê-las prontas para operar. O gráfico da Figura 21 a seguir mostra como o preço de energia no Texas sinaliza a escassez de recursos de forma rápida e severa, possibilitando aos participantes do mercado, tanto do lado geração, quanto da carga responderem rapidamente a este sinal econômico, o que pode ajudar a reequilibrar o sistema na velocidade necessária. Observa-se que no intervalo de 5 horas o preço saltou da casa dos US\$ 50 /MWh para cerca de US\$ 2.000 /MWh, retornando a valores próximos aos iniciais ao fim deste período.



**Figura 21 – Preço Spot em Houston em US\$/MWh (29/07/2019)**

Embora, geradores e transmissores façam parte de dois segmentos distintos do mercado, o desenvolvimento da transmissão afeta diretamente os preços no atacado de energia. Quando a capacidade de transmissão é insuficiente para despachar energia com menor custo, o operador do sistema toma medidas para garantir que os limites físicos das instalações do sistema de transmissão não sejam violados. O despacho da geração em decorrência dos limites de transmissão resulta em preços diferentes em diferentes locais do sistema.

Nota-se que o sinal locacional do preço é bastante evidente no mercado de energia texano. O Locational Marginal Price (LMP) é aferido de acordo com os nós do Sistema nas regiões onde se encontram carga e geração. Desta forma, no mesmo momento o preço de mercado pode sinalizar grandes diferenças entre regiões próximas, na medida em que haja um congestionamento nas redes de transmissão, devido à forte demanda em um dado intervalo de tempo.

A Figura 22 mostra o mapa do estado do Texas em escala de cores, de forma a evidenciar a diferença entre o preço spot locacional em diferentes nós do sistema. Esta informação pode ser encontrada em tempo real no website do ERCOT [61].

Esta boa prática de precificação locacional em tempo real, que ocorre no Mercado de ERCOT, evidencia o quanto a tecnologia coopera com a competitividade, na medida em que o sinal econômico do preço de energia é dado em tempo real com a devida granularidade, de forma a evidenciar a transparência dos custos nos preços de forma imediata.

No ERCOT existem dois principais serviços baseados em confiabilidade que permitem a participação de recursos do lado da demanda no Mercado de Serviços Ancilares e no Serviço de Resposta de Emergência (ERS). No mercado de Serviços Ancilares, o serviço mais comum fornecido pelos recursos do lado da demanda é o Serviço de Reserva Responsiva (RRS), que requer recursos para responder instantaneamente ou em 10 minutos em resposta a emergências não planejadas do sistema.

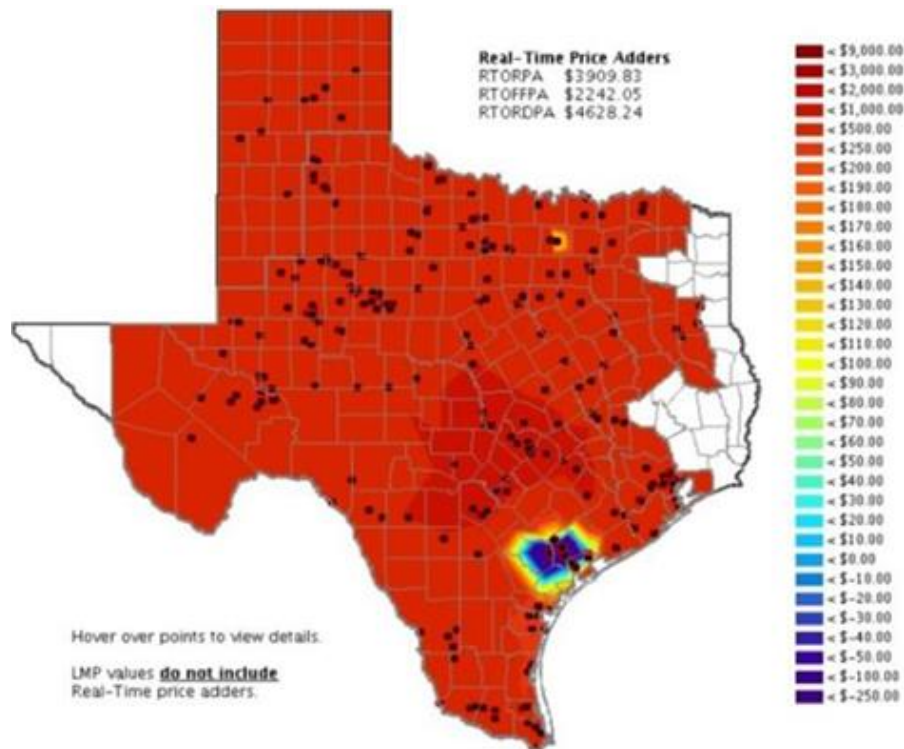


Figura 22 – Preço Spot Locacional no Texas [61]

O ERS é separado do mercado de Serviços Ancilares do ERCOT e permite que recursos do lado da demanda e geração distribuída forneçam serviços de confiabilidade no caso de uma emergência de energia. Os recursos podem se qualificar para os programas ERS de 10 ou 30 minutos de tempo de resposta.

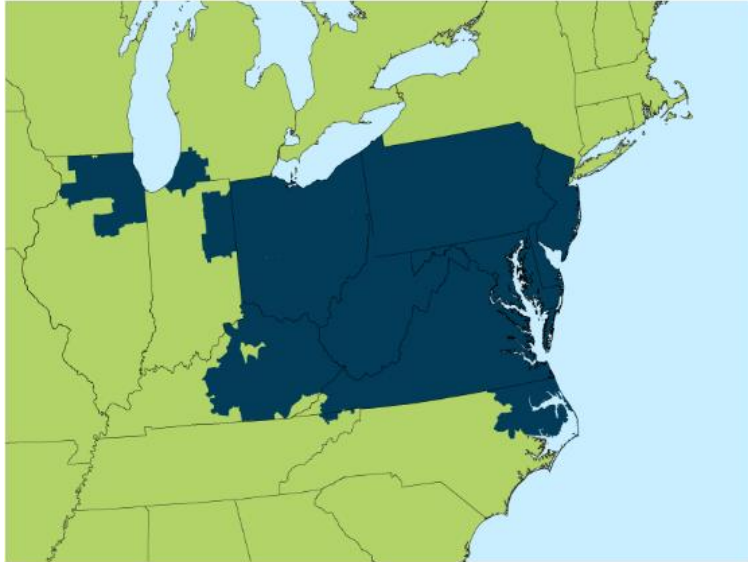
Existem várias considerações importantes que afetam a capacidade de um recurso do lado da demanda de participar de diferentes oportunidades de resposta à demanda: tempo de resposta, tempo de recuperação, previsibilidade da demanda elétrica e flexibilidade das operações. A Tabela 3 a seguir apresenta uma comparação entre as oportunidades de RD oferecidas pelo ERCOT:

**Tabela 3 – Oportunidades de RD no ERCOT [62]**

Demand Response Opportunity	Requirements for Participation	Impacts to Plant Operations	Financial Benefit
<b>Ancillary Services – Responsive Reserve Service (RRS)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Under-Frequency Relay</li> <li>• Instantaneous or 10 minute response time</li> <li>• Recover load within 3 hours</li> <li>• Bid in day-ahead market</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deployed once in 2015 for 10 minutes</li> <li>• Subject to annual unannounced testing</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• \$10.87 per MW per hour (based on 2015 prices)</li> </ul>
<b>Emergency Response Service (ERS)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 or 30 minute response time</li> <li>• Recover load within 10 hours</li> <li>• Four-month contract term</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Not deployed in 2015; the most times ever deployed in a single year was twice in 2011</li> <li>• Subject to annual unannounced testing</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• \$6.45 per MW per hour (based on 2015 prices)</li> </ul>
<b>Four Coincident Peak (4CP)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Interval Data Recorder (IDR) meter</li> <li>• Ability to predict system-wide peak demand hours during summer months</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Likely plant will need to reduce load multiple times per summer to hit 4CP intervals</li> <li>• Likely to be able to predict possible 4CP intervals earlier in day</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Avoid ~\$48,000 per 4CP MW per year (based on 2016 tariffs) if successful in reducing during all four summer months</li> </ul>
<b>LSE or DR Provider Contracted Price Response</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varies based on contractual arrangements</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varies based on contractual arrangements</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varies based on contractual arrangements</li> </ul>
<b>Self-Directed Price Response</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retail contract with exposure to real-time market prices</li> <li>• Ability to monitor real-time prices in ERCOT wholesale market</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varies depending on number and severity of pricing events</li> <li>• May be able to predict peak pricing events earlier in day</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Varies depending on number and severity of pricing events</li> </ul>

#### 4.2.5 PJM

Mercados atacadistas de eletricidade americanos foram criados para atender aos crescentes custos de eletricidade e incentivar a inovação por meio da concorrência entre empresas. O PJM estabeleceu o primeiro mercado atacadista de eletricidade nos Estados Unidos em 1997, e sem dúvida pode ser considerado como um exemplo de sucesso, uma vez que demonstra que a concorrência ajudou a garantir menores custos e um fornecimento de eletricidade mais confiável e limpo, além de se adaptar às constantes mudanças nas políticas públicas e nas necessidades dos consumidores. O PJM Interconnection é uma organização regional de transmissão que coordena o movimento de eletricidade por atacado em toda ou parte de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nova Jersey, Carolina do Norte, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virgínia, Virgínia Ocidental e o distrito de Columbia.

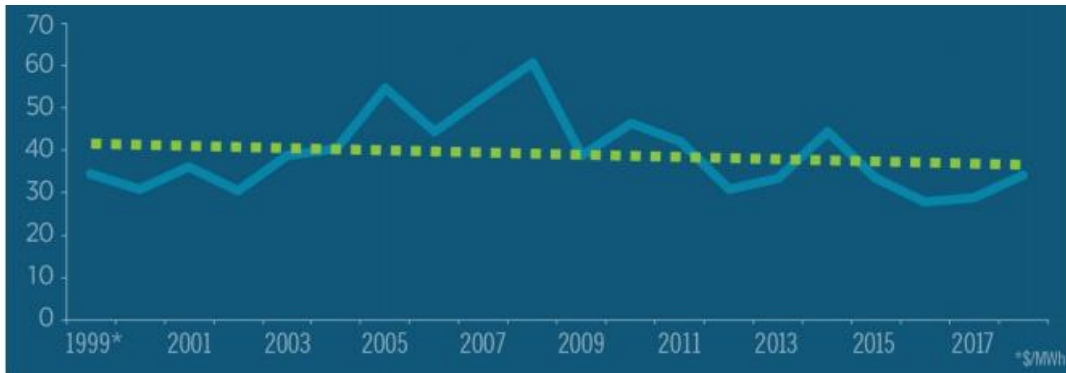


**Figura 23 – Abrangência Territorial do PJM [63]**

Atuando como uma parte neutra e independente, o PJM opera um mercado competitivo de eletricidade no atacado e gerencia a rede elétrica de alta tensão para garantir a confiabilidade de mais de 65 milhões de pessoas.

Os preços do mercado de energia do PJM sinalizam aos geradores quanta energia produzir e onde, a qualquer momento, de forma a garantir a segurança do suprimento. O mercado de energia incentiva fornecedores e consumidores de eletricidade a comprar e vender eletricidade a preços mais baixos possíveis, enquanto ainda garante a confiabilidade do sistema.

Os mercados do PJM ajudam os consumidores a economizar pelo menos US \$ 3,2 bilhões por ano [64], integrando recursos mais eficientes, garantindo custos de produção mais baixos e reduzindo de forma eficiente a necessidade de reservas. O gráfico da Figura 24 mostra que os preços do seu mercado de energia, ajustados à inflação, permaneceram essencialmente estáveis desde seu início em 1999. O mercado de energia tem permitido aos seus clientes se beneficiarem da queda dos preços do gás natural nos Estados Unidos e da concorrência entre os recursos de geração de energia.



**Figura 24 – Preços Médios do Mercado de Energia no PJM [64]**

Diferentemente do ERCOT, o PJM não se apresenta apenas como um Mercado de Energia. O processo de planejamento regional de longo prazo do PJM fornece uma perspectiva ampla e interestadual que identifica as melhorias mais efetivas e econômicas da rede para garantir confiabilidade e benefícios econômicos em todo o sistema. O mercado de capacidade do PJM trabalha para atender às necessidades dos consumidores com até três anos de antecedência.

A rede do PJM possui margens de reserva para servir em momentos de necessidade e seu mix de geração está cada vez mais diversificado com a introdução das fontes renováveis. O sistema tem se tornando mais confiável à medida que o mercado de capacidade incentiva a entrada em operação de recursos com melhor desempenho, e, por sua vez, recompensa adequadamente os recursos que operam durante períodos de estresse do sistema, além de penalizar aqueles que não conseguem operar. Esta medida faz parte de uma tendência, ou seja, da redução das taxas de interrupção, condição que reduz a reserva necessária exigida pelo PJM, reduzindo, conseqüentemente os custos de atacado para os clientes.

O PJM está em constante aprimoramento do seu desenho de mercado, ou seja, busca proporcionar aos seus participantes incentivos financeiros para resultados que vão além da confiabilidade, as quais se baseiam em mudanças das necessidades dos consumidores e em decisões de políticas públicas.

Dentro deste contexto está presente a evolução dos programas de Resposta da Demanda, que cada vez mais são incentivados pelo PJM, de forma que a carga possa reagir ao sinal econômico dado pelo mercado sem que este necessite intervir diretamente.

A resposta da demanda é integrada aos mercados de eletricidade no atacado da PJM cujo tratamento equivale aos recursos de geração e demanda. Os clientes de varejo também têm a oportunidade de participar dos mercados de energia, mercados de capacidade e outros mercados do PJM e, portanto, podem receber pagamentos pelas reduções de demanda que fazem. Em um mercado que não deixa de evoluir, o PJM está sempre trabalhando para ampliar as oportunidades aos consumidores de eletricidade, objetivando que os mesmos respondam aos preços no atacado e às condições da rede.

Neste contexto, os consumidores têm a oportunidade de gerenciar seu uso de eletricidade em resposta às condições do mercado atacadista. Eles podem reduzir seu consumo de eletricidade quando os preços no atacado estiverem altos ou a confiabilidade da rede estiver ameaçada, recebendo pagamentos pelas reduções que promovem. Alguns clientes industriais, com geração de backup e permissões ambientais apropriadas, podem usar seus geradores para atender uma parte de suas necessidades de energia durante os períodos de pico, de forma a pouparem o sistema, devido à redução de demanda na rede.

Os participantes qualificados como *Curtailment Service Providers* -CSPs, trabalham como agregadores para os clientes de varejo que desejam participar da resposta à demanda. Além de agregarem a demanda de clientes de varejo, os CSPs registram essa demanda na PJM, submetem a verificação de reduções de demanda para pagamento pela PJM e recebem o pagamento da PJM. Os CSPs estabelecem contratos bilaterais com seus clientes de forma a remunerar a participação destes nos programas.

No PJM a escolha de participar da resposta da demanda é voluntária, porém os participantes devem atender a certos requisitos para se qualificarem para pagamentos pela redução de sua demanda. A participação nos programas de RD é dividida em duas classificações amplas: econômica e emergencial. Um dado consumidor pode participar de um ou de ambos, dependendo das circunstâncias.

No Mercado de Capacidade do PJM há o *Reliability Pricing Model* – RPM, modelo de preços de confiabilidade, cujos recursos de resposta à demanda e os de eficiência energética têm a oportunidade de participar. Eles podem receber pagamentos por estarem prontos para reduzir sua demanda de eletricidade ou para implementar medidas de eficiência energética. A capacidade de solicitar reduções na demanda oferece aos operadores de sistema maior flexibilidade no gerenciamento da rede em condições extremas.

O PJM considera esses recursos semelhantes a um gerador e espera que eles funcionem quando a rede mais precisa, evitando interrupções na região atendida. O objetivo do RPM é permitir que o PJM obtenha recursos suficientes para atender de forma confiável as necessidades sistêmicas. Desta forma, faz-se necessário contratar recursos para atender as cargas no pico do sistema com um horizonte de três anos e preços futuros alinhados com os requisitos de confiabilidade, e que, portanto, valorizem adequadamente todos os recursos de capacidade. O fornecimento de informações transparentes a todos os participantes, com antecedência suficiente para resposta acionável é fundamental para que por fim, a aquisição de capacidade garanta a confiabilidade da rede.

Atualmente, existem duas oportunidades distintas para resposta à demanda no mercado de capacidade de RPM, com requisitos diferentes. No produto *Capacity Base*, os clientes se comprometem a reduzir sua carga conforme ordem de despacho realizado pelo PJM, em condições de emergência durante os meses de verão. Já no produto *Capacity Performance*, o consumidor deve estar preparado para responder a eventos que ocorram durante o ano inteiro.



O RPM é composto por quatro leilões. O Leilão Residual Base (BRA) é o primeiro e maior leilão que a PJM realiza e acontece três anos antes do ano de entrega. O PJM também realiza três leilões incrementais que ocorrem uma vez por ano permitindo ajustes na sua previsão de carga, como pode ser visto na Figura 25. Nestes leilões também é permitido que outros participantes do mercado possam comprar e vender capacidade, conforme necessário.

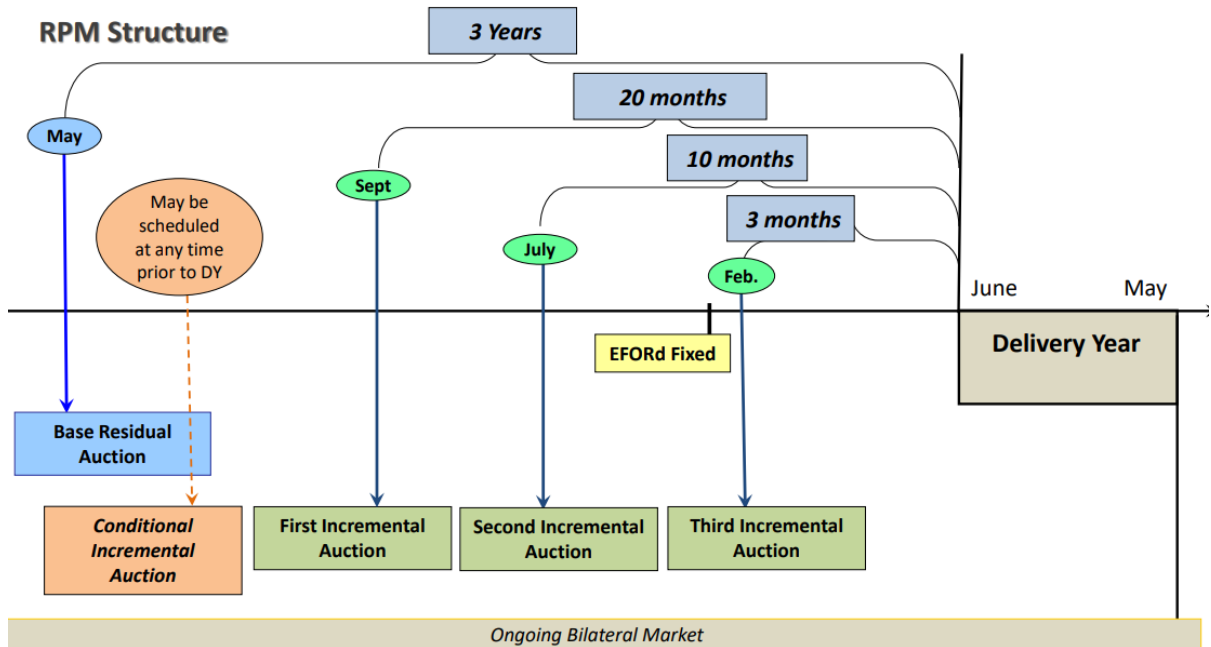


Figura 25 – Participação da Demanda no Mercado de Capacidade [65]

Depois que um compromisso de RPM é contratado em qualquer um dos quatro leilões, o mercado participante é obrigado a entregar essa capacidade em 1º de junho do ano de entrega.

No entanto, verifica-se nos últimos dez anos que os picos de carga do sistema administrado pelo PJM têm se reduzido, destacando os problemas de excesso de previsão na região. Em sua defesa o PJM afirma que há duas razões significativas para adquirir cada vez mais, e em ambas o consumidor final é o objetivo principal.

A primeira é explicada pela oportunidade de se comprar capacidade a um baixo custo devido à abundância de oferta e, a segunda razão é que se o PJM superestimar seus requisitos, adquirindo mais capacidade do que precisa no primeiro leilão, o excedente pode ser vendido nos leilões incrementais, que são realizados para que o PJM possa fazer exatamente esses tipos de ajustes.

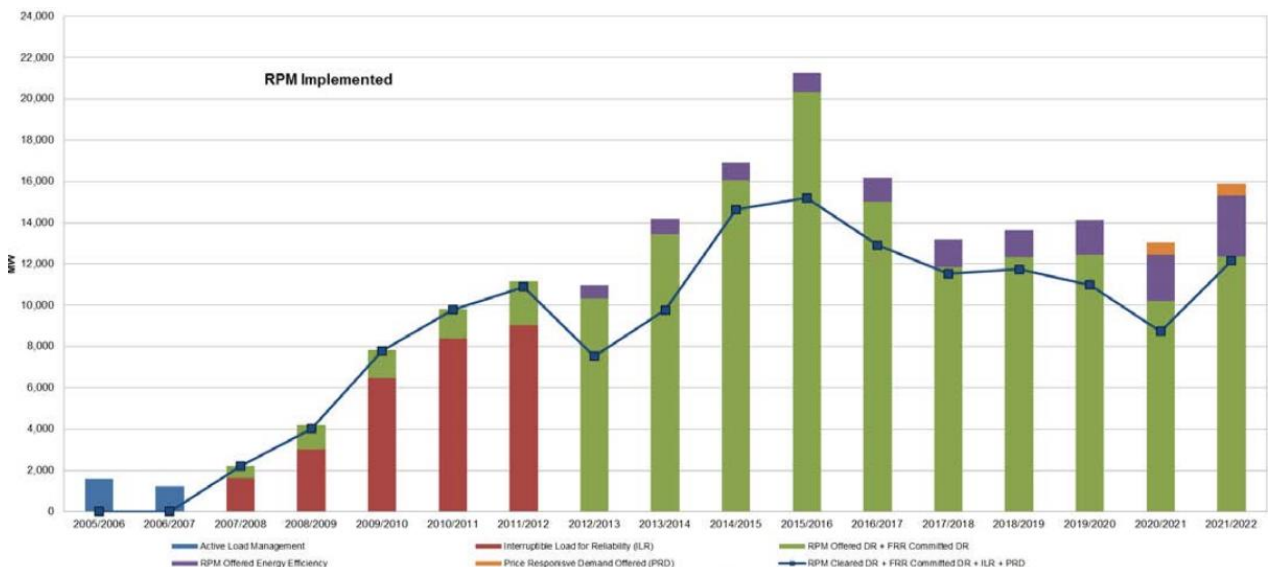
Outra oportunidade de RD no Mercado de Capacidade do PJM é a resposta à demanda pré-emergência e emergência, conhecido como *Load Management* e *Emergency Demand Resources*, que representa principalmente um compromisso obrigatório para reduzir a carga ou consumir apenas eletricidade até um determinado nível, quando o PJM precisar de assistência para manter a confiabilidade na eminência de falta de suprimento. Neste caso, os recursos devem estar disponíveis para responder a solicitação do PJM para reduzir a carga de acordo com o produto selecionado em base anual em que cada solicitação pode ter até 15 horas de duração, ou apenas para os meses de verão com duração de até 10 horas.

O PJM oferece também o Price Responsive Demand (PRD) que é um recurso anual de capacidade fornecido por um provedor de PRD, que represente clientes que reduzirão a carga com base no preço, sendo esta redução tratada como uma mudança previsível na quantidade de eletricidade usada, e não como geração adicional.

A participação voluntária de fornecedores de PRD nos mercados da PJM aprimora as operações e a confiabilidade da rede e fornece uma ligação mais próxima entre os mercados de eletricidade no atacado e no varejo. Produzindo uma mudança previsível no uso de eletricidade, redução quando os preços aumentam e, aumento quando os preços caem, o PRD permite que o operador gerencie o sistema elétrico com mais eficiência, sendo mais uma ferramenta para aumentar a confiabilidade em tempo real.

O PRD não substitui as oportunidades de resposta à demanda existentes da PJM. Em vez disso, expande a resposta da demanda além de seu papel atual como recurso de suprimento nos mercados, capturando os benefícios de reduções previsíveis na demanda pelo sistema de energia e pelos consumidores.

A Figura 26 mostra a evolução da participação da demanda em diferentes programas oferecidos pelo Mercado de Capacidade desde 2005. Importante notar que os primeiros programas foram sendo substituídos por novos, pois à medida que o mercado evolui, surgem também novas oportunidades para a RD acompanhar o desenvolvimento do mercado.



**Figura 26 – Participação da Demanda no Mercado de Capacidade [65]**

Quando os preços locacionais estão altos no Mercado de Energia do PJM, a *Economic Demand Response* oferece uma oportunidade para reduzir o consumo de eletricidade e receber um pagamento. Os participantes têm tanto a opção de responder em relação ao mercado no dia anterior quanto em tempo real. No *Day Ahead Market*, os consumidores podem oferecer, antes das operações em tempo real, reduzir a quantidade de eletricidade que serão consumidos pelo sistema PJM. Se as ofertas forem aceitas, eles receberão pagamentos com base nos preços do dia seguinte para as reduções feitas.

No *Real Time Market* o consumidor pode reduzir seu uso voluntariamente durante períodos de preços altos e receber pagamentos com base nos preços em tempo real dessas reduções.

Os programas de resposta de demanda econômica do PJM permitem que as empresas participantes gerenciem seu uso de eletricidade em resposta ao sinal econômico dado pelo mercado atacadista de energia. Os participantes são notificados quando os preços de energia no atacado são altos e podem reduzir o consumo de energia elétrica, minimizando o impacto dos aumentos de preços, diminuindo a necessidade de geração mais cara e assim ajudando a manter os preços estáveis no mercado. A resposta à demanda não inclui reduções no uso de eletricidade que seguem padrões ou comportamentos operacionais normais.

O consumidor que reduz a sua carga em seu local, respondendo a preços altos energia são avaliados tendo como referência sua linha base de consumo. A chamada *Customer Base Line (CBL)* é uma estimativa de consumo que deveria ter se realizado caso o recurso de RD não respondesse ao evento de *Economic Demand Response*. Desta forma, a redução de carga é calculada pela diferença entre o CBL e o consumo realizado como mostra a Figura 27 a seguir.

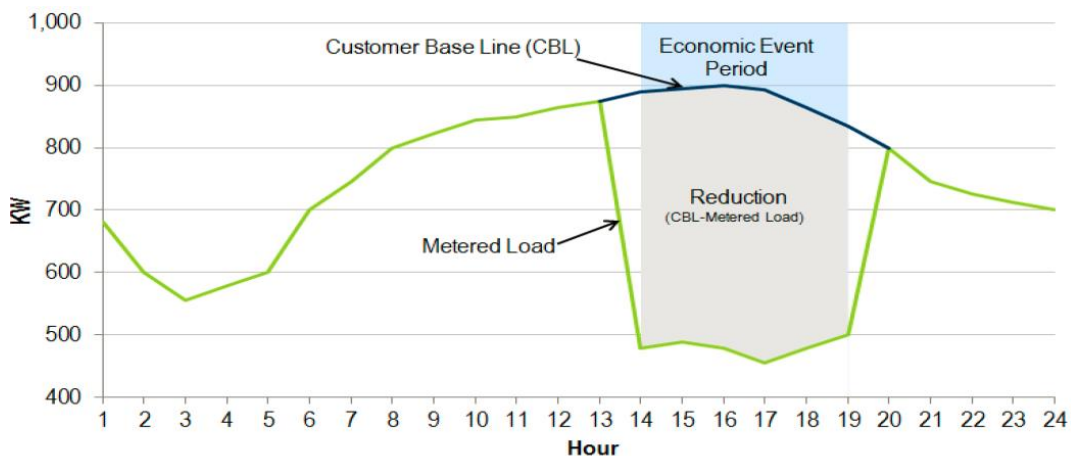


Figura 27 – Exemplo de Customer Base Line (CBL) [65]

Outro aspecto importante em relação a este programa é que a oferta realizada pela demanda só é despachada quando o preço *spot* supera o gatilho chamado de Preço de Benefício Líquido, publicado mensalmente. Desta forma, a RD é caracterizada de acordo com a sua elasticidade, onde a redução do montante de energia a ser consumido traz uma redução maior no preço *spot*. Portanto, só fará sentido despachar determinada oferta pelo lado da demanda quando o benefício para o sistema supera o custo de remunerar a resposta da demanda, e a métrica utilizada é a variação percentual da quantidade ofertada pela RD em relação a variação percentual no preço, caso a oferta de redução de carga seja aceita.

Um recurso econômico de resposta à demanda também pode fornecer serviços ancilares ao mercado atacadista com a infraestrutura e qualificação adequadas do PJM. A participação no mercado é voluntária, no entanto, se um recurso aceitar participar de determinado programa, o desempenho é obrigatório. Existem três diferentes formas de participação para os recursos econômicos de resposta à demanda podem participar no Mercado de Serviços Ancilares:

- Reservas Sincronizadas: a capacidade de reduzir o consumo de eletricidade em 10 minutos após a sinalização do PJM;
- Reservas de Programação Diária: a capacidade de reduzir o consumo de eletricidade em até 30 minutos a partir do despacho;
- Regulação: a capacidade de seguir o sinal de resposta de frequência e regulação do PJM.

O Programa de Reservas Sincronizadas do PJM ajuda a rede a reagir aos distúrbios de curto prazo. A cada hora, os participantes podem ofertar um preço pelo qual desejam estar disponível para reduzir sua carga. Caso a oferta seja aceita, o ofertante recebe ao menos o preço de sua oferta, se esta for marginal, e, portanto, deverá estar pronto para reduzir sua demanda por até 30 minutos, prazo máximo considerado para este tipo de evento.

As entidades que atendem a carga podem cumprir sua obrigação de fornecer reserva sincronizada ou não sincronizada à rede, também conhecida como reserva de programação diária, usando sua própria geração, comprada mediante contrato firmado com outra parte ou por meio do Mercado de Reservas Sincronizadas ou Mercado de Reservas Não-Sincronizadas.

O programa de regulação de frequência do PJM está disponível a qualquer hora e durante todo ano. Os recursos no mercado de regulação de frequência devem poder responder dentro de segundos para flutuações entre geração e consumo na rede do PJM. As organizações participantes recebem por estarem disponíveis, ou seja, para aumentarem ou diminuïrem seu uso em resposta a um sinal dinâmico. Os recursos de regulação são pagos por seu desempenho, de acordo com a rapidez e precisão eles respondem ao sinal do operador de rede. Essa abordagem baseada no desempenho, recompensa recursos mais rápidos e precisos com maior remuneração.

O serviço de regulação corrige alterações de curto prazo no uso de eletricidade que podem afetar a estabilidade do sistema de energia, além de ajudar a combinar a geração e a carga e ajustar a saída da geração para manter a frequência desejada. As entidades que atendem a carga podem cumprir sua obrigação de fornecer regulação à rede, usando sua própria geração, comprando a regulação exigida sob contrato com outra parte, ou ainda, através do Mercado de Regulação.

#### **4.2.6 CAISO**

A Califórnia é o estado americano onde há uma maior participação em programas desta natureza. A população deste estado corresponde a 12% da população do país, todavia, a participação dos consumidores deste estado representa 20% do total de clientes participantes de programas de RD em todo o país.

Visando ilustrar o quão avançado está o tema nos EUA, apresenta-se abaixo o Programa de Oferta de Demanda promovido pela Califórnia, denominado ISO. Em termos práticos, o programa se resume em um leilão reverso de redução da demanda onde é pago um incentivo aos consumidores que reduzem sua carga durante um evento programado. Após um cadastramento inicial da potencial carga disposta a participar do programa, os consumidores são avisados no dia anterior ao evento para submeter lances (MW/preço) em base horária, dentro de um período pré-determinado. Destacam-se abaixo alguns termos para inscrição ao programa:

- Todos os participantes devem aderir a um Termo de Conduta;
- Não são aplicadas penalidade pelo não atendimento à redução solicitada durante qualquer ou todas as horas do evento programado;
- Quando declarada a necessidade, o programa de RD tem durabilidade entre 12:00 e 21:00 horas de Segunda à Sexta-Feira;
- Aviso prévio até às 12:00 horas do dia anterior;
- Requisito mínimo: ter 200 kW de demanda contratada e reduzir pelo menos 30 kW por hora.

Neste programa de resposta da demanda na Califórnia, o incentivo é pago de acordo com o lance informado de forma a respeitar a quantidade e o preço para a redução qualificada. Esta melhor prática demonstra uma participação ainda mais ativa do consumidor no mercado em que ele está inserido.

### **4.3 Outros Países**

Entre as melhores práticas a serem destacadas no mercado europeu temos a Energy Pool, líder europeia em Resposta da Demanda. Com atuação desde 2008, a empresa surgiu dentro de uma indústria de alumínio quando buscava maior eficiência na gestão de sua carga e negociava sua participação mais ativa no sistema interligado.

Esta iniciativa foi expandida para outros consumidores, e a Energy Pool se tornou uma agregadora de cargas com permissão para fazer gerenciamento da demanda de outros interessados.

A Companhia hoje gerencia, por meio de um centro de operações na França, uma capacidade da ordem de 1.200 MW, proporcionando alívio para a rede ao agregar e gerenciar grande volume de carga industrial e comercial. O corpo técnico da empresa visita os clientes industriais e comerciais de médio e grande portes interessados em economizar no consumo de energia, de modo a identificar quais processos fabris/comerciais podem ser otimizados, em quais volumes e por qual período, sem, contudo, comprometer a atividade econômica principal.

A dinâmica do agregador requer que sejam firmados contratos com tais clientes, pois uma vez sinalizados ao sistema, os montantes de corte devem ser rigorosamente respeitados, para evitar o seu colapso. Os programas de resposta pela demanda adotados em diversos mercados de energia elétrica pelo mundo têm em comum os seguintes aspectos:

- Motivação do operador nacional, da distribuidora ou do administrador de mercado em oferecer o programa;
- Natureza da formação do preço de mercado;
- Remuneração de serviços do sistema elétrico;
- Forma de participação dos consumidores;
- Resultados e benefícios proporcionados por estes programas.

Seguindo esta linha de raciocínio, serão citados a seguir alguns programas de RD em países da América do Sul, nos quais alguns grandes consumidores multinacionais já participam, e, portanto, algumas dessas indústrias, que também atuam no Brasil, já estariam aptas a participar de programas como estes, considerando sua experiência em tais países.



No Chile existe um programa conhecido como OPI – Oferta Programada de Inverno, no qual os consumidores podem aderir voluntariamente em troca de uma redução no pagamento da demanda contratada no período de um ano. Para tanto, entre abril e setembro, a Distribuidora pode solicitar reduções de demanda no horário de ponta por 2,5 horas, contanto que considere um aviso mínimo de 30 minutos de antecedência para patamares previamente acordados, limitados a 50 chamadas de redução por inverno.

No Uruguai, a regulamentação penaliza os consumidores com fator de potência inferior a 0,92, mas por outro lado bonifica os consumidores com fator de potência acima deste valor, sendo que a bonificação aumenta à medida que o fator de potência se aproxima de 1. Os descontos podem chegar a até 26% na parcela de demanda e 5% na parcela energia, sendo aplicáveis a todos os consumidores de média e alta tensão.

## **5 Aspectos Regulatórios de Implantação dos Programas de Resposta pela Demanda no Brasil**

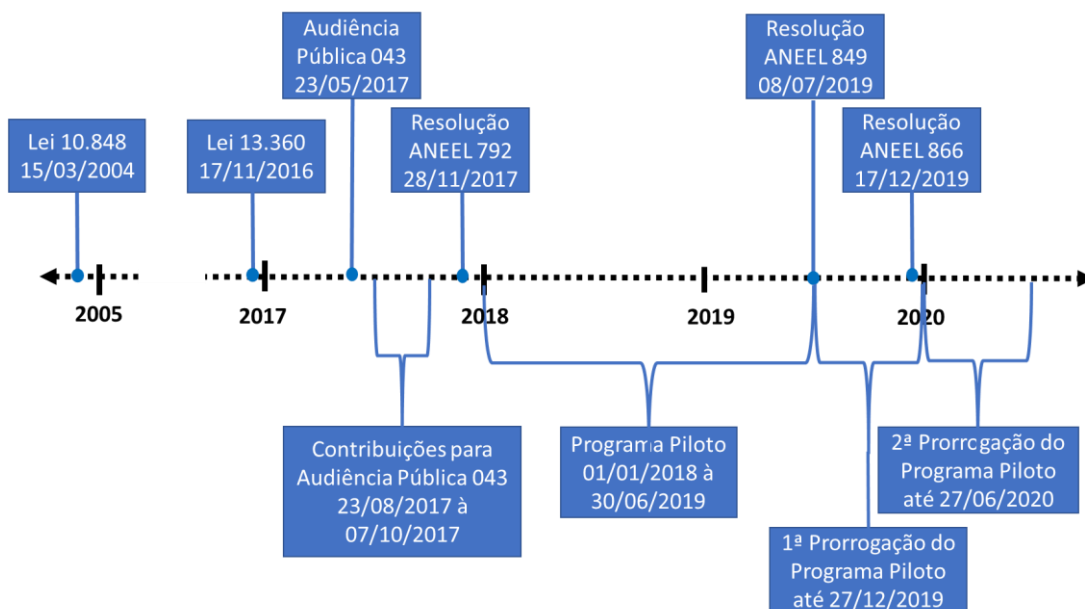
Neste capítulo será realizado um levantamento das possíveis mudanças regulatórias que seriam necessárias para a adoção dos mecanismos de RD propostos neste trabalho. Os comandos legais e regulatórios adequados deverão proporcionar a implantação dos programas de reação da demanda de forma ampla, permitindo a participação do consumidor em diferentes níveis de conexão, e assim contribuam para se alcançar eficiência econômica que resulte no fornecimento de uma energia elétrica confiável e segura a toda sociedade brasileira.

A regulação vigente foi modificada recentemente com o intuito de permitir a criação de um programa piloto de RD no Brasil, seguindo a tendência dos mais avançados mercados internacionais.

Importante ressaltar que a introdução de programas de RD no Brasil trata-se de um aprimoramento do mercado, e em nada se assemelha a uma política de racionamento de energia. A utilização deste mecanismo permite alocar adequadamente o sinal econômico para o lado do consumo e possibilita que o consumidor, de forma voluntária, tenha um papel mais ativo no setor elétrico, e, portanto, receba a devida remuneração pelo serviço prestado, proporcional à redução de sua carga nos referidos programas.

### **5.1 Regulação Vigente**

Ao avaliar a regulação do setor elétrico brasileiro sobre o tema, observa-se a existência de um arcabouço preliminar capaz de regulamentar programas de Resposta da Demanda desde 2004, por meio da Lei nº 10.848 [66], acrescentando-se a isto as mais recentes resoluções publicadas pela ANEEL que retratam o Programa Piloto de Resposta da Demanda, as quais serão apresentadas a seguir.



**Figura 28 – Linha do Tempo com os Principais Marcos Regulatórios**

Em 17/11/2016 foi publicada a Lei nº 13.360 [67], que modificou e acrescentou dispositivos na Lei nº 10.848, de 15/03/2004. O inciso I do § 4º do Artigo 1º da Lei nº 10.848/2004 foi alterado de modo a permitir que na operação do SIN, mais particularmente na otimização do uso dos recursos eletroenergéticos, fossem consideradas as condições técnicas e econômicas, tanto para despacho de usinas de geração de energia elétrica, como para despacho de cargas que se habilitem como interruptíveis:

*§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, serão considerados:*

*I - A otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis;*

Outro importante ponto a ser destacado foi a inclusão do § 10 no Artigo 1º da Lei nº 10.848/2004, o qual definiu que os esquemas de alívio de carga devem ser remunerados por meio de pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema:

*§ 10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros:*

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

Desta forma, as recentes alterações da legislação setorial estabeleceram diretrizes para que o ONS também considere o despacho de cargas que se habilitem como interruptíveis, quando da otimização do uso dos recursos eletroenergéticos.

Esta mudança permite, ao operador, incorporar em suas rotinas de otimização, seja na sua programação eletroenergética de médio prazo (Programa Mensal da Operação), seja na programação de curto prazo (Programação Diária da Operação), ou mesmo em tempo real, mecanismos de RD de consumidores devidamente habilitados a reduzir sua carga de forma voluntária.

No tocante à forma de remuneração desse tipo de serviço, como mencionado anteriormente, a Lei nº 10.848/2004 estabelece que os esquemas de alívio de carga devam ser pagos por meio do encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, ou seja, por meio do ESS.

Seguindo estes preceitos, a Diretoria da ANEEL deliberou a abertura da Audiência Pública 043/2017 com o objetivo de colher subsídios para a regulamentação do programa piloto de RD para consumidores industriais.

## **5.2 Programa Piloto de Resposta da Demanda**

O programa piloto proposto teve como objetivo testar o interesse e aferir o potencial dos consumidores em relação à sua participação na operação do sistema por meio da redução da sua carga. Esta iniciativa ampliaria as medidas operativas disponíveis para o ONS operar com segurança e confiabilidade o SIN.

Durante o período de vigência do programa seria possível analisar os reflexos dessas medidas na operação eletroenergética do SIN e captar as vantagens para os consumidores finais em relação à minimização do custo total da operação.

Como o Brasil ainda não contava com preço de curto prazo horário e até os dias de hoje, nem com uma tarifa final de granularidade horária, o programa de RD também tinha o objetivo de, frente à atual estrutura de preços e tarifas, promover os incentivos e sinais econômicos adequados para permitir a alteração do comportamento do consumidor em decorrência da racionalização dos recursos disponíveis.

Neste contexto, a criação de um programa piloto visava permitir que um consumidor modificasse a sua carga, fosse por razões econômicas em resposta aos preços de energia elétrica, mediante a algum incentivo financeiro externo à precificação de energia, ou ainda por razões emergenciais em caso de necessidade de aumentar a segurança na operação do sistema elétrico.

### **5.2.1 Motivação para o Programa Piloto**

Conforme mencionado anteriormente, de acordo com informações do ONS, a geração eólica é uma fonte de energia bastante representativa na região Nordeste, chegando a atender toda a carga da região em determinados dias.

Além disso, devido à natureza intermitente dessa fonte, nota-se uma grande oscilação em sua produção: a geração pode variar até 1.000 MW dentro de um intervalo de meia hora. Já as diferenças entre os montantes programados e verificados podem chegar a 2.000 MW para um mesmo dia.

Essa realidade, alinhada à escassez hídrica enfrentada pelas hidroelétricas da região NE na época, demandava do ONS o despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito, para atender à variação da carga ao longo do dia.

Considerando este cenário, no ano de 2017 foi aberta uma audiência pública pela ANEEL para a criação de um programa piloto de resposta da demanda, tendo entre os principais objetivos:

- Testar o interesse e aferir o potencial dos consumidores em relação à participação na operação do sistema por meio da redução/alívio da sua carga;
- Ampliar as medidas operativas disponíveis para o ONS operar com segurança e confiabilidade o SIN;
- Analisar os reflexos dessas medidas na operação eletroenergética do SIN;
- Induzir o aprendizado das instituições e empresas envolvidas, em especial em relação aos processos referente ao despacho, à redução da carga, à contabilização e liquidação do serviço prestado, bem como, identificar eventuais ajustes no arcabouço regulatório; e ainda
- Aferir as vantagens para os consumidores finais em relação à minimização do custo total da operação.

### **5.2.2 Regras propostas em Audiência Pública**

A proposta de norma colocada em Audiência Pública - AP 043/2017 [68] para o programa piloto de RD teve como principais diretrizes:

- Vigência do programa: 18 meses. Período que incorpora a produção de relatórios por parte do ONS e da CCEE com o objetivo de subsidiar estudos para implantação de um programa de RD no Brasil em caráter permanente;
- O piloto seria aberto para participação dos consumidores conectados à rede de supervisão do ONS e localizados nos subsistemas Norte e Nordeste;

- A formalização da entrada no programa seria através da assinatura de um CPSA – Contrato de Prestação de Serviços Ancilares;
- Mensalmente, o ONS deveria publicar o período dos dias da semana operativa com os horários em que houvesse despacho de redução da carga. Semanalmente, os consumidores habilitados deveriam entregar ao ONS suas ofertas de preço e quantidade para a semana operativa seguinte, e, diariamente, confirmar a quantidade ofertada por meio de nova declaração;
- Os produtos deveriam ser oferecidos em dois leilões: um (D-1) com aviso prévio para despacho no dia anterior à redução da carga, e outro (D-0) com aviso prévio dentro do mesmo dia da redução da carga. Todavia, o ONS deveria utilizar os produtos do D-0 somente quando as previsões de carga e de geração eólica do dia do despacho apresentassem desvios significativos em relação às previsões do dia anterior;
- Poderiam ser negociados 5 produtos, todos com volume padrão de 1 MWmédio, mas com no mínimo de 5 MWmédios. A duração da redução da demanda deveria variar conforme o produto: 1h, 2h, 3h, 4h e 7h;
- O operador deveria preparar duas Programações Diárias de Produção – PDPs: uma PDP contendo apenas os despachos de usinas, da mesma forma que ocorre atualmente; e a outra PDP considerando também as ofertas dos consumidores industriais no âmbito do programa de Resposta da Demanda;
- Com base na análise dessas PDPs, o ONS deveria efetuar os despachos de redução da demanda sempre que o custo total da operação com as ofertas vencedoras do programa de RD fosse inferior a 90% do custo total da operação com despacho termelétrico fora da ordem de mérito;
- Penalidade: a exclusão do consumidor quando ele descumprisse três comandos de despacho para redução da demanda ao longo da vigência do programa;

- **Baseline:** redução da carga em relação à linha base do consumidor. Mensalmente, a CCEE deveria aferir em base horária a diferença entre o consumo verificado durante o atendimento ao programa de RD e a média horária das medições registradas no mesmo dia da semana, considerando as 10 semanas anteriores em que ocorreu o despacho de redução da carga, excluindo as medições dos dias em que houvesse participação do consumidor no programa;
- **Remuneração:** A redução da demanda, em atendimento ao programa de Resposta da Demanda, seria valorada pela diferença entre o preço da última oferta vencedora e o PLD;
- A contabilização e a liquidação seriam realizadas pela CCEE por meio de Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC, sendo que o serviço prestado seria remunerado por meio de ESS, a ser rateado pelos agentes que suportariam os custos dos despachos fora da ordem de mérito, substituídos pela redução de carga proporcionada pelo programa piloto de Resposta da Demanda;
- O ONS e a CCEE deveriam elaborar, respectivamente, rotina operacional provisória, e regras e procedimentos provisórios, a serem publicados em área de livre acesso dos seus sítios eletrônicos.

### 5.2.3 Avaliação dos impactos aos agentes

Nesta seção serão avaliados os impactos causados pela introdução de mecanismos de RD no Brasil para os mais diversos tipos de agentes. Ressalta-se que as informações e dados foram apurados por meio das contribuições da Audiência Pública 043/2017 [68].

#### a) Instituições do Setor Elétrico



O ONS se apresenta como um dos fomentadores desta iniciativa, pois entende que o mercado brasileiro está maduro para a implantação de mecanismos de Resposta da Demanda. Além disso, o operador vê oportunidade na participação ativa da demanda na reserva do sistema, para fazer frente ao crescimento de geração intermitente, em especial da geração eólica.

A CCEE entende que a RD poderá proporcionar redução do desembolso referente ao custo variável de operação das térmicas, e que poderá haver também redução do risco de déficit ou elevação da confiabilidade para aquelas cargas que não têm como responder ao preço, mas que são beneficiadas com o corte voluntário de algumas cargas seletivas.

No decorrer da audiência pública, a CCEE se manifestou no sentido de que não deve haver priorização da liquidação segregada para o pagamento de Encargo de Serviço do Sistema - ESS aos consumidores participantes do programa piloto, uma preocupação apresentada pelos consumidores, uma vez que atualmente o rateio da inadimplência da liquidação financeira da CCEE, motivada por liminares, implicam em atrasos no recebimento de seus créditos. Outra questão levantada pela CCEE foi a inclusão de um parágrafo visando deixar claro que durante o programa piloto de Resposta da Demanda, a oferta de redução de consumo não seria considerada na formação do PLD.

A EPE declarou que acompanhava de perto o desenvolvimento do tema e neste momento por se tratar de um piloto, o programa de Resposta da Demanda, ora proposto, não deveria ser incorporado no seu planejamento de médio e longo prazo. Entretanto, seguiria acompanhando as discussões e os resultados do programa, tendo em vista que a RD seria um potencial mecanismo capaz para extrair informações relevantes para o planejamento setorial.

Na visão do Ministério de Minas e Energia (MME), o programa piloto poderia ser regulamentado apenas por meio de resolução da ANEEL, não demandando, portanto, novos dispositivos em leis e decretos.

Foi observado que a Lei nº 13.360/2016, que alterou a Lei nº 10.848/2004, incluiu no processo de otimização da operação do SIN, além dos despachos de usinas, o despacho de cargas que se habilitem como interruptíveis (inciso I do § 4º do art. 1º).

Por sua vez, a ANEEL, que tem como função, regulamentar o tema, entendia que a operação do sistema elétrico com a RD deveria apresentar um custo total menor do que o atual custo total de operação do sistema. Portanto, o despacho da carga deveria ser acionado em substituição aos despachos fora da ordem de mérito, tanto por segurança energética, quanto por razão elétrica, nos termos do inciso I do § 10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004. Ademais, o ressarcimento da redução da carga no âmbito do programa piloto, em atendimento ao disposto no inciso IV do § 10 do art. 1º da Lei nº 10.848/2004, deveria ocorrer por meio de pagamento de encargo para cobertura de custos dos sistemas.

#### b) Consumidores

Os consumidores, que nos termos do programa piloto, passariam a ter participação ativa na operação do sistema, na medida em que alterassem seu perfil de carga voluntariamente, a fim de readequar sua demanda de energia, proporcionariam a redução dos requisitos de oferta de fontes marginais. Em sua visão esses mecanismos permitem a operação do sistema com maior flexibilidade, possibilitam redução do custo global de atendimento, por reduzir despacho de usinas termelétricas a combustível fóssil, e conseqüentemente ensejam a diminuição da emissão de gases de efeito estufa.

Ainda sob o aspecto do consumidor, acrescenta-se o fato de que, caso o mecanismo fosse considerado na formação de preço, propiciaria a redução da volatilidade dos preços do Mercado de Curto Prazo (MCP) e fomentaria maior competitividade para a indústria, possibilitando mais investimentos e geração de empregos.

Além dos benefícios citados anteriormente, a ABRACE entendeu que o programa de RD poderia contribuir com os desafios atuais do SEB, pelos motivos citados abaixo:

- CVU intermitente: Pleito das usinas térmicas na Consulta Pública 14/2016, devido a recorrentes acionamentos para abastecimento da carga, alegavam a necessidade de CVU diferenciado para acionamento frequente, a fim de cobrir custos extras causados por esse tipo de operação. O programa, ora proposto, poderia reduzir o acionamento dessas usinas, e conseqüentemente diminuir a necessidade de acionamento frequente, bem como a redução de revisão do CVU, que potencialmente aumentaria o custo global do sistema.
- Alocação de Exposições Residuais: Na Consulta Pública 01/2017, os Produtores Independentes de Energia pleitearam a exclusão da exposição residual decorrente da diferença de PLD entre os submercados. Como parte desta diferença é causada pela redução do limite de intercâmbio entre os subsistemas Sudeste e Nordeste para disponibilizar capacidade de transmissão, devido à necessidade de compensação das variações de geração eólica no Nordeste, a introdução do programa de Resposta da Demanda, que permitiria reduzir o consumo no tempo real, poderia flexibilizar a restrição de intercâmbio inter-regionais, aumentando a probabilidade de equalização do PLD.
- Disponibilidade de reserva operativa: Atualmente o SIN está frequentemente com reserva operativa abaixo do considerado seguro para operar o sistema. Esta condição dificulta manobras operativas que possibilitam manter o equilíbrio entre geração e consumo, minimizando o risco de blecautes. O programa de RD permitiria mais disponibilidade de geração para formação de reserva operativa, contribuindo para maior confiabilidade do sistema.
- Redução do despacho fora da ordem de mérito: Este tipo de despacho acarreta distorções e agrega imprevisibilidade no sinal de preço, condição que poderia ser alterada com o mecanismo sugerido pelo programa piloto, que seria capaz de

suavizar picos de demanda, e, portanto, minimizar a necessidade deste tipo de despacho, permitindo redução do custo total de operação.

- Redução de encargos: A RD tem como princípio a otimização dos custos do sistema, pois o resultado da operação com este mecanismo deve ser competitivo até mesmo pela diminuição dos custos incorridos pelo despacho por mérito de térmicas com CVU acima do PLD teto.

### c) Comercializadores

Durante o processo de audiência pública os comercializadores manifestaram seu ponto de vista através da ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica. O entendimento da categoria é que havia espaço para a construção de um modelo de RD e que este poderia trazer benefícios tanto para a confiabilidade do sistema elétrico, como para redução de custos de despacho.



Figura 29 – Comercializador Agregador [69]

A Figura 29 acima, demonstra como um agregador de cargas tornaria possível a participação de um número maior de consumidores, que na visão da ABRACEEL, poderia também abranger os regulados, uma vez que toda operacionalização seria feita com base nos dados deste agregador participante da CCEE. Desta forma, as restrições de participação deveriam se ater a parâmetros técnicos e não a parâmetros comerciais, como é o fato da escolha do ambiente de negociação de energia.

O modelo de agregação de cargas sugerido é utilizado há vários anos nos mercados maduros de energia, com a atuação de empresas como a Energy Pool (Europa) e MP2 Energy (Estados Unidos), entre outras que atuam no mercado, oferecendo os serviços de reação da demanda de forma agregada aos operadores do sistema.

A ABRACEEL mencionou uma colocação do MIT em *The Value of Aggregators in Electricity Systems*, “a agregação pode criar um valor fundamental através da capitalização das economias de escala e do escopo e pela mitigação da incerteza.”

Neste contexto, a ABRACEEL propôs que também pudessem ser habilitados a participar do programa piloto, os agentes comercializadores integrantes da CCEE, na função de agregadores de cargas de consumidores livres e cativos conectados à rede de supervisão do ONS, que estivessem localizados nos subsistemas Norte e Nordeste.

#### d) Autoprodutores

Os autoprodutores representados pela ABIAPE – Associação Brasileira dos Autoprodutores de Energia, consideraram que a iniciativa de promover a introdução de programas de RD seria um marco importante na continuidade do desenvolvimento do mercado de energia, trazendo maior competitividade e liberdade.

Enfatizaram ainda, que em sua Nota Técnica, a ANEEL evoca com transparência a motivação da execução do programa, propondo a redução do consumo, a fim de substituir o despacho termelétrico fora da ordem de mérito, de modo a obter resultados mais vantajosos, tanto para a confiabilidade do sistema elétrico, como para a modicidade de custos para os consumidores finais. Na mesma Nota Técnica foi apresentada a intenção de mitigar variações da geração eólica, o que incentivaria sua expansão. Tal avanço, típico de mercados de energia maduros, promoveria benefícios diversos tais como, as reduções de restrições elétricas do sistema e de custos de encargo.

A ABIAPE destacou que, dado o objetivo de substituição de geração termelétrica fora da ordem de mérito, o programa consistia em um mecanismo extramercado de curto prazo. Assim, o programa piloto não deveria interferir no processo de formação de preço no SIN. Adicionalmente mencionou que seria natural almejar mecanismos de RD ainda mais efetivos, com a consideração de sua elasticidade na formação de preço do Mercado de Curto Prazo.

#### e) Geradores

O principal impacto resultante da introdução de programas de RD foi ressaltado pela ABRAGE – Associação Brasileira dos Geradores de Energia, ao citar o Artigo 1º da minuta de resolução proposta na Audiência Pública 043/2017, transcrito abaixo, que a seu modo de ver, evidenciava que esse novo mecanismo produziria efeito idêntico ao da Geração fora da ordem de Mérito - GFOM, deslocando a geração hidrelétrica.

*“Art. 1º....*

*§ 10. As regras de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços auxiliares, prestados aos usuários do SIN, que compreenderão, entre outros:*

*I - A geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado ou por razões de segurança energética, a ser alocada nos consumidores com possibilidade de diferenciação entre os submercados;*

.....

*V - o deslocamento da geração hidroelétrica de que trata o art. 2º da Lei no 13.203, de 8 de dezembro de 2015.” Verificar recuo*

A ABRAGE ressaltou também, que na Lei 13.360/2016 foi estabelecido que deveriam ser definidos, pela ANEEL, a valoração e o montante elegível da geração hidrelétrica, decorrente de geração termelétrica que excedesse aquela por ordem de mérito para ressarcimento aos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Neste sentido seria necessário que a regulação em discussão previsse o despacho da carga como componente do montante elegível mencionado na referida Lei.

Conclui-se, portanto, que, na época da publicação da referida Lei, não havia qualquer mecanismo de RD, não cabendo a sua previsão legal. Porém, tendo em vista que o despacho de carga viria em substituição da geração termelétrica fora da ordem de mérito e que ambas as medidas tinham como objetivo a garantia da segurança eletroenergética, ficou evidente que, para efeitos do cômputo do deslocamento hidrelétrico, essa redução de demanda deveria ser considerada como deslocamento.

Neste sentido, a ABRAGE solicitou que a ANEEL estabelecesse, já neste novo regramento, a previsão de ressarcimento aos geradores hidrelétricos, via pagamento de ESS por Segurança Energética, conforme comando legal dado pelas Leis 10.848/2004 e 13.360/2016, com o objetivo de ressarcir os agentes geradores do MRE pela energia deslocada na operação do sistema, considerando o mecanismo de RD.

A ABRAGEL e a APINE manifestaram-se na mesma linha, de forma a incentivar e defender ações que resultassem na redução do custo de operação do SIN, especialmente aquelas relacionadas ao despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito. Pontuaram que a implantação desse mecanismo de resposta à demanda possibilitaria que os consumidores indicassem o real custo do não fornecimento de energia elétrica, o que poderia servir de subsídio para o estabelecimento do custo de déficit a ser utilizado nos modelos computacionais de programação energética.

Desta forma, pode-se notar que desde os agentes institucionais do setor elétrico brasileiro, passando pelos consumidores e comercializadores de energia, todos são favoráveis à adoção da resposta da demanda como um mecanismo que possa trazer mais competitividade ao setor. Até mesmo, as associações do lado da geração não se mostraram contrárias ao tema, apenas reivindicam possíveis impactos da introdução deste mecanismo em seus negócios.



## 6 Propostas de Programas de Resposta da Demanda

A partir das necessidades levantadas na operação do SIN e das experiências internacionais, esta etapa propõe uma análise dos programas internacionais de forma a traduzi-los para serem empregados à realidade brasileira, apresentando propostas de programas de resposta pela demanda baseados não somente em preços, mas também em incentivos financeiros, desde que tenham como finalidade principal a segurança energética do sistema e a consequente redução do custo total de operação.

### 6.1 Experiência Brasileira

Em relação à experiência brasileira com RD, pode-se citar programas baseados em tarifas como as modalidades tarifárias azul e verde para consumidores em alta tensão, as bandeiras tarifárias para os consumidores em baixa tensão e a tarifa branca opcional para consumidores em baixa tensão a partir de 2018.

Além dos programas tarifários atualmente vigentes no Brasil, algumas propostas foram apresentadas como a de Souza [31] em 2010 quando utilizou os modelos matemáticos de formação do preço de energia elétrica Newave e Decomp para avaliar o impacto da Oferta de Redução de Carga (ORC).

A ORC é um programa de RD baseado em incentivo financeiro, geralmente oferecido a grandes consumidores de energia elétrica, que ofertam diminuição de sua carga com base nos preços do mercado atacadista. Dentre os principais benefícios identificados destacam-se:

- Equilíbrio do sistema elétrico, dando flexibilidade ao Operador;
- Postergação da necessidade de expansão da oferta e da rede elétrica;
- Melhoria da confiabilidade do sistema;
- Redução dos custos de operação e expansão do sistema;
- Redução dos custos de produção de energia;

- Aumento da segurança de abastecimento energético pela redução da carga;
- Redução da dependência de importação de combustíveis fósseis (ex: gás natural, derivados de petróleo);
- Redução da taxa de elevação de emissão de gases de efeito estufa, devido à diminuição da necessidade de geração de energia elétrica a partir de fontes fósseis;
- Redução do CMO e do PLD; e
- Redução do poder econômico de agentes geradores e comercializadores na formação de preços de curto prazo.

Em 2017, Soares [36], em seu trabalho, apresentou uma proposta que estimularia grandes consumidores, tais como produtores de alumínio primário, indústria petroquímica, produtores de aço e indústria de gases industriais a participarem de um mecanismo de RD. O trabalho avalia o potencial de resposta no setor industrial e sua influência na formação dos preços no mercado de energia elétrica de curto prazo, aplicando-se o estudo a grandes consumidores denominados energo e eletrointensivos.

A incorporação da ORC ao sistema foi representada por meio da introdução de blocos de usinas termelétricas virtuais com potência de 800 MW e com diferentes preços de disposição para redução de carga (R\$/MWh) em cada cenário (referência e conservador).

Dentre os resultados obtidos, destaca-se que a incorporação da ORC reduziu de forma significativa os picos de preços, o CMO máximo verificado na simulação, para comparar com o valor de R\$ 505,60/MWh na versão sem a ORC, foi de R\$ 244,34/MWh no cenário de referência e R\$ 424,67/MWh no cenário conservador. Houve também uma maior concentração de preços em faixas mais baixas, resultado do acionamento da RVC em substituição ao despacho de termelétricas com custos variáveis particularmente elevados.

A Figura 30 a seguir, apresenta a curva de redução do CMO do sistema em função da Redução Voluntária de Carga para o cenário de referência.

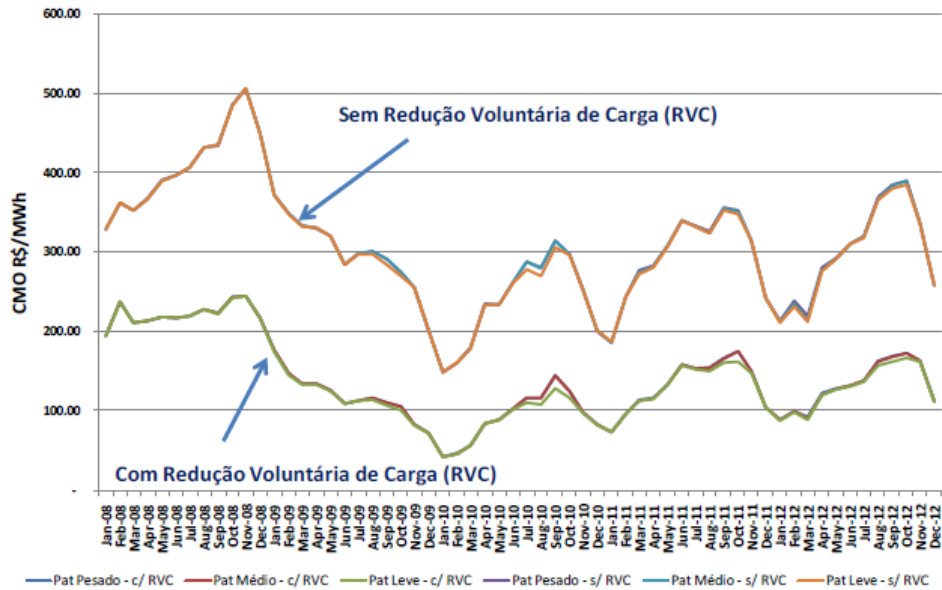


Figura 30 – Impacto da RD sobre o CMO – Cenário de Referência [36]

A Figura 31 abaixo, apresenta a curva de redução do CMO do sistema em função da Redução Voluntária de Carga para o cenário conservador.

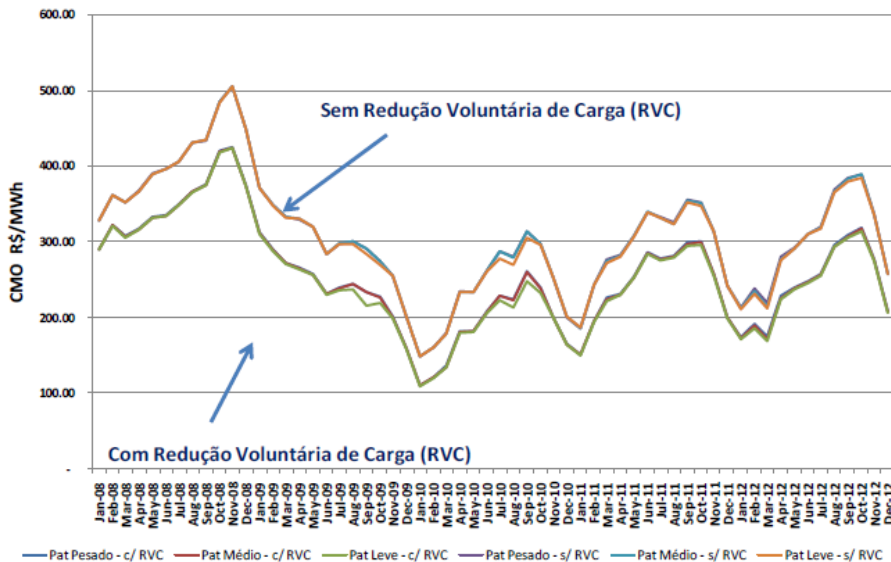


Figura 31 – Impacto da RD sobre o CMO – Cenário Conservador [36]

Uma análise das Figuras 30 e 31 permite observar o benefício econômico que a RD, através da Redução Voluntária de Carga, gera para todo o sistema elétrico. O mecanismo de ORC possibilita a participação de RD no processo de formação dos preços de curto prazo, com a redução da volatilidade e mitigação de picos de preços. Propicia, ainda, o aumento do nível de competição e diminuição do poder de mercado dos geradores.

Dentre as propostas discutidas para viabilizar a participação da Indústria Brasileira em uma Metodologia de Redução de Carga, estão:

- Adesão voluntária;
- Montante a ser reduzido deve ser definido pela unidade consumidora UC;
- O preço pode ser definido tanto pelo Operador, e neste caso a UC decide se participa ou não, quanto pela UC neste caso o operador decidirá qual recurso é mais vantajoso para o sistema;
- Criação de diversos produtos de RD, a partir dos seguintes parâmetros: necessidade do Operador do Sistema; antecedência do aviso de ocorrência do evento; duração do evento; objetivo de redução do custo de operação do sistema.

Conforme já citado anteriormente, o programa piloto de resposta da demanda, instituído pela Resolução Normativa ANEEL 792 [37], de 28 de novembro de 2017, que abrangeu apenas os subsistemas Norte e Nordeste, teve o intuito de avaliar a inclusão do processo de RD como instrumento de operação do sistema elétrico brasileiro, propiciando condições de substituição de geração termelétrica fora da ordem de mérito por redução de consumo, mediante compensação financeira.

Entre as exigências para a participação no programa piloto está a regra de que os consumidores candidatos a participar deviam estar conectados à rede de supervisão do operador, podendo estar reunidos sob a figura de um agregador para resposta da demanda, desde que individualmente cumpram tal exigência.

Desta forma, o participante poderia celebrar um Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) temporário relativo ao programa.

Outra característica importante do programa piloto era a definição da linha base de consumo para aferir o montante de redução de consumo ofertado pelos participantes, sendo esta composta por duas etapas. Na primeira etapa, a linha base é calculada para a primeira semana do mês corrente, sendo que a mesma devia ser formada pela média aritmética do consumo horário dos últimos dez dias, excluindo feriados nacionais, do mesmo dia da semana. A partir desta, eram então definidas as bandas de tolerância de consumo superior e inferior calculadas, aplicando, respectivamente, um fator de 110% e 90% sobre os valores da primeira linha base.

Na segunda etapa, novas linhas base eram calculadas a partir da linha base anterior para as semanas seguintes considerando os últimos cinco dados de medição típicos mais próximos, ou seja, que possuíam valor dentro das bandas definidas pela linha base anterior. Dessa forma, objetiva-se eliminar dias de consumo atípicos, como feriados municipais, férias, manutenção, dentre outros. Segundo a regra proposta, o participante tinha um período de três horas para atingir sua oferta de redução a partir do consumo típico. Caso essa regra fosse descumprida e fosse constatada atipicidade no consumo do dia da oferta, o participante não teria direito a receber pela redução de carga.

Os produtos eram definidos conforme grade horária para despacho de resposta da demanda informada mensalmente pelo ONS, sendo assim os participantes do programa poderiam realizar ofertas com diferentes volumes horários, e conforme dois tipos de aviso prévio de despacho, a saber:

- D-0: com ordem de despacho realizada até as 9h00 do dia da redução ofertada; ou
- D-1: com ordem de despacho até as 18h00 do dia anterior à redução ofertada.

Desta forma, o ONS efetuará os despachos das ofertas vencedoras do programa observando os requisitos necessários para atendimento ao Programa Diário de Produção (PDP), sempre que o custo de operação com as ofertas de resposta da demanda fosse inferior ao custo de operação com despacho termelétrico fora da ordem de mérito.

A penalidade em caso de não cumprimento de redução de demanda ofertada, conforme sua linha base de consumo, por 3 vezes no mesmo mês, resultaria na exclusão da participação no programa.

A redução da demanda, em atendimento ao programa de RD, seria valorada pela diferença entre o preço da última oferta vencedora e o PLD. A contabilização e a liquidação seriam realizadas pela CCEE por meio de Mecanismo Auxiliar de Cálculo (MAC) e o serviço prestado seria remunerado por meio de Encargo de Serviço de Sistema (ESS), a ser rateado pelos agentes que suportariam os custos dos despachos fora da ordem de mérito substituídos pela RD. Ficou estabelecido que o ONS deveria, após acordado com a CCEE, elaborar relatório mensal com as informações necessárias para permitir o pagamento aos participantes do programa.

De acordo com o 1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda [69], publicado pela CCEE e pelo ONS em dezembro de 2018, observa-se que no período de junho/2018 a outubro/2018 foram realizadas 15 (quinze) ofertas semanais de redução. Todas foram de redução de 10 MW no produto de 4 horas.

O relatório ressalta ainda que a partir de junho, mês de início do envio de ofertas por parte do consumidor, a probabilidade de utilização deste recurso foi baixa, devido ao melhor desempenho da geração eólica na região Nordeste, esperado nos meses de maio a outubro. No final do mês de outubro, em função da redução da geração eólica na região Nordeste, e da consequente necessidade de se despachar usinas térmicas na região, adicionalmente à ordem de mérito, houve a possibilidade de programar a redução de demanda.

Porém, não houve, neste período, confirmação diária da oferta por parte dos consumidores, na etapa de Programação Diária do ONS.

Em junho de 2019, a CCEE e ONS elaboram o 2º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda [70], no qual apresentaram os resultados obtidos no segundo semestre de implantação do programa em que foi realizado o primeiro despacho do ONS para redução de demanda no âmbito do programa. O referido relatório trouxe, dentre suas conclusões, propostas de aprimoramentos em relação a linha base para que pudesse haver maior aderência entre o histórico e a tendência de consumo.

Destaca-se que dentre os principais pontos que podem ter contribuído para a baixa adesão ao programa, está a falta de liquidez apresentada no Mercado de Curto Prazo, decorrente do processo de judicialização do *Generation Scaling Factor* - GSF, pela qual os agentes credores no mercado não receberam seus direitos financeiros em função de decisões judiciais liminares que eximiram os devedores de honrarem seus compromissos, inexistindo assim recursos financeiros suficientes para efetuar os devidos pagamentos na liquidação.

Outro ponto importante, diz respeito às condições impostas pelo programa para a participação dos consumidores, pois eles devem estar localizados nos subsistemas Norte ou Nordeste e estar conectados na rede de supervisão do ONS. Estas condições reduziram bastante a possibilidade de outros consumidores interessados em participar, uma vez que os subsistemas selecionados apresentam um volume pequeno de carga sob supervisão do operador.

Apesar da permissão para agregadores de carga participarem, representando consumidores, os requisitos individuais propostos para a participação de cada unidade consumidora deveriam ser respeitados da mesma forma pelo agregador, o que resultou na inexistência de participantes desta categoria com poder de auxiliar as cargas facilitando a sua adesão ao programa piloto.

Decorrido o primeiro ano de vigência do programa piloto de Resposta da Demanda, constatou-se a baixa adesão e então, a ANEEL aprovou a prorrogação por mais um ano visando proporcionar mais tempo para que ela pudesse avaliar melhor as sugestões de agentes quanto ao aprimoramento do programa.

A ANEEL, na nota técnica [38] avaliou que a experiência adquirida ao longo do primeiro ano de operacionalização do programa piloto permitiu identificar os seguintes pontos de aprimoramento:

- a) Flexibilização do requisito de conexão à rede de supervisão do ONS, para ampliar os elegíveis a participar do programa;
- b) Permissão para a participação de consumidores de todos os submercados do SIN, para ampliar o rol de elegíveis;
- c) Possibilidade de o agregador de cargas dos consumidores representá-los para fins de contabilização e liquidação na CCEE;
- d) Oferta de duas opções de método de cálculo da linha base do consumidor;
- e) Exclusão da rampa de retomada do consumo após a entrega do produto;
- f) Inclusão de produto com pagamento fixo pela sua disponibilidade;
- g) Junção das ofertas da Resposta da Demanda (REN 792/2017) e das ofertas térmicas com vistas à manutenção da reserva de potência operativa (REN 822/2018).

Contribuindo para este debate, a EPE, por meio da Nota Técnica Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético [41] faz uma análise dos principais programas de resposta da demanda já realizados no mundo, focando nos produtos ofertados, e apresenta os principais aspectos a serem considerados sobre o papel da RD no planejamento da expansão de médio e longo prazo. Neste documento, a EPE enfatiza que a consideração da resposta da demanda torna-se uma ferramenta importante para efficientização e evolução do sistema elétrico.



A abordagem da EPE nos estudos de longo prazo, menciona que a modelagem da RD pode ser feita de duas formas. Sendo uma a denominada modelagem exógena, em que os impactos calculados são abatidos da projeção de carga, o que facilita a implementação, mas por outro lado traz resultados mais limitados que não refletem o ótimo sistêmico. No entanto, a EPE acredita que a modelagem, denominada endógena, permite que o portfólio de RD concorra efetivamente com outros recursos do lado da oferta, buscando a minimização do custo total de atendimento da demanda. Assim sendo, a partir do PDE 2030 a modelagem endógena da RD passa a ser adotada nos cenários de estudo do plano decenal.

## 6.2 Proposta 1: Serviços Ancilares

O desenvolvimento de um mercado de serviços ancilares deve remunerar, de forma transparente e adequada, diversos serviços prestados pelos agentes, que são responsáveis por garantir a confiabilidade do sistema de energia no curto prazo, especialmente durante períodos de forte demanda ou emergências do sistema. É importante salientar que a proposta de RD aqui apresentada não altera a regulação vigente no SEB, pois está associada à prestação de serviços ancilares sem a necessidade da criação de um mercado específico.

### 6.2.1 Oferta de Serviços Ancilares pela Carga

Nos Procedimentos de Rede do ONS [71], mais precisamente no submódulo 20.1, encontra-se a definição de serviços ancilares, a saber: *“serviços suplementares aos prestados pelos agentes de geração e de distribuição, conforme regulamentação pertinente, que compreendem os controles primário e secundário de frequência das unidades geradoras, e suas respectivas reservas de potência; a reserva de prontidão; o suporte de reativos, o sistemas especial de proteção - SEP e o autorrestabelecimento (black start) de unidades geradoras.”*

A proposta de um programa de resposta da demanda neste âmbito é apresentada aqui tendo como foco a crescente necessidade de reserva operativa sistêmica, fato este que representa um grande desafio para a operação do sistema, especialmente quando a demanda é alta e há intermitência na geração renovável. Neste contexto, a Reserva de Potência Operativa - RPO é definida como a parcela de geração utilizada pelo operador do sistema na realização do controle de frequência, com a finalidade de compensar desequilíbrios de carga e a geração em curtos espaços de tempo.

O crescimento da produção de energia eólica e solar no parque gerador brasileiro, em conjunto com a falta de expansão de novas hidroelétricas com grandes reservatórios, além das evidências na degradação do lastro das atuais fontes despacháveis, trazem desafios operativos devido às características de variabilidade e intermitência na produção de energia elétrica. Desta forma, por se tratar de um conjunto de oferta não despachável, é necessária uma contrapartida que garanta a segurança e estabilidade de fornecimento de energia ao SIN. A contrapartida definida pelo ONS foi a criação de uma parcela adicional de RPO para mitigar a evolução da intermitência no SIN.

Em 2018, a ANEEL publicou a Resolução Normativa 822 [54] na qual estabeleceu o tratamento regulatório do Serviço Ancilar de despacho complementar para manutenção da Reserva de Potência Operativa - RPO. No Brasil, as usinas termoelétricas são utilizadas como reserva operacional para assegurar a disponibilidade horária de demanda devido à falta de unidades geradoras disponíveis de usinas hidrelétricas para atender a demanda em qualquer momento.

Desta forma, o ONS pode realizar o despacho complementar de unidades geradoras de usinas térmicas - UTEs visando preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do Controle de Automático de Geração - CAG em qualquer subsistema, sendo que estas UTEs podem ofertar preços até 30% superiores ao valor mais recente de seu CVU.

O custo adicional é pago pelos consumidores por meio da parcela de Encargos do Serviço do Sistema por Serviço Ancilar.

Uma vez que a formação de RPO é necessária, torna-se fundamental ter o cuidado de definir os custos associados a essa nova parcela em face ao crescimento da geração intermitente. Até o presente momento, apenas térmicas são despachadas para tal finalidade, sendo que existem outras opções a serem consideradas, pois a formação de RPO pode ser obtida tanto pela redução da carga, quanto pelo aumento da geração. Dessa forma, propõe-se aqui um programa de RD que permita a participação de diversas cargas do sistema, desde que estas possam contribuir com um menor custo global de operação.

A participação no programa proposto será remunerada como prestação de serviço ancilar, em função do produto, e, portanto, os participantes deverão celebrar Contrato de Prestação de Serviço Ancilar – CPSA.

#### 6.2.2 Programa de Oferta de Serviços Ancilares

A partir das experiências internacionais, no tocante à participação da carga em mercados nos quais os consumidores prestam serviços ancilares, formatou-se uma proposta de programa de RD, que tem por objetivo mitigar custos através da participação do lado carga na qualidade de ofertantes de serviços ancilares.

Nesta proposta, deverá ser realizado um leilão anual para a contratação de um produto RD, tendo como base para avaliação do montante a ser contratado o uso histórico de geração térmica fora de mérito, conjugado com a projeção de despacho para o ano em questão de acordo com a visão de planejamento, de forma a, também, nortear o preço teto do leilão, tendo como base o custo evitado de despacho fora de mérito. O leilão deverá ser de preço decrescente, de forma a atender à necessidade pelo menor custo aceito pelos participantes que atenderem à quantidade alvo.

Desta forma, o programa tem como principal característica o pagamento fixo por disponibilidade de redução de carga, definido através de um leilão anual de acordo com as necessidades sistêmicas apontadas pelo ONS neste horizonte de planejamento. Neste leilão, os participantes ofertarão um preço em R\$/MW, para contratação da disponibilidade relativa à sua capacidade em prover a RD. Além da receita fixa, os participantes que forem bem-sucedidos no leilão anual receberão também uma receita variável, de acordo com a duração da redução de carga. Uma vez que o participante tenha sua oferta aceita no leilão anual, este estará obrigado a executar reduções de carga em minutos após o recebimento da ordem de despacho, sujeito à penalidade por descumprimento do comando de acionamento. Além disso, devem ser considerados:

- a) Tempo entre o aviso do despacho e o início da entrega do produto;
- b) Duração do produto;
- c) Número máximo de acionamentos do produto;
- d) Montante reduzido em relação à linha de base, tendo como referência os últimos dias sem despacho;
- e) Caso o participante não seja despachado deverá se submeter a teste para confirmar sua capacidade de resposta;
- f) Período Máximo de dias por ano de declaração de indisponibilidade.

### 6.2.3 Simulação do Programa de Serviços Ancilares

O incremento da penetração de fontes renováveis de potência variável e sujeitas a fatores de imprevisibilidade, como a geração eólica na região Nordeste, impõe desafios à operação do SIN e, neste contexto, a avaliação probabilística de confiabilidade se apresenta como uma ferramenta para mensurar a contribuição de recursos como o redespacho de UTEs para a melhoria dos índices de confiabilidade.

Assim sendo, nesta sessão será realizada uma simulação dos impactos considerando a introdução do lado carga como ofertante de serviços ancilares na região Nordeste, através de uma análise de confiabilidade sob enfoque probabilístico, considerando a RD de consumidores industriais, modelada como unidades termelétricas virtuais (UTVs) com redespacho sob contingência, onde serão comparadas duas situações:

- Termelétricas virtuais inativas, ou seja, sem atuação da resposta da demanda; e
- Termelétricas virtuais ativas, ou seja, com atuação da resposta da demanda.

Os dados utilizados para a elaboração do modelo de simulação são da Base de Dados de Fluxo de Potência do Plano Decenal 2029, elaborado pela EPE e disponibilizados em 23/03/2020. Para a realização das simulações, foram utilizados o Programa de Análise de Redes (ANAREDE versão 11.3.2) e o Programa de Análise de Confiabilidade Composta (NH2 versão 11.1.4), ambos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). As alterações realizadas no modelo, para a realização dos estudos de caso deste relatório, serão apresentadas na descrição das metodologias empregadas.

Diante do exposto, nesta seção serão realizadas simulações do programa proposto de oferta de Serviços Ancilares, capazes de auxiliar na mitigação dos problemas causados pelas fontes intermitentes de geração de energia, objetivando ainda avaliar a confiabilidade do SIN, e considerando um caso base e um cenário alternativo onde a RD é representada por UTVs redespacháveis.

### 6.2.3.1 Metodologia

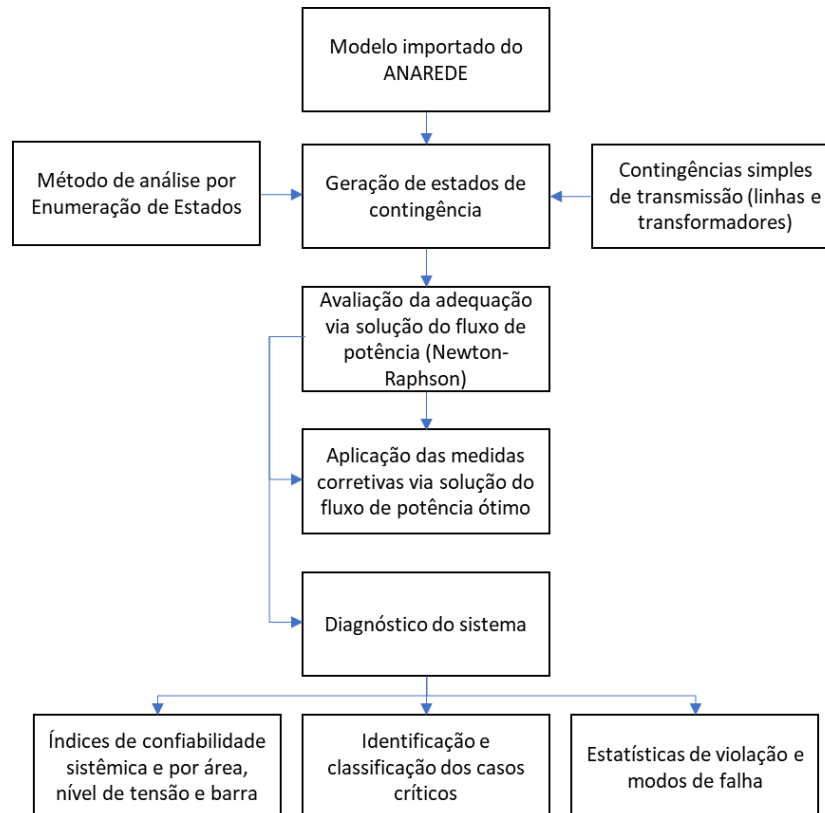
Segundo Morozowski, Schilling e Ramos [72], o tratamento probabilístico da confiabilidade do sistema elétrico brasileiro se baseia em diversos métodos e modelos computacionais possibilitando avaliações da capacidade de suprimento do SIN em cenários de demanda máxima, que podem caracterizar problemas de atendimento à ponta em determinados subsistemas. Desta forma, a maior vulnerabilidade do sistema com o incremento da geração intermitente implica na necessidade de diagnosticar e mitigar perturbações de curto prazo, garantindo o suprimento adequado de energia elétrica.

Neste contexto, a avaliação do potencial da resposta da demanda, principalmente de grandes consumidores, como uma forma de melhorar a confiabilidade no SIN, torna-se de particular interesse, dada a possibilidade de dispor do despacho de usinas virtuais localizadas em barras de carga como um recurso adicional para o operador do sistema, representando a disposição a não consumir em troca do incentivo econômico. A metodologia é aplicada a estudos de caso, realizados através de simulações computacionais, tendo como ferramentas os modelos ANAREDE e NH2 desenvolvidos pelo CEPEL.

O programa NH2 permite a análise preditiva sistêmica de geração e transmissão de sistemas elétricos de grande porte, em regime permanente. Para a análise de confiabilidade podem ser aplicados os seguintes métodos:

- Determinístico: análise de aderência ao critério N-1;
- Probabilísticos: Enumeração de Estados ou Simulação Monte Carlo não-sequencial.

A Figura 32 apresenta as etapas da análise de confiabilidade no NH2, sob enfoque probabilístico, elaborada a partir de CEPEL [73].



**Figura 32 – Etapas da Análise de Confiabilidade no NH2 [73]**

A partir de um caso de base de fluxo de potência, criado e convergido no ANAREDE [74], são gerados casos ou estados de contingência, com base nas estatísticas de falha de equipamentos. Os mesmos modelos de fluxo de potência não lineares do ANAREDE e são utilizados para avaliar a adequação de cada caso no NH2, identificando violações operativas em elementos do sistema.

Por meio do mesmo modelo de fluxo de potência ótimo do FLUPOT [75], são aplicadas medidas corretivas, que visam eliminar as violações operativas. Uma das medidas corretivas, que é utilizada neste trabalho para simular a resposta da demanda através da operação de Usinas Térmicas Virtuais (UTVs) é o redespacho de potência ativa, representado pela opção PGEN do programa. Esta função é parte das funcionalidades do FLUPOT.

O estudo de caso apresentado é analisado a partir de contingências simples de transmissão onde é adotado o método de análise por enumeração de estados. O diagnóstico do sistema é realizado pré e pós aplicação de medidas corretivas, sejam estas oriundas de problemas sistêmicos ou de interrupções de carga.

Assim sendo, o procedimento para a construção do Modelo Base de Rede, desenvolvido pela MRTS Consultoria [76], apresenta os seguintes passos:

1. Seleção de barras candidatas à redução da potência ativa eólica ( $P^{Eol}$ );
2. Seleção do período<sup>1</sup> para cálculo do fator de capacidade de geração eólica ( $FC^{Eol}$ ), usado no cálculo do fator de redução de geração eólica por Estado ( $FR_{Estado}^{Eol}$ );
3. Identificação do mês  $M$  com menor potência eólica média total ( $\bar{P}_{total}^{Eol}$ ), com base no fator de capacidade de geração eólica mensal, em cada Estado da região NE ( $FC_{Estado,mês}^{Eol}$ );
4. Atribuição de  $FC_{Estado,M}^{Eol}$  ao fator de redução da geração eólica por Estado ( $FR_{Estado}^{Eol}$ );
5. Cálculo da potência eólica reduzida ( $P_{red\_total}^{Eol}$ ), dada pela diferença entre a potência eólica total ( $P_{total}^{Eol}$ ) e a soma de potências ativas ponderadas: ( $P_{barra,Estado}^{Eol}$ )\*( $FR_{Estado}^{Eol}$ );
6. De forma iterativa, reduz-se a potência eólica resultante ( $P_{red\_total}^{Eol}$ )<sup>2</sup>, com o concomitante aumento da geração de UHEs ( $P_{disp}^{UHE}$ ), até que o maior montante possível de redução eólica, compensado pelo maior despacho de UHEs, resulte em caso convergente no ANAREDE.

---

<sup>1</sup> Com base em amostra de dados históricos de geração eólica.

<sup>2</sup> Para cada barra testam-se 10 passos de redução, variando entre a aplicação do fator nulo (mantendo, portanto, a potência eólica conforme resultado do caso da EPE) e o fator de redução máximo.



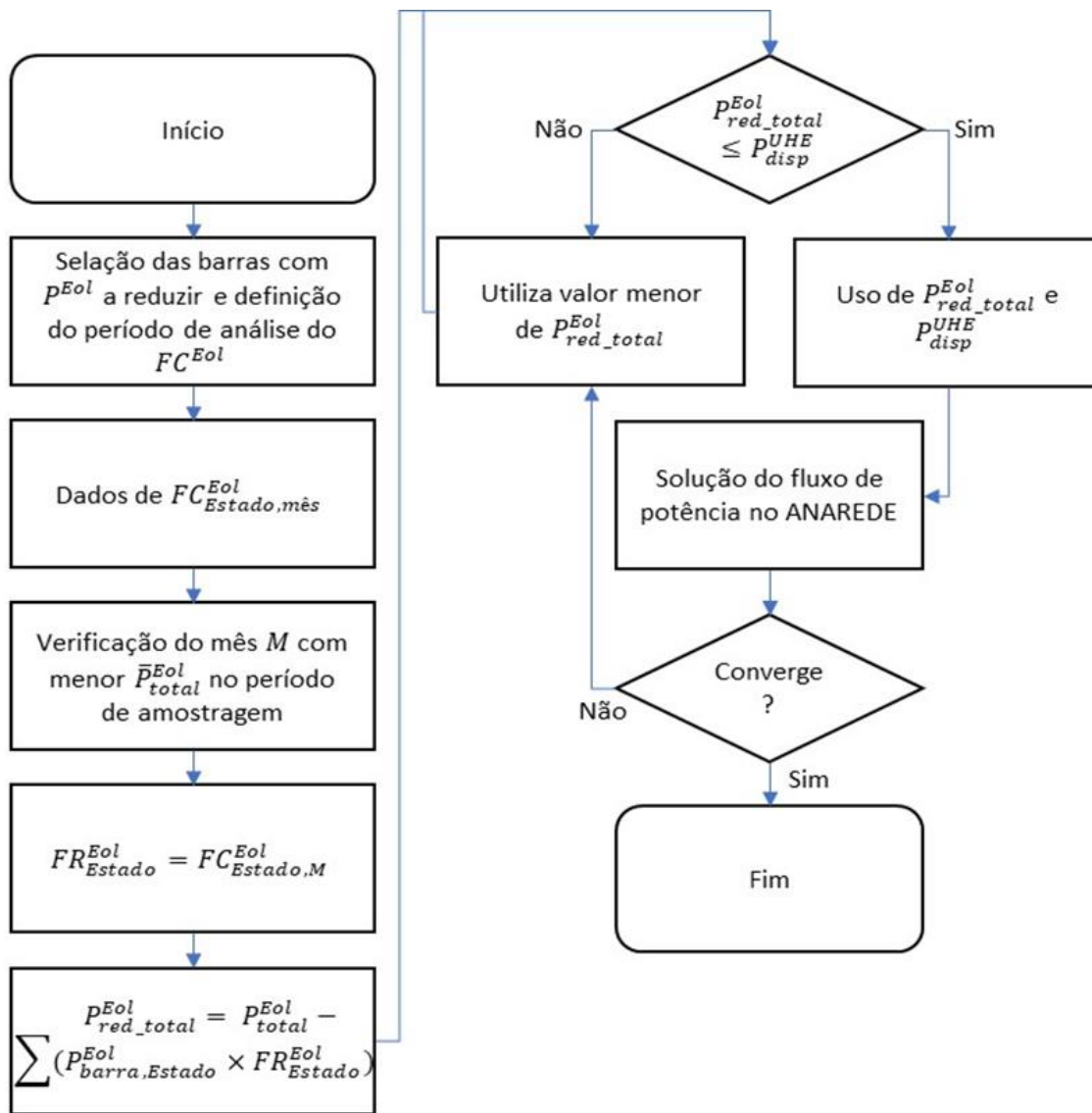


Figura 33 – Procedimento para construção do Modelo Base de Rede [76]

A Tabela 4 a seguir apresenta os índices utilizados na avaliação de confiabilidade sistêmica fornecidos pelo programa NH2 [73].

**Tabela 4 - Índices de Confiabilidade [73]**

Índice	Descrição	Unidade
LOLP	Probabilidade de Perda de Carga ( <i>Loss of Load Probability</i> ) Tempo médio de corte de carga	p.u. ou %
LOLE	Expectância de Perda de Carga ( <i>Loss of Load Expectation</i> ) Produto da PPC (pu) por 8760 e indica o número médio de horas do ano em que há corte de carga	horas/ano
LOLF	Frequência média de Perda de Carga ( <i>Loss Of Load Frequency</i> ) Quantifica o número médio de vezes no ano em que há corte de carga	ano <sup>-1</sup>
LOLD	Duração média de Perda de Carga ( <i>Loss Of Load Duration</i> ) Reflete duração média do corte de carga no ano. É obtida pela divisão da EPC pela frequência FPC	horas
EPNS	Expectância da Potência Não Suprida ( <i>Expected Power Not Supplied</i> ) Reflete o valor médio da potência ativa interrompida acumulada no ano	MW/ano
EENS	Expectância de Energia Não Suprida ( <i>Expected Energy Not Supplied</i> ) Reflete a energia média acumulada anual interrompida. É estimada a partir do valor da expectância da potência não suprida no período (EPNS)	MWh/ano
IS	Índice de Severidade Quantifica uma duração fictícia que causaria uma interrupção de energia equivalente à ocorrida no sistema, supondo-se que o pico de carga é constante. Índice para o qual há critérios internacionais de classificação	sistema- minuto
ICE	Índice de Confiabilidade de Energia É o quociente de EPNS pela carga total da região de interesse em MW (pico de carga). Indicador similar ao risco estático, dado pela relação entre a energia não suprida e a efetivamente suprida num dado período.	%

### 6.2.3.2 Estudo de Caso

Neste estudo de caso a RD é analisada sob o ponto de vista da disposição a não consumir, definida como um percentual da carga ativa, que será adotada como a potência ativa máxima da respectiva UTV na barra de carga do consumidor.

Outro importante ponto de avaliação neste estudo é a definição do fator de redução da geração eólica, que a partir da identificação e classificação das barras de geração eólica na região Nordeste para o ano de 2029, foram pesquisados os dados de fator de capacidade mensal das usinas de acordo com os relatórios anuais publicados pela ABEEólica [77], sendo então definido um fator multiplicativo de redução que utilizou o menor fator de capacidade concomitante por estado. Este fator será aplicado à potência ativa de geração eólica, com a finalidade de simular uma situação crítica de operação do SIN.

Desta forma, a aplicação deste procedimento na geração eólica da região Nordeste para a configuração Norte Úmido – Carga Pesada 2029, (EPE, 2019b), considerando o período de amostragem de fator de capacidade (2015-2017), resultou nos fatores de redução da geração eólica por Estado indicados na Tabela 5.

**Tabela 5 - Fator de Redução da Geração Eólica por Estado**

<b>Estado</b>	<b>Fator de Redução</b>
5 - Bahia	0,244
6 - Ceará	0,144
10 - Maranhão	0,207
15 - Paraíba	0,298
16 - Pernambuco	0,339
17 - Piauí	0,187
20 - Rio Grande do Norte	0,149
25 - Sergipe	0,172

**Fonte: MRTS Consultoria**

Os fatores de redução apresentados foram utilizados no processo de convergência do fluxo de potência no programa ANAREDE como dados de partida, que resultou em 2.163,7 MW de redução na geração eólica do Nordeste, compensada por um aumento de 1.624,7 MW na geração hidrelétrica do Sudeste, a fim de evitar a violação dos limites operativos das barras de referência do modelo e a convergência do caso base. O critério de seleção dos consumidores consistiu em elencar os industriais localizados nos subsistemas Norte e Nordeste, tomando como referência um dos critérios de elegibilidade para o programa piloto de RD regulamentado pela ANEEL [39].

Importante ressaltar que, durante a elaboração do caso base de fluxo de potência para o NH2, o Modelo Base de Rede foi adaptado considerando a alteração das barras PQ das UTVs, originalmente barras de carga com potências ativa e reativas, fixas no patamar de carga pesada do modelo setorial da EPE para o ano 2029 e Norte úmido, para barras de geração do tipo PV, com potência ativa e módulo da tensão constante.

As barras tipo PV do ANAREDE compreendem tanto dados de consumo quanto de geração, sendo assim, a carga PQ inicialmente presente no modelo é mantido, acrescentando-se a potência disponível de redução de consumo como uma geração virtual na mesma barra.

Desta forma, as potências das UTVs foram definidas por meio da disposição das cargas localizadas nas regiões Nordeste e Norte, com potência máxima total de 671,6 MW, em não consumir, conforme se apresenta na Tabela 6, de acordo com a barra e a área onde cada uma está localizada.

**Tabela 6 – Configuração das UTVs**

<b>Número da barra</b>	<b>Nome da barra</b>	<b>Geração ativa mínima (MW)</b>	<b>Geração ativa máxima (MW)</b>
<b>Nível de tensão 230 kV (geração ativa máxima total de 593,6 MW)</b>			
267	VERACE-BA230	0.0	23.0
372	SCHINC-BA230	0.0	2.3
11033	COTEMI-PE230	0.0	6.4
12249	NORFIL-PB230	0.0	6.3
13001	SALOBO-PA230	0.0	34.0
13002	MOP----PA230	0.0	44.0
13004	SOSSEG-PA230	0.0	12.3
21001	ALBRAS-PA230	0.0	160.0
21005	ALUNOR-PA230	0.0	14.0
21012	S11D---PA230	0.0	15.5
21015	ALEMAO-PA230	0.0	8.0
21016	CRISTA-PA230	0.0	2.4
21018	ALUREF-MA230	0.0	20.0
21019	VALEPO-MA230	0.0	24.6
21030	SINOBR-PA230	0.0	20.0
21036	CARAIB-BA230	0.0	5.9
21038	PORTLA-CE230	0.0	3.8
21041	PETROQ-PE230	0.0	10.2
21042	FERBAS-BA230	0.0	6.7
21043	GERDAU-BA230	0.0	4.2
21044	DOWQUI-BA230	0.0	60.0
21045	MIRABE-BA230	0.0	6.2
21046	BRASKE-AL230	0.0	34.1
21047	VALEFE-SE230	0.0	5.5
21051	RNEST--PE230	0.0	25.2
21102	PARANA-BA230	0.0	9.6
21110	FIAT---PE230	0.0	16.0
21200	FAFEN--SE230	0.0	6.3
21201	CIMESA-SE230	0.0	7.1
<b>Nível de tensão 138 kV (geração ativa máxima total de 6,4 MW)</b>			
948	CARAJA-PA138	0.0	3.3
19518	SINOBR-PA138	0.0	3.1
<b>Nível de tensão 69 kV (geração ativa máxima total de 43,6 MW)</b>			
709	RLAM--BA069	0.0	17.2
5876	SUAPE3-PE069	0.0	23.1
21116	FIAT---PE069	0.0	3.3
<b>Nível de tensão 34,5 kV (geração ativa máxima total de 28,0 MW)</b>			
806	SUZANO-MA034	0.0	28.0
	<b>Total</b>	<b>0.0</b>	<b>671.6</b>

### 6.2.3.3 Resultados Obtidos

A Tabela 7 abaixo apresenta o comparativo entre os índices de confiabilidade sistêmicos do Caso Base, em relação ao caso em que foi simulado o impacto causado pela Resposta da Demanda.

É possível verificar redução em índices de confiabilidade relacionados à perda de carga, potência e energia não supridas e severidade, em função da disponibilidade de potência ativa despachável das cargas com RD, representada pela capacidade das UTVs, que é utilizada para a melhoria da confiabilidade.

**Tabela 7 - Comparativo dos Índices de Confiabilidade Sistêmicos**

Índice	Unidade	Caso Base	Caso RD	Varição
LOLP	%	2.75670E-03	2.72626E-03	-1.10%
LOLE	h/ano	2.41487E-01	2.38820E-01	-1.10%
LOLF	oc/ano	2.15203E-01	2.15098E-01	-0.05%
LOLD	h	1.12214	1.11028	-1.06%
EPNS	MW	5.59342E-04	4.74314E-04	-15.20%
EENS	MWh/ano	4.89984	4.15499	-15.20%
IS	min	2.48540E-03	2.10758E-03	-15.20%
ICE	%	100	100	0.00%
<b>Carga</b>	<b>MW</b>	<b>118287.0</b>	<b>118287.0</b>	<b>0.00%</b>

**Fonte: MRTS Consultoria**

As maiores reduções foram alcançadas nos índices que medem a Expectância de Potência e de Energia Não Suprida (EPNS e EENS), e fundamentalmente destaca-se a redução de 15,2% no Índice de Severidade (IS) que quantifica a duração causada pela interrupção do suprimento de energia ao sistema.

Complementando os resultados apresentados, a Tabela 8 sintetiza os índices de confiabilidade de Probabilidade de Perda de Carga (LOLP), a Frequência média de Perda de Carga (LOLF) e a Expectância de Energia Não Suprida (EENS) em modos de falha não disjuntos de Ilhamento, Sobrecarga e Tensão.

No Caso RD, com redespacho das UTVs, verifica-se também a melhora nos índices de confiabilidade em todos os modos de falhas com destaque para a redução por sobrecarga, de forma mais expressiva no que se refere a EENS com redução de 59,26% em relação ao Caso Base.

**Tabela 8 - Probabilidade, índices e número de casos: modos de falha não disjuntos**

Modos de falha	Unidade	Caso Base	Caso RD	Variação
<b>LOLP</b>				
Ilhamento	%	2.17817E-03	2.17790E-03	-0.01%
Sobrecarga	%	3.72428E-04	3.48136E-04	-6.52%
Tensão	%	2.60960E-03	2.58482E-03	-0.95%
<b>LOLF</b>				
Ilhamento	oc./ano	1.77457E-01	1.77463E-01	0.00%
Sobrecarga	oc./ano	2.20113E-02	2.19306E-02	-0.37%
Tensão	oc./ano	2.04131E-01	2.04038E-01	-0.05%
<b>EENS</b>				
Ilhamento	MWh/ano	3.19295	3.18861	-0.14%
Sobrecarga	MWh/ano	1.18915E+00	4.84424E-01	-59.26%
Tensão	MWh/ano	4.38313	3.67406	-16.18%

**Fonte: MRTS Consultoria**

Desta forma, pode-se concluir que a partir da análise de confiabilidade composta do SIN, sob enfoque probabilístico, contemplando a RD de consumidores industriais, modelado mediante termelétricas virtuais (UTVs), com redespacho sob contingência pós simulação de redução na geração eólica, que a inserção deste mecanismo como recurso de confiabilidade produz variações positivas nos índices sistêmicos. As contribuições mais significativas ocorrem nos índices de confiabilidade que medem a Expectância de Energia Não Suprida (EENS) e no Índice de Severidade (IS).

Portanto, este estudo de caso evidencia a importância da RD como recurso para preservar e melhorar a qualidade de suprimento no SIN, aumentando a confiabilidade do sistema, contribuindo com a integração de fontes renováveis como a geração eólica e a solar ao sistema elétrico brasileiro.

#### 6.2.4 Custo de Interrupção

Segundo Schilling [78], o Custo da Interrupção, em decorrência dos chamados blecautes, reflete os prejuízos dos usuários, causados pela restrição de energia, que os surpreendem de forma intempestiva e contra a qual eles não têm como precaver-se.

Neste caso, as interrupções costumam estar associadas às contingências no sistema de transmissão e tem curta duração. Os métodos utilizados para o cálculo do custo de interrupção de energia podem ser classificados como:

- Pesquisa Direta: a partir de questionários respondidos pelos consumidores sobre os impactos da interrupção do fornecimento de energia elétrica é realizada a avaliação deste custo. No caso dos consumidores industriais, os custos econômicos podem ser calculados pela produção perdida através do custo de oportunidade de recursos desperdiçados, considerando além dos fatores de produção como capital e mão-de-obra, os insumos utilizados para a produção, tais como matéria prima, energia elétrica, entre outros.
- Regressões Econométricas: o custo de interrupção é obtido através da análise de regressões, que podem ser estáticas, quando utilizam variáveis produção *versus* consumo, ou então dinâmicas, quando é adicionada a variável tempo à análise. Este método é recomendado nos casos em que as restrições de energia provocam um impacto no médio prazo, refletido na diminuição da atividade econômica, quando podem ser verificadas variações nos índices macroeconômicos com mudanças estruturais e tecnológicas dos processos produtivos.
- Matriz Insumo-Produto: obtém-se o custo de interrupção a partir da utilização de uma representação esquemática de fluxos de origem e destino dos bens e serviços, analisando-se os impactos sobre a produção e considerando o encadeamento e a interdependência dos setores produtivos diante de alterações na demanda final e vice-versa. Este método é recomendado nos casos em que as restrições de energia têm impacto de longo prazo, com severas consequências nas atividades econômicas, tal como o desemprego, o que significa não ser recomendável para avaliar o custo de interrupção, caracterizado por eventos de curta duração.



Considerando a proposta de um programa de RD dentro do universo dos Serviços Ancilares de curta duração e tempo de resposta, a Pesquisa Direta seria o método mais indicado para quantificar o impacto do custo de interrupção, uma vez que procura determinar o grau de dependência entre o processo produtivo e a utilização da energia elétrica e, portanto, neste caso os próprios consumidores, devido à heterogeneidade de suas atividades, devem informar os custos provocados pela interrupção não programada no fornecimento de energia elétrica.

Em 2016, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 15/2016 [79] a respeito da continuidade do fornecimento de energia, baseada na Nota Técnica 0173/2016-SRD/ANEEL [80], que teve como referência relatórios obtidos de empresas de consultoria contratadas para realizar os devidos estudos, e que apresentaram a consolidação das contribuições recebidas por meio da Resolução ANEEL nº 0076/2017-SRD/ANEEL [81].

A ANEEL, na referida Nota Técnica [80], cita os principais custos associados à interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, identificando os impactos econômicos e sociais diretos, além dos impactos indiretos causados à sociedade provocados por este tipo de evento e, ademais, afirma que o ideal para os consumidores é que o fornecimento de energia elétrica seja ininterrupto. Não obstante, como garantir a continuidade a estes níveis não é técnica e tampouco economicamente factível, deve-se então buscar uma solução eficiente, que minimize os custos causados pelas interrupções. Na Tabela 9 foi reproduzido um resumo dos valores dos custos de interrupção na literatura brasileira apontados pela ANEEL.

Tomando como base diferentes fontes para se obter referências internacionais em estudos realizados predominantemente em países europeus, a ANEEL [80] apresenta valores para o custo de interrupção que estão em média na ordem de US\$ 22,40/kWh para consumidores residenciais e de US\$ 18,90/kWh para consumidores não residenciais.

**Tabela 9 - Valores do Custo de Interrupção [80]**

Referência	Descrição	Custo da Interrupção
Gomes e Schilling (1997)	Eletropaulo - 5 horas	1,39US\$/kWh <sub>int.</sub>
Gomes e Schilling (1997)	Eletropaulo - 3 Minutos	1,98US\$/kWh <sub>int.</sub>
Schilling e Marangon (1992)	Residenciais	1,11 US\$/kWh <sub>int.</sub>
Schilling e Marangon (1992)	Comerciais e Industriais (Valor máximo)	4,76 US\$/kWh <sub>int.</sub>
Magalhães et al. (2001)	Residenciais DAP	0,83 US\$/kWh <sub>int.</sub>
Magalhães et al. (2001)	Residenciais Custos diretos	0,96 US\$/kWh <sub>int.</sub>
Magalhães et al. (2001)	Custo médio de São Paulo	1,20 US\$/kWh <sub>int.</sub>
Hideki <i>et al.</i> (2001)	Consumidores AT e MT em São Paulo	1,64 US\$/kWh <sub>int.</sub>
Cyrillo et al.(2009)	Residenciais - DAP de acordo com cenário	2,18 R\$/mês
Cyrillo (2011)	DAP - corrigindo pelo consumo médio	10,00 R\$/kWh <sub>int.</sub>
Cyrillo (2011)	Acréscimo na tarifa para melhoria da qualidade de acordo com o cenário proposto	1,15 R\$/MWh

O Relatório 3a [82] anexo à Consulta Pública nº 15/2016 traz a definição da função de custo de interrupção da energia elétrica para os consumidores, utilizando-se modelos econométricos, pelos quais é estimado o Custo da Energia Não Suprida (CENS) para as classes Industrial, Comercial, Poder Público, e Residencial, com base no custo de oportunidade, utilizando métodos indiretos.

**Tabela 10 - Custo Unitário das Interrupções por região e setor (R\$/kWh) [82]**

Sector	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Industrial	13.9	23.7	11.7	13.8	17.3	6.6
Comercial e Serviços	18.1	9.6	8.3	30.6	24.1	8.7
Poder Público	12.3	9.2	11.3	15.5	12.4	13.9
Serviço Público	7.5	11.6	3.9	11.5	7.6	11.4
Rural e Rural Irrigante	12.4	12.4	8.1	22.0	8.2	18.4
Residencial	19.7	18.9	18.4	16.5	20.8	19.0
Baixa Renda	4.4	4.9	4.9	4.1	3.2	4.5
<b>Média Região</b>	<b>15.7</b>	<b>15.7</b>	<b>11.3</b>	<b>19.2</b>	<b>18.8</b>	<b>11.6</b>

A comparação direta dos custos de interrupção em diferentes países e classes de consumidores é difícil pois tanto a realidade econômica quanto a configuração dos sistemas são muito distintas, e, portanto, devem ser analisadas com bastante cautela.

Desta forma, a proposta de um leilão onde cada participante oferta o valor de um custo fixo para o caso de uma interrupção de suprimento, é considerada como a melhor prática, sendo largamente utilizada em mercados mais desenvolvidos, onde a demanda participa ativamente provendo serviços ancilares como no PJM, ISONE, ERCOT e recentes discussões no MISO.

### 6.3 Proposta 2: Pico Coincidente

A boa prática internacional indica que há um interesse crescente em manter um melhor alinhamento entre as tarifas de eletricidade e o custo de fornecimento de serviços de rede aos clientes, tanto para fornecer um melhor sinal econômico para o uso eficiente da rede, quanto para reduzir subsídios cruzados. Considerando que os custos de rede são significativamente impulsionados pela demanda de pico do sistema, as tarifas que buscam refletir os custos devem incluir um componente que sinalize adequadamente esta necessidade.

No momento em que se discute o Setor Elétrico 3 D (Descarbonizado, Digitalizado e Descentralizado), a proposta de utilização do pico coincidente converge para aumentar a eficiência no uso da rede e, por consequência, uma maior flexibilidade operativa que possibilita a mitigação dos riscos no curto prazo, além de uma menor necessidade de investimento no longo prazo.

Em “Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges”, Robert Passey [83] afirma que os desafios causados pelo aumento da demanda de pico e diminuição de fatores de carga na rede, somados à chegada de novas tecnologias que permitem aos clientes responder aos preços, têm trazido um interesse crescente por parte dos formuladores de políticas e reguladores no desenvolvimento de tarifas de rede que reflitam melhor os custos de rede.

O princípio de que as tarifas devem refletir os custos que os usuários impõem à rede, e que a contribuição de cada carga no momento de pico deve ser considerada como elemento fundamental na tarifa a ser cobrada dos consumidores, incentiva tanto o investimento eficiente na rede como o melhor gerenciamento de suas cargas pelos usuários. O estudo conclui que uma das formas de incentivar a eficiência, permitindo a participação ativa do cliente, é considerar na tarifação uma parcela que corresponda à sua contribuição na ocorrência do pico coincidente do sistema.

Neste contexto, o conceito dos picos coincidentes é utilizado em vários mercados de eletricidade a fim de recuperar os custos de capital anualizados de ativos de eletricidade que servem aos consumidores finais, é o que constata Ross Baldick em “Incentive properties of coincident peak pricing” [84]. Em mercados mais avançados nota-se, portanto, que a cobrança dos consumidores finais é proporcional ao uso medido nos momentos de picos gerais do sistema ou nos momentos em que os picos ocorrem em um subsistema particular.

Desta forma, vislumbra-se que novas metodologias de cobrança de rede são necessárias para orientar e incentivar os clientes de forma eficiente, maximizando a eficiência econômica do sistema. Abdelmottaleb I. [85] no artigo “Designing efficient distribution network charges in the context of active customers” propõe uma metodologia eficiente que garante a recuperação dos custos da rede, promovendo o uso eficiente da rede, bem como investimentos em redes eficientes.

O sistema de cobrança de rede proposto, consiste em dois componentes: (i) um encargo de acordo com o pico coincidente da rede (PCNC - Peak Coincidence Network Charge) e; (ii) um encargo fixo, no qual o PCNC é considerado como um encargo prospectivo, pois considera o custo de reforços de rede futuros necessários e atribuídos aos clientes durante os horários de pico de utilização da rede, além dos montantes residuais dos custos da rede necessários para o fechamento do balanço entre receitas e despesas.

O pico coincidente é mais comumente utilizado para proporcionar o sinal econômico correto aos usuários dos ativos de transmissão, e em alguns casos de distribuição, além dos custos de capacidade em mercados mais desenvolvidos. Usualmente em Mercados de Capacidade, os consumidores que conseguirem reduzir sua demanda nos momentos do pico de carga anual têm como benefício uma redução no pagamento do encargo de capacidade do próximo ano, proporcional à sua contribuição para que os picos fossem alcançados.

Como até o momento, no Brasil não há um Mercado de Capacidade desenvolvido, apesar dos avanços nas discussões de separação de lastro e energia e no que se refere à tarifa de distribuição, ainda serão necessários maiores avanços na abrangência e evolução do sinal econômico. Na seção a seguir será proposto a aplicação de um programa de Pico Coincidente na Tarifa de Transmissão, como forma de avançar na direção das melhorias do sinal econômico da tarifa, e na sequência serão apresentadas alternativas para a mitigação de encargo de capacidade através da resposta da demanda ao Pico Coincidente em Mercados de Capacidade, tendo como referência em ambos os casos experiências internacionais.

### 6.3.1 Pico Coincidente na Transmissão

Na região do Texas, os encargos de transmissão para os grandes consumidores do ERCOT, ao longo de um determinado ano civil, são resultantes da aferição dos chamados quatro picos coincidentes (4CP), que ocorrem nos meses de junho a setembro do ano anterior. Por este mecanismo, as cargas têm suas demandas medidas a cada 15 minutos em base mensal, e, portanto, calcula-se a média das quatro demandas medidas quando todo o sistema do ERCOT registra sua maior demanda de pico de 15 minutos em cada mês do período. Este valor é utilizado para calcular a cota de participação de cada carga nos quatro meses em que são registrados os picos coincidentes do ERCOT para um dado ano, e que servirão de base para cálculo da tarifa do ano seguinte.

O Anexo 1 demonstra o resultado deste cálculo, de acordo com os resultados de 2019, os quais foram utilizados para o cálculo da tarifa de transmissão em 2020 [86].

Algumas concessionárias norte-americanas também utilizam o pico coincidente de sua área de concessão para a aferição e faturamento mensal dos encargos de transmissão. Nesta abordagem, os grandes consumidores são faturados mensalmente de acordo com a demanda registrada quando o pico do sistema é atingido na área de concessão da transmissora, como a Central Maine Power [87] no Estado do Maine na região da Nova Inglaterra, e a Ameren [88] no Meio Oeste, por exemplo.

Já no continente Europeu, podemos citar a National Grid [89] que faz uso da chamada “Tríade” (3CP) para a cobrança do uso da transmissão por grandes consumidores no Reino Unido. Essa sistemática é baseada na média das demandas registradas em todo o sistema nos três maiores picos de 30 minutos de todo o sistema, desde que estes ocorram em intervalos de pelo menos 10 dias no período de Novembro a Fevereiro de cada ano. Os encargos de transmissão são apurados no mês de Março de cada ano, baseados em uma tarifa que varia dependendo da zona geográfica, e que é multiplicada pela média da demanda registrada durante as três meias horas da Tríade. A diferença entre a tarifa faturada e a tarifa calculada tendo como base a Tríade é ajustada através de uma fatura de reconciliação emitida em Junho de cada ano.

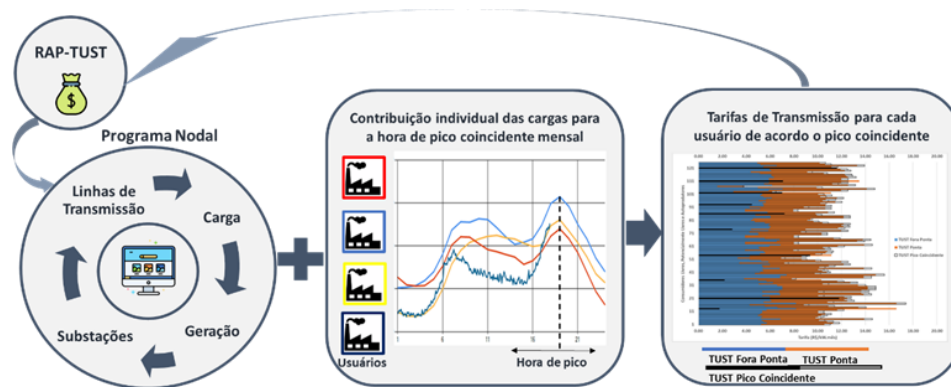
No tocante às tarifas de distribuição, alguns trabalhos realizados na Austrália [83] afirmam que tradicionalmente tem havido pouco foco na eficiência das tarifas cobradas de clientes residenciais. Em parte, isso se deve à medição de acumulação bastante simples usada para pequenos clientes, bem como pela crença de que esses clientes não gostariam ou seriam incapazes de se envolver efetivamente com tarifas mais complexas, e, ainda, pela política de promover subsídios cruzados entre diferentes classes de consumidores.

Mesmo com a introdução da concorrência em mercados atacadistas, onde os preços da energia elétrica variam de acordo com o tempo e localização, geralmente não se observa clientes de varejo expostos a preços dependentes do tempo e da localização. No entanto, esta condição ou este panorama tende a mudar em diferentes partes do mundo. Um estudo australiano focado em cargas residenciais faz a correlação entre a demanda máxima utilizada no horário de pico e a aplicação do pico coincidente, e conclui que a aplicação de cobranças de demanda em horário fora de picos coincidentes, evidenciam que os clientes são cobrados por custos por momentos em que sua demanda não está impulsionando investimentos na rede.

Isso significa que os clientes podem ser incentivados a reduzir a demanda em momentos que teriam impacto limitado na redução de despesas de rede, como por exemplo, receber incentivos para instalar dispositivos de controle de carga, como baterias, que são programadas para limitar os picos de uma família durante todo o período de cobrança de demanda, e, embora esta abordagem permita reduzir sua conta de energia, pode não reproduzir uma redução concomitante ao momento de pico do sistema e, portanto, nos custos que eles impõem a rede. No Brasil, a Tarifa Branca que começou a ser aplicada em 2018, como um mecanismo opcional de tarifa de tempo de uso para consumidores de varejo conectados às redes de distribuição de baixa tensão. Essa sistemática poderá evoluir de forma a captar em sua formulação o sinal econômico advindo do uso do sistema, seguindo a evolução citada pelo estudo australiano mencionado anteriormente.

#### **6.3.1.1 Proposta**

Com o intuito de incorporar melhorias no sinal econômico para o uso eficiente da rede de transmissão, nesta seção será proposto uma alteração na formulação do cálculo do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), que passará a ser ponderado, utilizando o conceito do pico coincidente do SIN como mostra a Figura 34.



**Figura 34 – Proposta de Utilização do Pico Coincidente na Transmissão**

Atualmente, o pagamento do EUST é feito por meio da aplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), conforme Resolução Normativa ANEEL nº 559/2013 [90], que determina que as tarifas sejam reajustadas anualmente de acordo com os reajustes da Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas e vai até 30 de junho do ano subsequente.

O cálculo da TUST é realizado a partir da simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada (i) a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e, (ii) a RAP total a ser arrecadada no ciclo. A parcela principal da TUST, refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica (RB), com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, sendo aplicada a todos os seus usuários.

Neste contexto, o ONS possui a prerrogativa de avaliação da contratação do uso do sistema de transmissão a que estão sujeitos os usuários do sistema de transmissão, apurada pelas diferenças entre o Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado e a demanda máxima medida a cada cinco minutos e integralizada por hora, de acordo com o ponto de conexão integrante da RB, de forma a garantir a segurança do sistema.

Assim sendo, a proposta de introdução do pico coincidente no cálculo do EUST requer uma alteração no Artigo da 10 da REN 559/2013, a saber:



Texto original:

*“Art. 10 - As TUST do segmento consumo serão estabelecidas a cada ciclo tarifário, nos horários de ponta e fora ponta, com o montante a ser arrecadado rateado de forma proporcional ao total de MUST contratado em cada horário.”*

Texto proposto:

*“Art. 10 - As TUST do segmento consumo serão estabelecidas a cada ciclo tarifário, nos horários de ponta e fora ponta e aplicadas mensalmente de acordo com o Pico Coincidente do SIN ocorrido em cada mês do horizonte de cálculo, com o montante a ser arrecadado rateado de forma proporcional ao total de MUST contratado em cada horário.”*

Em complementação, o Submódulo 15.8 dos Procedimentos de Rede do ONS [91], que trata da Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão associados à TUST-RB e Interligações Internacionais, também requer uma alteração na formulação do cálculo constante no item 6.5, que trata especificamente da Apuração de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão, a qual será demonstrada na sequência deste racional.

Mediante esta proposta de alteração, o cálculo do EUST na modalidade permanente, relativo ao CUST permanente, EUSTPER, que atualmente é calculado em base mensal, a partir da multiplicação das TUST, homologadas pela ANEEL, pelo maior valor de demanda de potência elétrica entre o contratado e o verificado por medição, por ponto de conexão e horário de contratação, deverá ser apurado de acordo com o efetivo uso do sistema, quando se registrar o pico mensal do SIN.

Entretanto, no que se refere aos valores de EUSTPER associados às distribuidoras e unidades consumidoras conectadas diretamente à Rede Básica, e consumidores e autoprodutores com acesso à Rede Básica, em tensão igual ou superior à 230 kV,

por meio de instalações da Distribuidora local, que são calculados por ponto de conexão, nos horários de ponta e fora de ponta pela seguinte equação, não sofrerão alteração, como pode ser observado na fórmula abaixo:

$$\text{EUSTPER} = (\text{TUSTP} \times \text{MUSTPER P}) + (\text{TUSTFP} \times \text{MUSTPER FP})$$

Sendo:

EUSTPER: Encargos de Uso do Sistema de transmissão associados aos MUST contratados na modalidade permanente a ser remunerado pelo ponto de conexão.

MUSTPER P: MUST vigente no mês, no período de ponta, contratado na modalidade permanente e associado ao ponto de conexão.

MUSTPER FP: MUST vigente no mês, no período fora da ponta, contratado na modalidade permanente e associado ao ponto de conexão.

TUSTP: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica vigente no mês, referente ao horário de ponta associada ao ponto de conexão.

TUSTFP: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica vigente no mês, referente ao horário de fora ponta associada ao ponto de conexão.

A proposta de inclusão do conceito do pico coincidente traz consigo uma alteração na formulação do cálculo do EUST que terá duas novas componentes, a primeira visando ponderar a contribuição individual das cargas presentes na RB na hora em que o pico mensal do SIN for atingido, denominada componente EUSTPC, e uma segunda componente de rateio, para que seja mantida a arrecadação mensal referente à RAP, que inclui os valores atualmente calculados na modalidade permanente EUSTPER relativos ao CUST permanente. Portanto, o EUST proposta será calculada da seguinte forma:

$$\text{EUST} = \text{EUSTPC} + \text{REP}$$

onde:

EUSTPC: Encargo de Uso do Sistema de Transmissão associado à DUSTPC que é a Demanda de Uso do Sistema de Transmissão integralizada da carga quando a demanda do SIN atingiu o seu valor máximo no mês de aplicação.

$$EUSTPC = DUSTPC \times (TUSTP + TUSTFP)$$

REP: Rateio de Encargo Permanente, parcela adicionada a EUSTPC de acordo com a participação da carga (k) na hora em que a demanda do SIN atingiu o seu valor máximo no mês de aplicação. Esta parcela tem como objetivo garantir o recolhimento integral do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão na modalidade permanente relativo ao CUST permanente para o número total de usuários (n), calculado a seguir:

$$REP = FEP \times (\sum_{k=0}^n (EUSTPER) - \sum_{k=0}^n (EUSTPC))$$

Sendo:

FEP: Fator de Encargo Permanente, referente à participação do EUSTPER de cada carga no EUSTPER total a ser arrecadado no mês de aplicação, calculado através da seguinte equação:

$$FEP = \frac{EUSTPER}{\sum_{k=0}^n (EUSTPER)}$$

$$FEP = \frac{((TUSTP \times MUSTPER P) + (TUSTFP \times MUSTPER FP))}{\sum_{k=0}^n ((TUSTP \times MUSTPER P) + (TUSTFP \times MUSTPER FP))}$$

Assim sendo, o EUST passaria a ser calculado considerando as contribuições individuais das cargas de acordo com o pico coincidente do sistema da seguinte forma:

$$\text{EUST} = \text{EUSTPC} + \text{REP}$$

$$\text{EUST} = \text{DUSTPC} \times (\text{TUSTP} + \text{TUSTFP}) + \text{FEP} \times (\sum_{k=0}^n (\text{EUSTPER}) - \sum_{k=0}^n (\text{EUSTPC}))$$

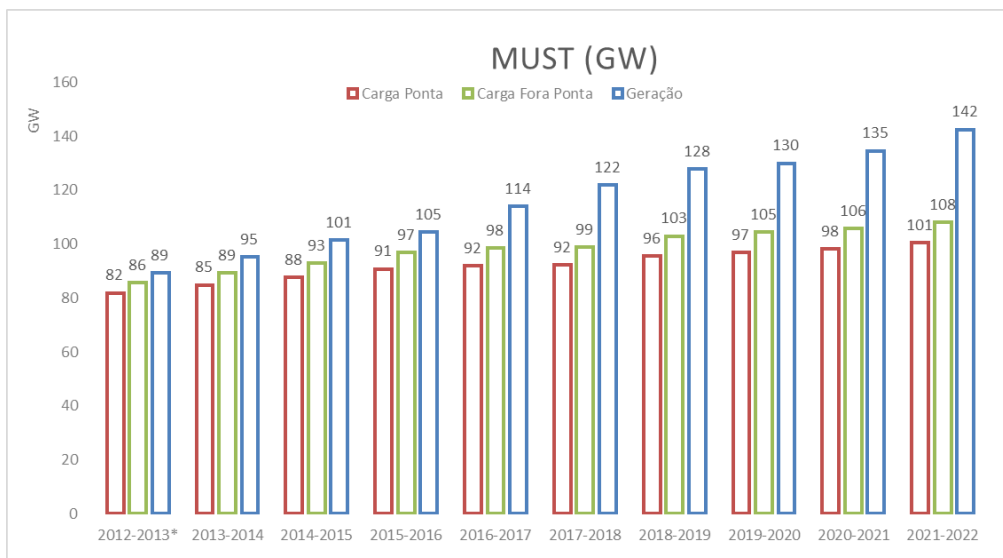
$$\text{EUST} = \frac{\text{DUSTPC} \times (\text{TUSTP} + \text{TUSTFP}) + ((\text{TUSTP} \times \text{MUSTPER P}) + (\text{TUSTFP} \times \text{MUSTPER FP}))}{\sum_{k=0}^n ((\text{TUSTP} \times \text{MUSTPER P}) + (\text{TUSTFP} \times \text{MUSTPER FP})) \times (\sum_{k=0}^n (\text{EUSTPER}) - \sum_{k=0}^n (\text{EUSTPC}))}$$

### 6.3.1.2 Exemplo de Aplicação

Considerando a nova formulação proposta no item anterior, nesta seção será demonstrado um exemplo de aplicação para o cálculo do EUST a ser pago pelos consumidores livres, usuários da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, de acordo com a TUST e a RAP aprovadas para o ciclo 2021/2022, como observado na Resolução Homologatória nº 2.896/2021 [92] que estabeleceu as tarifas e os encargos de transmissão de energia elétrica para este ciclo.

Importante ressaltar que de acordo com o gráfico da Figura 35 abaixo, proveniente da Nota Técnica nº151/2021 – SGT/ANEEL [93], que apresenta a evolução da contratação de MUST de carga e geração ao longo dos últimos ciclos, nota-se, do ponto de vista da carga, uma maior contratação para o horário fora ponta que no horário de ponta, ainda que a diferença entre os valores destas tarifas seja bastante próxima.

Tomando como exemplo as TUST aplicáveis a consumidores livres (CL), potencialmente livres (PL) e autoprodutores (AP), conectados à Rede Básica no ciclo 2021/2022, listadas no Anexo 2, as quais serão objeto deste exemplo de aplicação com o objetivo de avaliar o impacto da adoção do pico coincidente, verifica-se que a tarifa média no horário de ponta é de R\$ 5,85/kW.mês, enquanto no horário fora ponta é de R\$ 5,77/kW.mês, ou seja, apenas 1,26% de diferença.

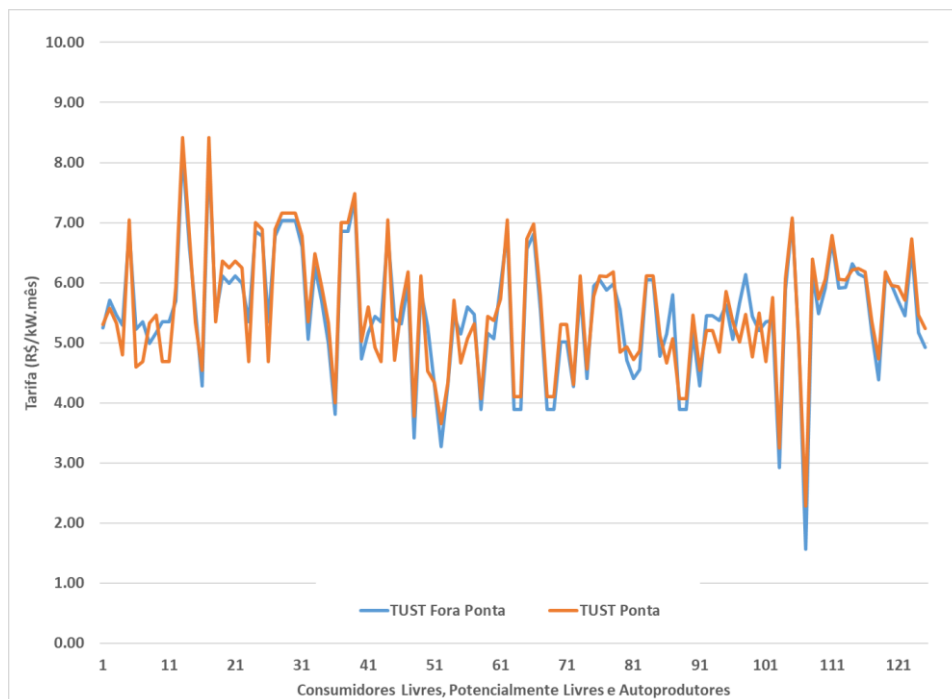


**Figura 35 – MUST Total contratado no ciclo 2021/2022 [93]**

Entretanto, o MUST Permanente contratado totaliza 7.052,82 MW na ponta, e 7.813,32 MW no horário fora ponta, evidenciando uma modulação de 10,78% do montante contratado, ainda que o sinal econômico estático seja fraco.

Na Figura 36 estão plotadas as TUST ponta e fora ponta para o ciclo 2021/2022 de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.896/2020, na qual se nota a extensão dos valores que contemplam as tarifas de acordo com o respectivo posto tarifário ponta e fora de ponta, com valores abaixo de R\$ 2,00/kW.mês até tarifas acima R\$ 9,00/kW.mês, devido ao sinal locacional presente no cálculo. Portanto, a localização da carga continuará a ser considerada um sinal econômico estático por 12 meses, válido até que um novo ciclo tarifário se inicie.

A introdução do conceito de pico coincidente proporcionará uma exacerbação do sinal econômico de acordo com o uso efetivo, além de manter o sinal locacional calculado de acordo com as premissas atuais, fazendo uso do programa Nodal.



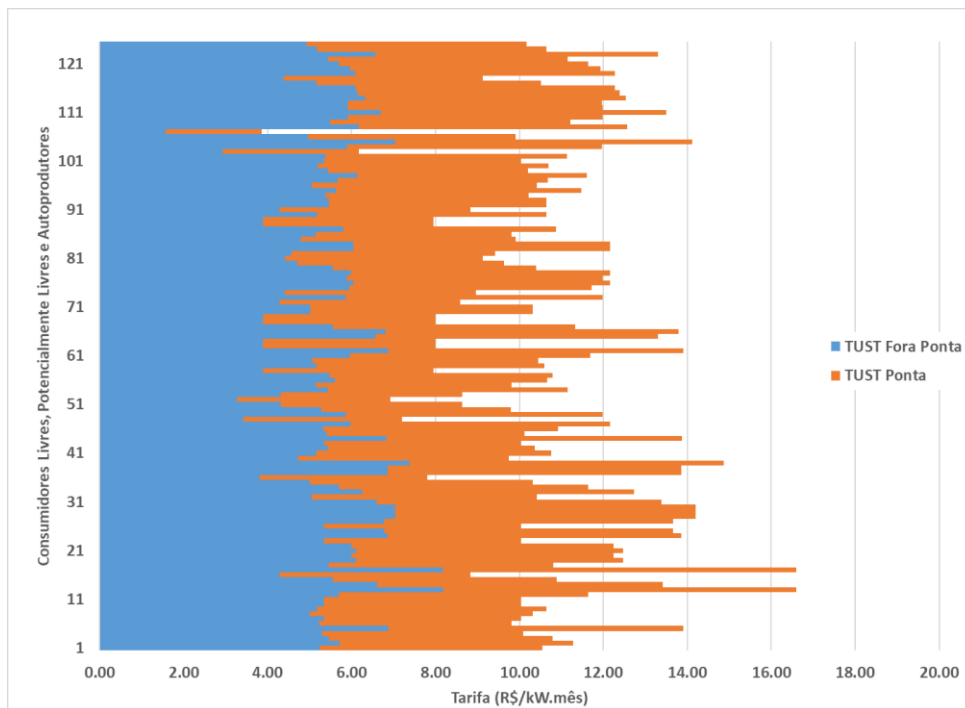
**Figura 36 – TUST ciclo 2021/2022 para CLs, PLs e APs ponta e fora ponta**

Entretanto, ao acrescentar um fator de contribuição em base mensal, de acordo com a intensidade do uso da rede no momento de pico por parte de cada agente conectado, mas preservando o valor total da RAP a ser arrecada a cada mês, será garantido o equilíbrio entre receitas e despesas para a manutenção dos custos de rede.

Com intuito de avaliar o impacto da RD ao pico coincidente, serão simulados três cenários distintos de forma a demonstrar a sensibilidade da proposta em diferentes situações. No Caso 1 será avaliado o impacto de uma forte modulação na hora de pico coincidente por parte de apenas um consumidor, mas tendo este uma tarifa original com valor alto. No caso 2, semelhante ao anterior, também será simulado o impacto de uma modulação intermediária, mas sendo esta a carga de maior porte da amostra.

O caso 3 considera modulações de intensidades distintas provenientes de diferentes tipos de cargas visando ilustrar os resultados obtidos para comportamentos distintos em um dado mês.

O gráfico em barras horizontais apresentado na Figura 37 retrata as mesmas tarifas ponta e fora ponta, originalmente calculadas para o ciclo 2021/2022 para Consumidores Livres, Potencialmente Livres e Autoprodutores, contudo, agora empilhadas horizontalmente de forma a servir de referência para a análise de sensibilidade que será realizada a seguir, considerando a proposta de aplicação do pico coincidente formulado anteriormente.

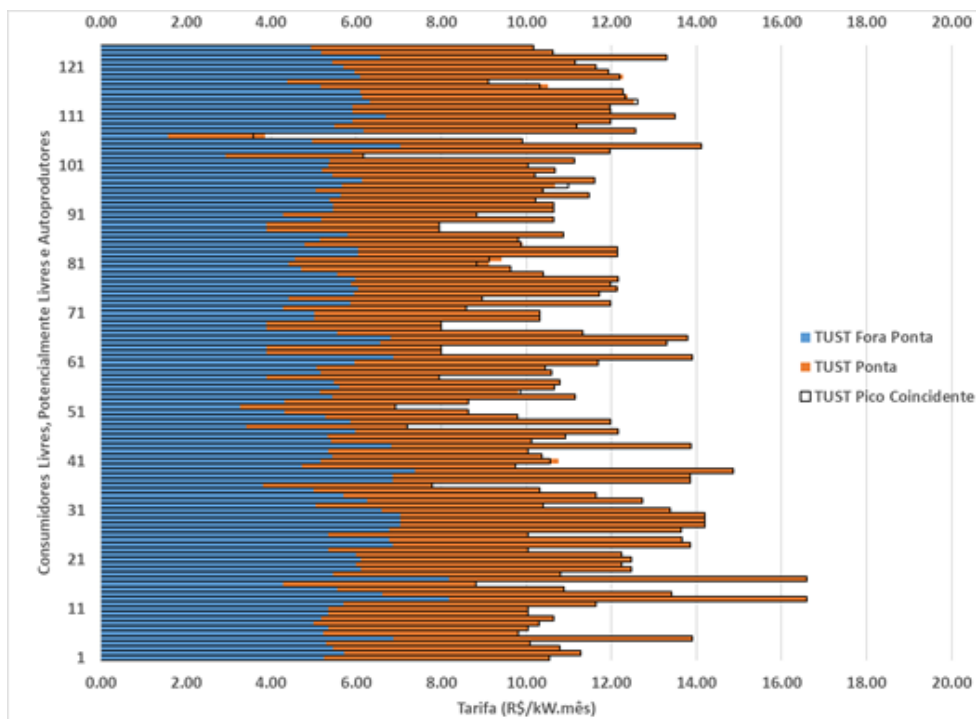


**Figura 37 – TUST ciclo 2021/2022 para CLs, PLs e APs ponta e fora ponta**

A partir deste ponto será aplicada a proposta de utilização do pico coincidente, na qual as TUST podem ser visualizadas, a título de comparação, no gráfico da Figura 38. Neste gráfico estão plotadas as tarifas de pico coincidente que agregam a TUST de ponta e fora de ponta de acordo com o MUST Permanente contratado por cada carga, que na maioria dos casos tem valores iguais, mas em outros estão modulados de acordo com o MUST contratado na ponta e fora de ponta.

Neste sentido, a TUST de Pico Coincidente apresenta, em alguns casos, valores diferentes dos encontrados na soma simples da TUST de ponta e fora ponta, que não levam em consideração o MUST Permanente contratado, mas que garantem que o EUST original de cada carga não seja alterado.

Importante ressaltar que, de forma a viabilizar a aplicação da proposta de utilização do pico coincidente como sinal econômico para RD na TUST em base mensal, foram necessários pequenos ajustes para a criação do Caso de Referência. No gráfico da Figura 38 estão plotadas as tarifas de pico coincidente que agregam a TUST de ponta e fora ponta de acordo com o MUST Permanente contratado por cada carga, que na maioria dos casos tem valores iguais, mas em outros estão modulados de acordo com o MUST contratado na ponta e fora ponta. Neste sentido, a TUST de Pico Coincidente apresenta, em alguns casos valores diferentes dos encontrados na soma simples da TUST de ponta e fora ponta, que não levam em consideração o MUST Permanente contratado, mas que foram ajustados de forma a garantir que o EUST original de cada carga não seja alterado.



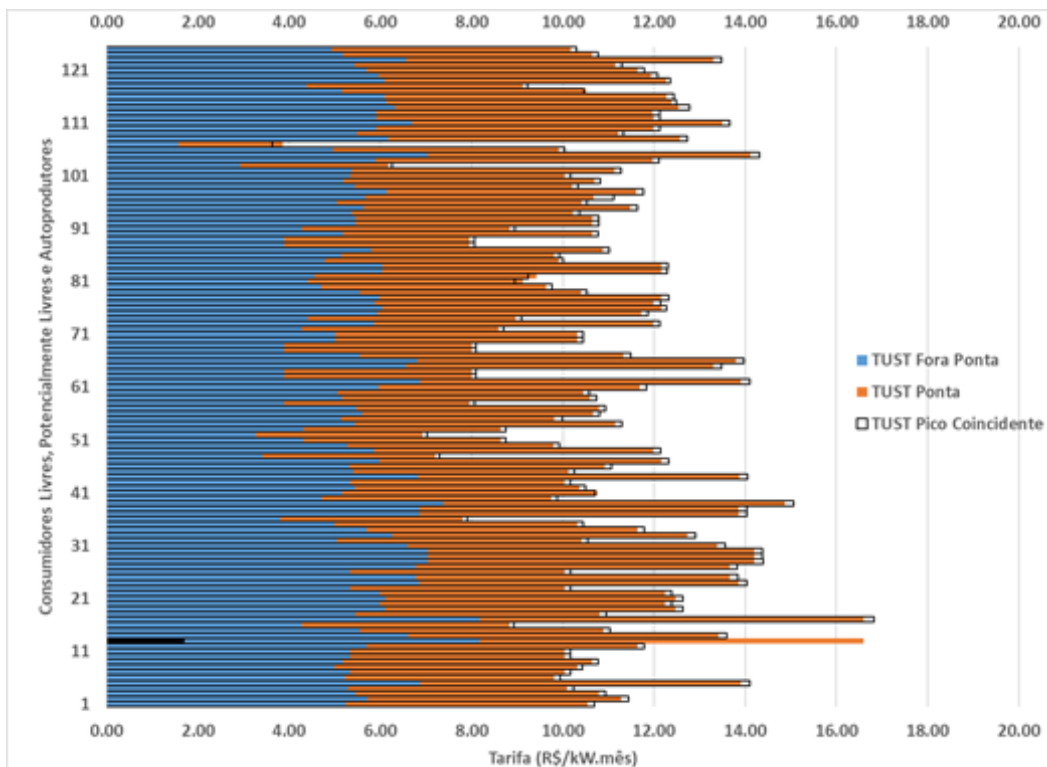
**Figura 38 – Caso de Referência: TUST ponta, fora ponta e pico coincidente**



Diante do exposto, é possível assegurar que caso as cargas demandem a mesma proporção em relação ao MUST Permanente contratado nos horários de ponta e fora ponta, na hora em que o pico coincidente do sistema ocorra, o EUST a ser pago por cada carga será igual ao da situação corrente, ou seja, não há a sinalização econômica em relação ao uso no momento em que o sistema é mais exigido.

Utilizando-se dessas premissas, foram simuladas algumas situações pelas quais pode ser verificado o impacto na tarifa, e por consequência no EUST, quando uma determinada carga contribui mais intensamente que as demais para a ocorrência do pico no SIN em um determinado mês.

Na primeira simulação o caso de referência foi alterado, de forma que a carga com tarifa originalmente alta fosse modulada em 90% na hora de pico coincidente do mês de simulação. Este impacto pode ser visto na Figura 39 a seguir:



**Figura 39 – Caso 1: Impacto da Modulação na TUST Pico Coincidente**

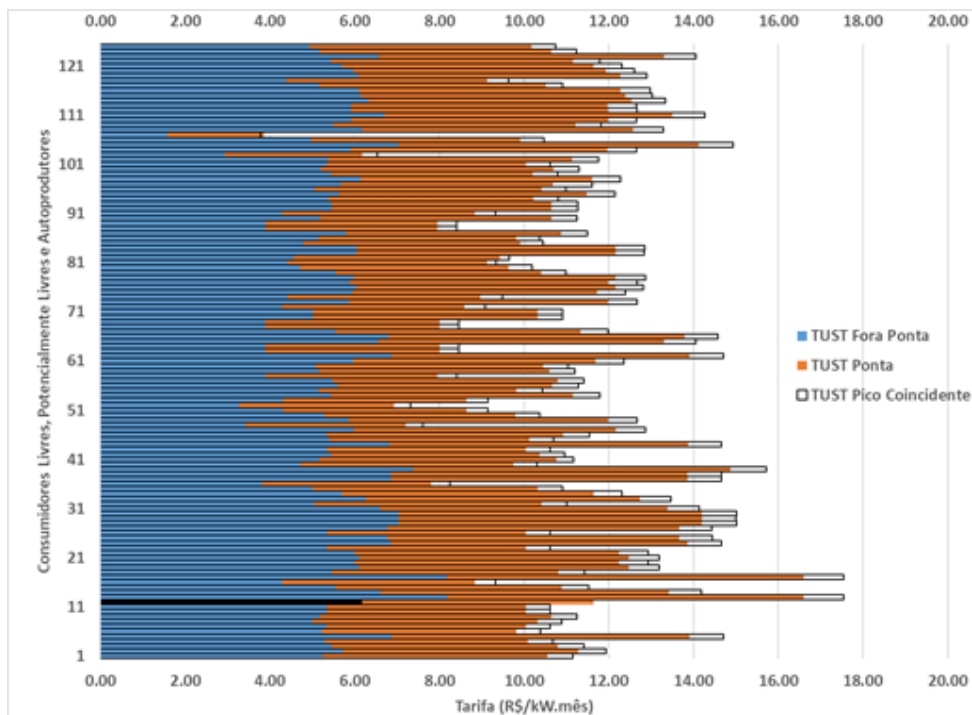
No gráfico do Caso 1 nota-se que a barra destacada em preto apresenta redução na tarifa de uso do sistema de transmissão, uma vez que este usuário modulou seu uso no horário de pico coincidente do SIN. Em contrapartida, os demais usuários que não agiram da mesma forma tiveram um acréscimo em suas tarifas para que fosse possível garantir que o EUST total a ser arrecadado no mês em questão não sofresse alterações.

Neste caso, o usuário 13 foi o único que reduziu sua carga de 75 MW no caso referência para 7.5 MW tendo como resultado uma diminuição de 89,9% na TUST pico coincidente que era de R\$ 16,60/kW.mês e foi para R\$ 1,68/kW.mês, em contrapartida os demais usuários que nesta simulação não alteraram sua demanda durante o horário de pico coincidente tiveram incremento médio de 1,32% em suas tarifas.

No caso 2 foi simulada a contribuição da carga de grande porte que foi modulada em 50% na hora do pico coincidente. A Figura 40 ilustra o resultado para o usuário 12 que modulou sua carga e obteve uma redução na sua tarifa como mostra a barra preenchida em preto. Nesta simulação, o usuário de maior porte que possui uma carga total de 800 MW no caso de referência, reduziu sua demanda total para 400 MW e obteve uma diminuição de cerca de 47,1% na TUST pico coincidente caindo de R\$ 11,64/kW.mês para R\$ 6,15/kW.mês.

No entanto, nesta simulação os demais usuários que nesta simulação não alteraram sua demanda durante o horário de pico coincidente neste mês tiveram um aumento em médio maior em suas tarifas, que atingiu 5,70%. Observa-se, portanto, que o montante a ser compensado pelos demais usuários é mais alto em comparação ao caso anterior, devido ao tamanho da carga modulada em relação à carga total.

No terceiro caso foi realizada uma simulação com diferentes proporções de modulação para cada carga como poder ser visto na Tabela 11 onde estão destacados 10 usuários que reduziram suas cargas entre 5% e 90% durante a hora de pico.

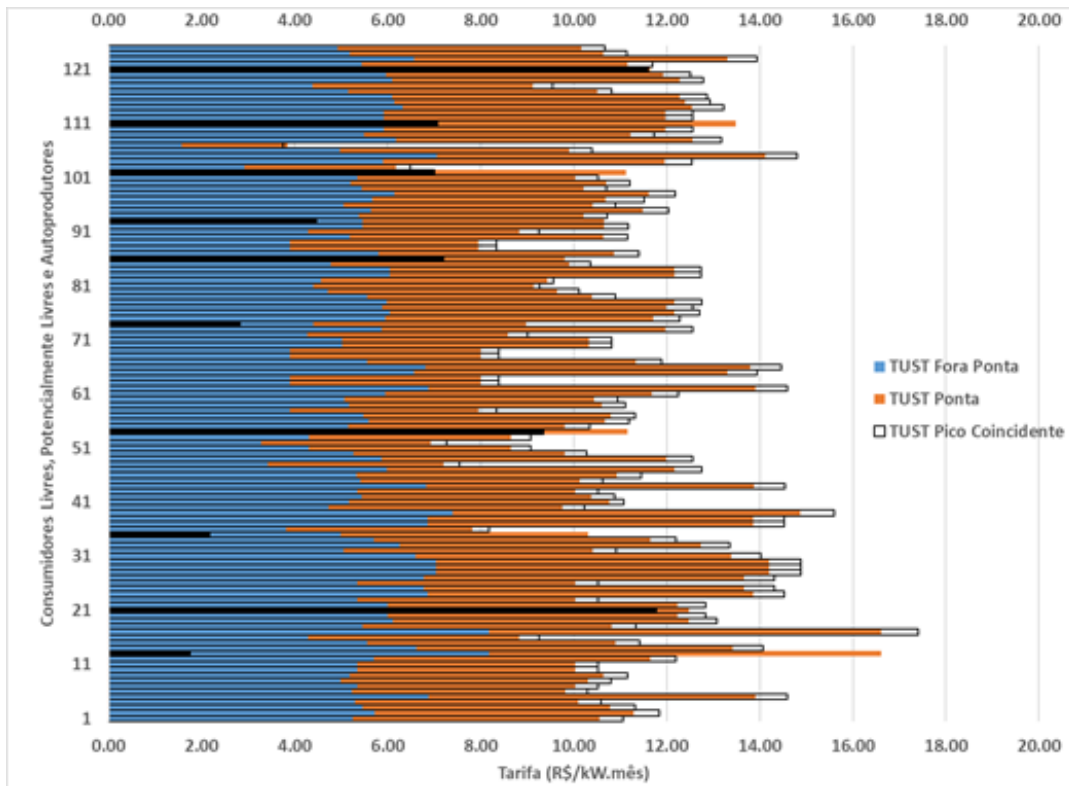


**Figura 40 – Caso 2: Impacto da Modulação na TUST Pico Coincidente**

**Tabela 11 – Caso 3: Modulação de Diversas Cargas**

Usuário nº	MUST Ref. (MW)	Modulação (%)	MUST Caso 3 (MW)
13	75.00	90%	7.50
21	100.00	10%	90.00
35	3.00	80%	0.60
54	125.30	20%	100.24
74	7.00	70%	2.10
86	110.00	30%	77.00
93	80.00	60%	32.00
102	78.00	40%	46.80
111	170.50	50%	85.25
121	110.70	5%	105.17
13	75.00	90%	7.50
21	100.00	10%	90.00
35	3.00	80%	0.60
54	125.30	20%	100.24
74	7.00	70%	2.10

Neste exemplo, nota-se também que para que o EUST mensal arrecadado não sofra alteração, os demais usuários, que não modularam sua carga, terão que compensar esta diferença em 4,85%, como pode ser verificado nas barras horizontais da TUST Pico Coincidente na Figura 41.



**Figura 41 – Caso 3: Impacto da Modulação na TUST Pico Coincidente**

A Tabela 12 apresenta os resultados de forma individualizada para cada usuário que reduziu sua demanda no horário de pico coincidente simulado no Caso 3. Os resultados da simulação mostram que conforme a intensidade da modulação de cada carga em resposta dada ao sinal econômico dado pela utilização do Pico Coincidente, nota-se um maior impacto na redução do valor da TUST no Caso 3 em relação ao Caso de Referência.

Desta forma, o Caso 3 evidencia que a introdução da TUST de Pico Coincidente fortalece o sinal econômico de acordo com o uso do sistema de transmissão quando este se encontra mais estressado, e, portanto, beneficia aqueles que agem em prol do sistema quando este mais necessita, caracterizando uma forma eficiente da demanda responder à tarifa de transmissão.

**Tabela 12 - Caso 3: Impacto da Modulação na TUST Pico Coincidente**

Usuário nº	TUST Ref. (R\$/kWmês)	TUST Caso 3 (R\$/kWmês)	Impacto (%)
13	16.60	1.64	-90.12%
21	12.47	11.77	-5.61%
35	10.32	2.16	-79.07%
54	11.15	9.35	-16.14%
74	8.97	2.83	-68.45%
86	9.81	7.20	-26.61%
93	10.65	4.47	-58.03%
102	11.13	7.00	-37.11%
111	13.49	7.07	-47.59%
121	11.64	11.59	-0.43%
13	16.60	1.64	-90.12%
21	12.47	11.77	-5.61%
35	10.32	2.16	-79.07%
54	11.15	9.35	-16.14%
74	8.97	2.83	-68.45%

Considerando os benefícios, tanto para o SIN quanto para os usuários de rede que atuarem para a redução do pico do sistema de transmissão, o conceito de pico coincidente poderá também ser aplicado no segmento de distribuição.

Primeiramente em usuários de média tensão, no intuito não somente de aumentar a competição, mas também de promover a eficiência econômica do uso da rede, e por consequência postergar investimentos desnecessários, na medida em que se aproveitará melhor a capacidade instalada existente, por meio de um sinal econômico correto e cada vez mais abrangente. Posteriormente podendo alcançar até mesmo o consumidor de varejo, tão logo este disponha de medição adequada para responder ao mesmo sinal que grandes consumidores.

Como um primeiro passo, o sinal econômico poderia chegar ao usuário de distribuição pelo repasse do custo dispendido pela Distribuidora de Energia, na medida em que este agente também receba o sinal econômico da TUST de Pico Coincidente, e então, possa repassar o benefício aos usuários do sistema de distribuição que contribuirão com a redução da carga no horário de pico do sistema, incentivando assim a resposta da demanda de acordo com o sinal econômico correto.

Importante destacar que o ONS [94] fornece em seu website a curva de carga em tempo real, e, portanto, os usuários já possuem informação para operar a RD na transmissão, o que falta essencialmente é uma regulação condizente à disponibilização do sinal econômico.

### 6.3.2 Pico Coincidente em Mercados de Capacidade

A experiência internacional mostra que o desenvolvimento de um Mercado de Capacidade permite que o sistema tenha sinais econômicos claros, indicando onde é necessário investimento no sistema de energia, incluindo a localização de novas unidades geradoras, a expansão das instalações de transmissão e a participação em programas de gerenciamento do lado da demanda. Uma vez que estes são elementos necessários para que o mercado funcione adequadamente, de forma a aliviar restrições, aumentar a concorrência e melhorar a capacidade do sistema de atender à demanda de energia.

O mercado de capacidade trabalha com uma visão sistêmica de longo prazo na qual se adquire capacidade para atender às futuras necessidades energéticas da região. De outro lado, também tem como dever fomentar a participação dos recursos de demanda de forma ativa e passiva.

Os recursos ativos de demanda podem oferecer ao Mercado de Capacidade sua redução de consumo de eletricidade, ou ativar sua geração local em resposta às instruções de despacho do operador durante deficiências de capacidade. Os recursos de demanda passiva podem oferecer a este mercado apenas sua capacidade de reduzir o consumo de eletricidade em períodos de pico de demanda do sistema.

Nos Estados Unidos, observam-se em diferentes mercados, tarifas que têm como base a demanda máxima ocorrida também conhecida como demanda de pico, que diferindo em detalhes, mas amplamente semelhante no conceito, é utilizada para a

cobrança de encargos de transmissão, como discutido anteriormente, e encargos de capacidade, podendo variar em frequência de um a cinco picos coincidentes, bem como em períodos, podendo estes serem definidos em base anual ou sazonal.

Algumas análises realizadas no Mercado de Capacidade na região da Nova Inglaterra - ISONE permitiram identificar que o conceito do pico coincidente para a cobrança do encargo de capacidade é utilizado em base anual. Assim sendo, a hora de maior demanda de todo o sistema do ISONE, integralizada a partir de medições que são realizadas a cada 5 minutos, denominada *one coincident peak* (1CP) ou *single peak*, serve como referência para que os grandes consumidores, na medida em que demandam energia do sistema, sejam tarifados proporcionalmente à sua contribuição para o pico do sistema ocorrido no período de um ano, que se inicia em junho e termina em maio do ano seguinte, pelos 12 meses seguintes, e assim sucessivamente.

O mercado do Estado de Nova York - NYISO também utiliza como referência 1CP em seu mercado de capacidade, entretanto, a diferença é o período de participação que entra em vigor de 1º de maio e termina em 30 de abril do ano seguinte.

Diferentemente, o PJM utiliza cinco picos coincidentes em base sazonal, conhecidos como 5CPs, para medir a contribuição da carga e determinar sua obrigação no mercado de capacidade. Assim sendo, durante o verão de cada ano no período de 1º de junho a 30 de setembro é aferida a contribuição de cada carga durante às cinco horas de pico coincidentes do PJM. Os dados do 5CPs são normalmente divulgados em meados de outubro e serão válidos para o cálculo do encargo de capacidade a ser pago por cada consumidor no ciclo seguinte, que se inicia em junho do próximo ano.

Fazendo um paralelo entre este mecanismo consolidado em mercados avançados, observa-se que no Brasil, a expansão do sistema elétrico até a década passada tinha como principal recurso usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização, e, portanto, quando o requisito produção de energia estava atendido, conseqüentemente os requisitos capacidade e flexibilidade estavam garantidos.

Contudo, a EPE nos últimos anos vem sinalizando, em recorrentes e diferentes publicações, que o sistema elétrico brasileiro ano após ano está deixando de ser puramente restrito em produção de eletricidade e se tornando cada vez mais restrito em capacidade, na medida em que aumenta a participação termelétrica e de geração renovável não despachável.

Em 2019, durante as discussões sobre a separação de lastro e energia, a EPE [95] preparou um relatório de apoio ao workshop realizado, com o intuito de consolidar o diagnóstico do modelo atual de expansão do setor elétrico já iniciado em 2017, à época da Consulta Pública MME nº 33/2017 - CP33 [96]. A proposta em discussão avaliava a divisão da remuneração dos geradores em duas categorias. A primeira, chamada de lastro, está associada a requisitos de capacidade e confiabilidade, recebendo um pagamento fixo pela potência instalada e sendo remunerada em \$/kW-mês, por meio de um mercado de capacidade. A segunda, denominada energia, com relação direta à commodity produzida, remunerada em R\$/MWh, de característica variável, sendo negociada no mercado de energia através de contratos de compra e venda. Assim sendo, vislumbra-se que a contratação de capacidade seria realizada através de leilões de expansão de forma centralizada e o encargo de capacidade seria alocado a todos os consumidores.

Neste contexto, (i) tanto no âmbito das discussões da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro [97], instituído pela Portaria MME nº 187/2019 [98], de 4 de abril de 2019, que se propõe a endereçar possíveis soluções que tragam avanços ao mercado de eletricidade no Brasil “promovendo mudanças no quadro regulatório, comercial e operacional, buscando criar condições para uma participação mais ativa dos consumidores na gestão de seu consumo de energia, valorizando a possibilidade de escolhas individuais”, (ii) quanto à partir de experiências internacionais, identificadas como referências para a discussão de um possível Mercado de Capacidade no Brasil, entende-se que mecanismos de resposta da demanda deverão estar presentes permitindo a participação ativa dos consumidores.

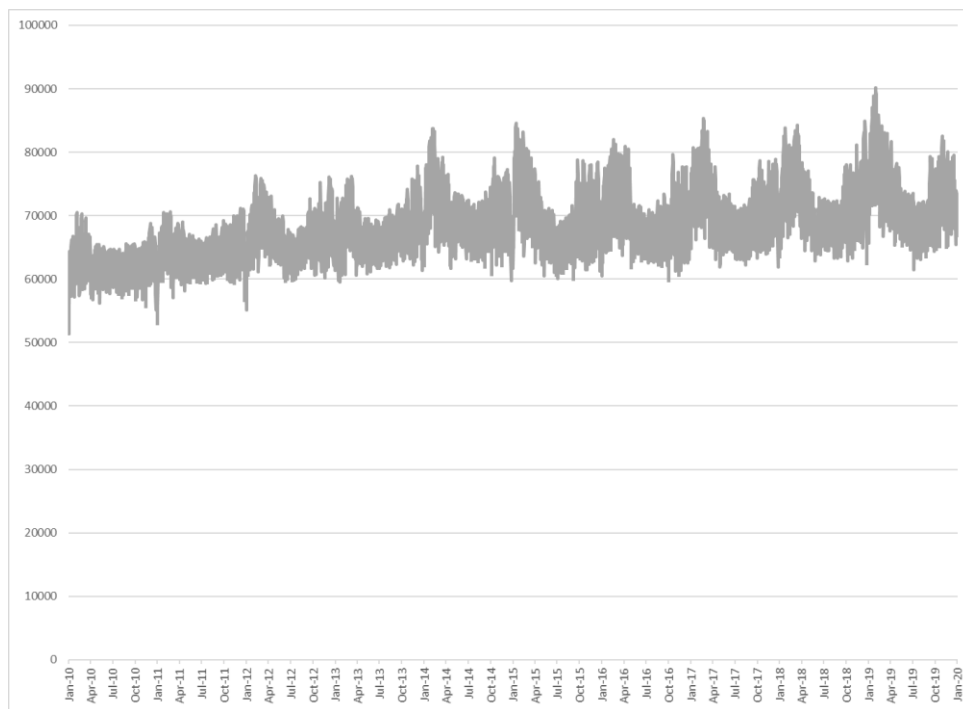


### 6.3.2.1 Proposta

Desta forma, tendo como referência as experiências internacionais citadas anteriormente em relação à participação da carga em mercados de capacidade, nesta seção será apresentada uma proposta de programa de RD que tem por objetivo mitigar investimentos futuros em capacidade através da participação de consumidores de forma ativa ou passiva na oferta de capacidade, à medida que haja a separação entre lastro e energia com a implantação de um Mercado de Capacidade no Brasil.

A métrica mais utilizada para ponderar a participação da carga neste tipo de mercado é conhecida como “*PLC – Peak Load Contribution*”, ou seja, a demanda medida quando o sistema atinge seu pico dentro de um período pré-determinado, sendo que o resultado apurado é aplicado na tarifa do ano seguinte. Assim, o pagamento total é projetado para recuperar os requisitos de receita anuais do sistema, a fim de financiar a capacidade existente, bem como a construção da nova capacidade, necessária para atender a previsão de pico de demanda para o ano corrente e para os anos subsequentes. Deste modo, tendo como base este princípio e as demandas máximas verificadas no SIN, no período de 10 anos compreendido entre 2010 e 2019, apresentadas na Figura 42, serão avaliadas algumas possibilidades de aferição dos picos coincidentes, tanto no SIN como nos quatro submercados que o compõe, de forma a servir de base para a tarifação do encargo de capacidade de acordo com a contribuição da carga.

Assim sendo, o encargo de capacidade a ser pago pelos consumidores a partir da separação entre lastro e energia e a criação do Mercado de Capacidade no Brasil aqui proposto, deverá ser calculado tendo como base a receita total a ser recolhida dos consumidores no ano corrente, rateada de acordo com o PLC de cada carga no ano anterior, de forma a incentivar os consumidores a reduzir a demanda na hora em que o sistema está sobrecarregado, e portanto, pagar o encargo de capacidade de acordo com o quanto ele efetivamente contribuiu para que o pico do sistema ocorresse no ano anterior.



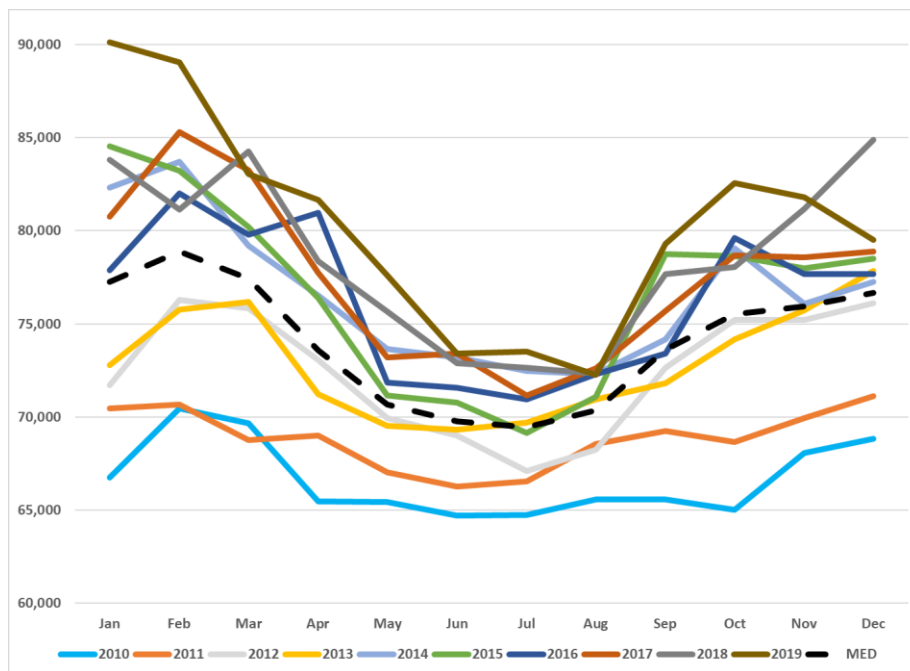
**Figura 42 – Demandas Máximas Diárias do SIN 2010-2019 (MW)**

Esta atitude por parte consumidor também ajudará a mitigar as necessidades de expansão da capacidade do sistema, na medida em que o crescimento da demanda de pico se torne menor, dado o fomento da participação cada vez mais ativa do segmento associado à carga, condição que beneficiará não somente os consumidores que conseguirem reduzir sua demanda nas horas de pico coincidente, mas também os demais consumidores, na medida em que o montante de capacidade futura tenha uma base de cálculo menor ao se analisar a necessidade de expansão, e portanto, o encargo futuro para todos os consumidores torna-se menor com a adoção desta iniciativa.

### 6.3.2.2 Exemplo de Aplicação

A partir da proposta apresentada no item anterior, nesta seção serão demonstrados alguns exemplos de aplicação baseados nas experiências internacionais tendo como referência as demandas máximas verificadas no SIN e por submercado no período de 10 anos compreendido entre 2010 e 2019.

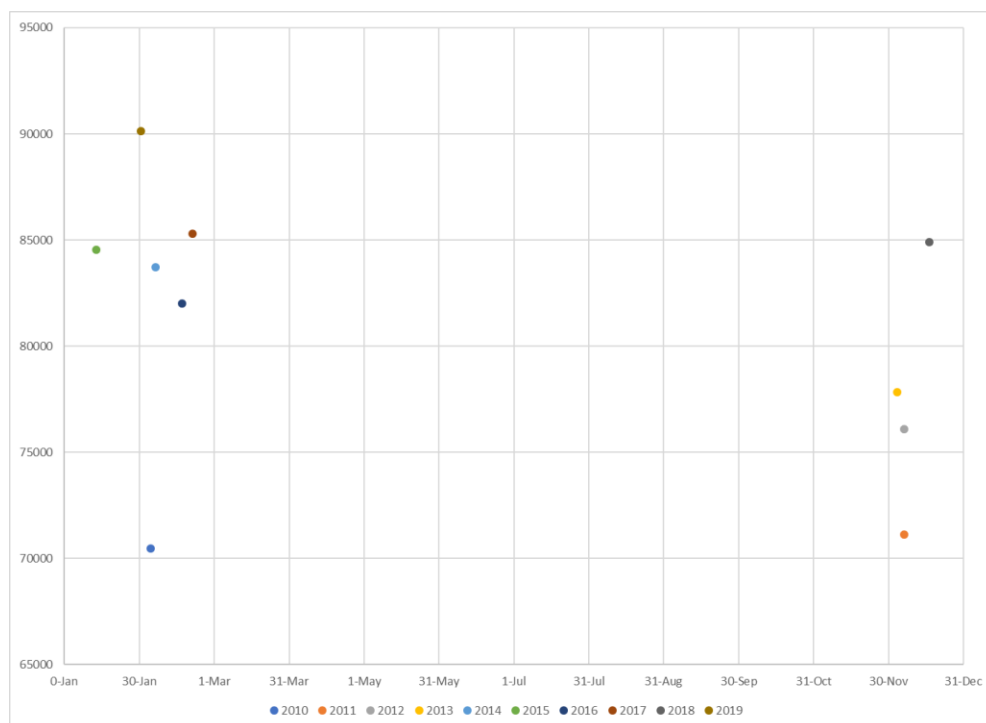
As demandas máximas mensais registradas no SIN, apresentadas na Figura 43 a seguir, demonstram a sazonalidade da carga tornando-se mais acentuada nos últimos anos. O perfil do gráfico demonstra que a carga tende a ser maior nos meses mais quentes de dezembro a março, e, portanto, menor nos meses mais frios de abril a novembro, quando observamos a demanda do sistema interligado agregada a partir dos dados obtidos no website do ONS [99] na seção que trata do histórico da operação.



**Figura 43 – Curva de Demandas Máximas Mensais do SIN 2010-2019 (MW)**

Conforme já citado anteriormente, nos mercados de capacidade que trabalham tendo como base o 1CP, como o ISONE, MISO e o NYISO, isto significa dizer que a contribuição da carga para o pico coincidente está baseada em uma hora por ano, e, portanto, apenas esta hora de máxima demanda do sistema servirá de referência para os estudos que indicarão a necessidade de contratação de capacidade nos próximos leilões, e por consequência para o cálculo do encargo de capacidade para o ano seguinte.

Deste modo, a Figura 44 traz um levantamento da utilização deste mesmo critério de 1CP no SIN, onde podemos notar que no período de dez anos de análise, o pico coincidente único ocorreu no intervalo de três meses que se inicia em dezembro e termina em fevereiro do ano seguinte, evidenciando que a carga do SIN é mais fortemente impactada pelo efeito da temperatura nos meses mais quentes.



**Figura 44 –SIN 1CP 2010-2019 (MW)**

Outra referência importante, avaliada a seguir, é a utilização de um maior número de picos coincidentes por ano, como utilizado no PJM, onde são levados em consideração os cinco maiores picos ocorridos a cada ano, e a partir destes cinco valores, se calcula a média para aferir a contribuição de cada carga em um determinado ano, e assim então, calcular o encargo de capacidade a ser cobrado no ano seguinte, como usualmente fazem os demais mercados.

Isto posto, na Figura 45 estão plotados os 5CPs ocorridos no SIN em uma década, onde nota-se uma maior dispersão dos dias de pico ocorridos a cada ano em comparação ao caso anterior, sendo que alguns picos chegam a ocorrer também



**Tabela 13 – PJM 5CPs 2021 [100]**

### **Summer 2021 RTO Coincident Peaks (5CP)**

Notes: All times are listed in Hour Ending EPT  
Peak loads are unrestricted

<b>PJM RTO</b>			
<u>Day</u>	<u>Date</u>	<u>Hour</u>	<u>MW</u>
Tuesday	8/24/2021	18:00	148,433
Thursday	8/12/2021	17:00	147,924
Tuesday	6/29/2021	17:00	146,578
Tuesday	7/6/2021	17:00	145,742
Thursday	8/26/2021	16:00	145,679

No entanto, uma importante consideração deve ser feita no caso brasileiro, pois temos que levar em conta a dimensão do SIN, e, portanto, na medida em que o sistema nacional é dividido em quatro subsistemas regionais, que apresentam perfis de carga diferentes de acordo com sua localização geográfica, variadamente impactada pelo clima, resulta em perfis sazonais diferentes em cada região como apresentado na Figura 46 a seguir. Desta forma, podemos observar que nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste, os picos ocorrem com mais frequência de dezembro a fevereiro, em contrapartida, nos subsistemas Norte e Nordeste, há uma dispersão maior na ocorrência de picos, que ficará mais evidente na apresentação gráfica a seguir, que demonstra apenas um pico coincidente.

A Figura 47 traz a ocorrência de 1CP por subsistema evidenciando o que foi dito no comentário anterior e qualificando os meses de maior ocorrência do pico anual por subsistema no período analisado. Deste modo, destaca-se no primeiro semestre, o mês de fevereiro, como o mês em que o pico ocorre com maior frequência nos subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste, e no segundo semestre, os meses de setembro e dezembro, com uma maior prevalência quando considerados os subsistemas Norte e Nordeste, respectivamente.

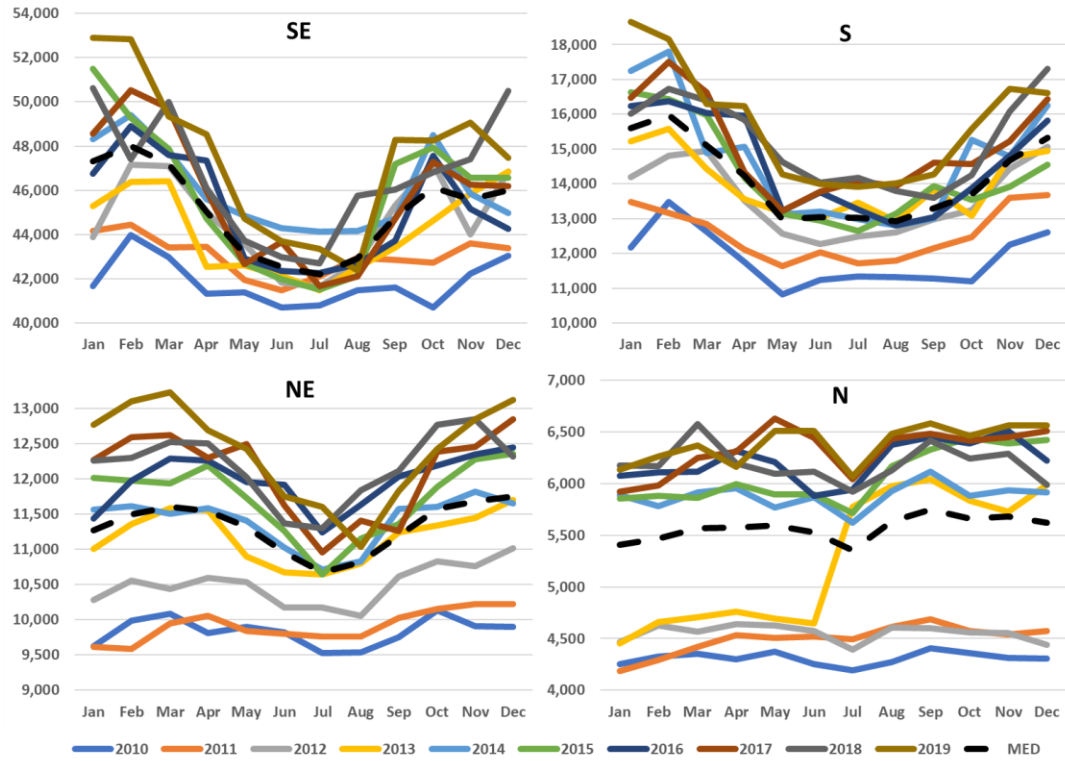


Figura 46 – Curva de Demandas Máximas Mensais por Subsistema 2010-2019 (MW)

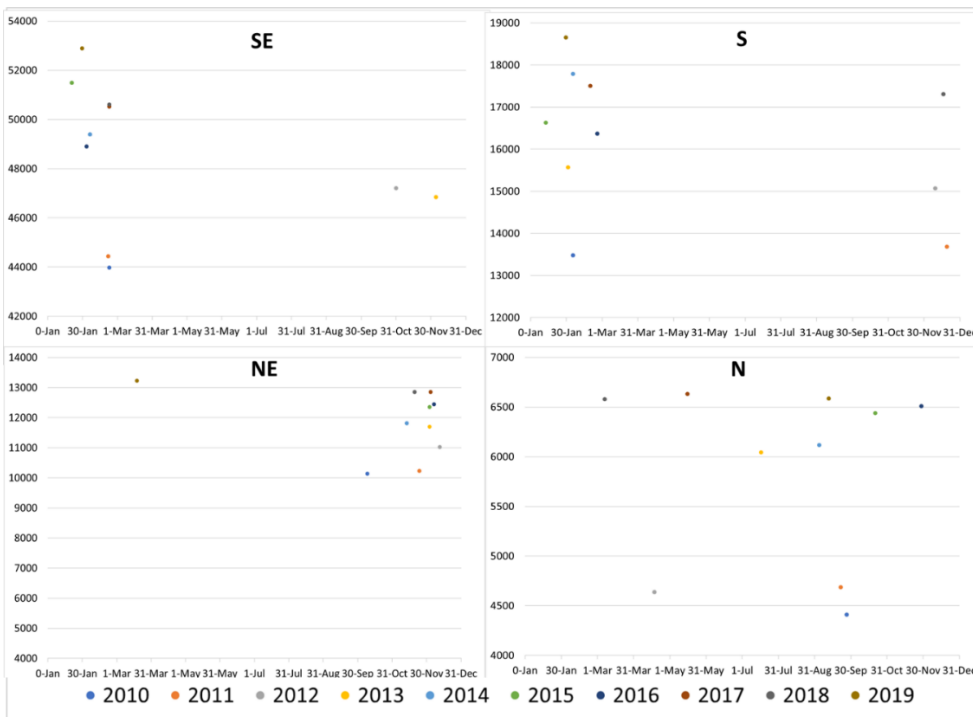
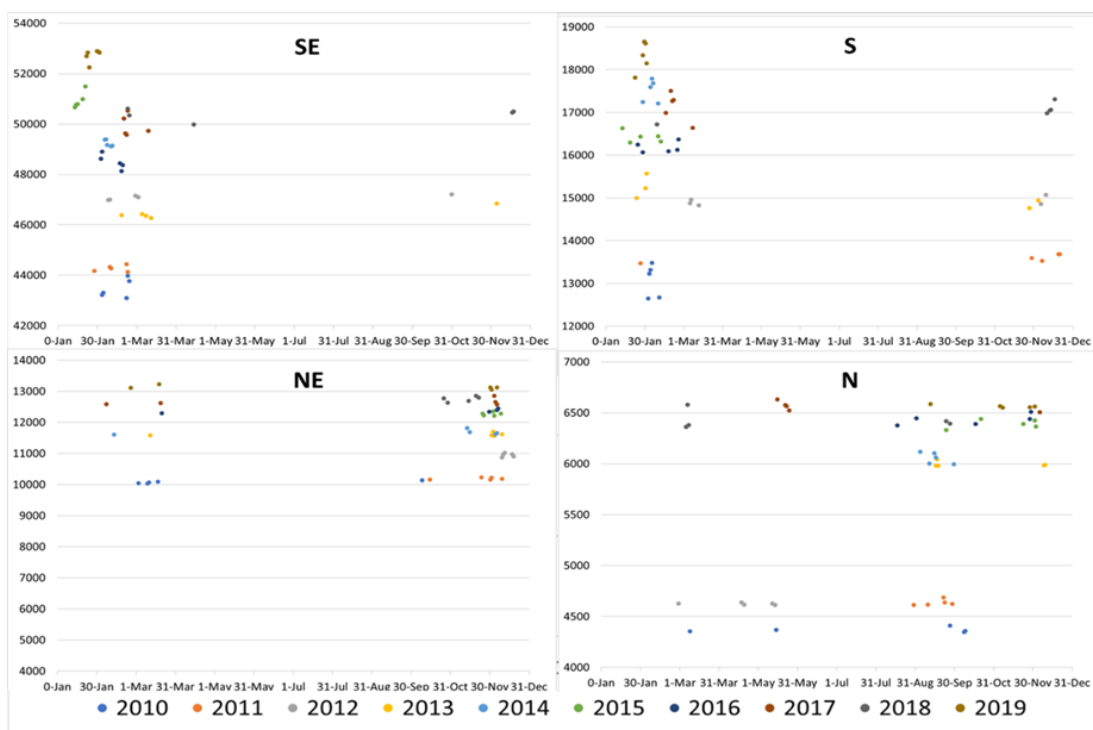


Figura 47 – 1CP por Subsistema 2010-2019 (MW)

A seguir na Figura 48 estão plotados os 5CPs ocorridos em cada subsistema no mesmo período, seguindo o método adotado pelo PJM. Evidencia-se no gráfico desta figura, quando se analisa os subsistemas Sul e Sudeste/Centro Oeste, a concentração das horas de pico nos meses em que as temperaturas são mais altas. Por outro lado, nota-se uma maior dispersão das horas de pico durante todo o ano, ao serem analisadas as ocorrências dos cinco maiores picos anuais no subsistema Nordeste, o que acontece com maior frequência no subsistema Norte, onde em nove meses, dentro do período analisado, são registrados pelo menos um dos cinco picos coincidentes.



**Figura 48 – 5CPs por Subsistema 2010-2019 (MW)**

Portanto, na medida em que avançam as discussões sobre as regras para o desenvolvimento de um mercado de capacidade no Brasil, cenário em que se pretende uma participação cada vez mais ativa do segmento de consumo, faz-se necessário analisar a parcela de participação da carga em cada subsistema, para que então, seja possível endereçar melhor a resposta da demanda neste novo tipo de mercado, considerando um ou mais picos coincidentes, que propiciam mais

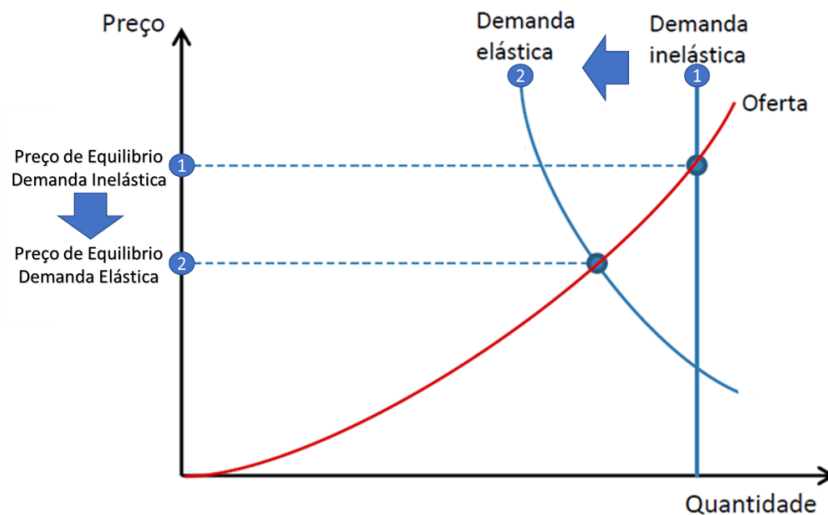


oportunidades de resposta pela carga durante um processo inicial de aprendizado, de acordo com a necessidade real de atendimento em cada região, dada a dimensão continental do país.

#### 6.4 Proposta 3: Preço

A Resposta da Demanda a Preço refere-se a mudanças no perfil de consumo motivadas por alterações nos preços ao longo do dia, onde o consumidor pode realocar seu consumo, ou seja, transferir dos períodos em que o preço está mais caro para períodos em que o preço estiver mais baixo.

A Agência Internacional de Energia em seu artigo intitulado “Empowering Customer Choice in Electric Markets” [101] afirma que a resposta efetiva da demanda tem o potencial de melhorar substancialmente a flexibilidade e eficiência do mercado de energia, proporcionando dentre os seus benefícios a redução dos preços, como demonstrado na Figura 49.



**Figura 49 – Aumentando a Eficiência do Mercado com a Resposta da Demanda a Preços**

Fonte: adaptado de [101]

Em um primeiro momento, a curva 1 de demanda é vertical e completamente inelástica refletindo a falta de incentivo para respostas mais flexíveis, em um regime de preços fixos no varejo, podendo resultar em preços de pico muito altos no mercado *spot*. No momento seguinte, onde a demanda é mais elástica resulta em uma curva 2 de demanda negativamente inclinada, o que implica em níveis diferentes de resposta, o que significa alterar a quantidade demandada de acordo com a variação do preço. Desta forma, ao permitir uma maior flexibilidade da resposta da carga ao preço, propicia-se um novo ponto de equilíbrio de acordo com a elasticidade da demanda, que resulta em um preço de mercado mais baixo advindo de uma produção reduzida, e, portanto, aumentando a confiabilidade do sistema e a eficiência do mercado.

#### 6.4.1 Tarifas Variáveis no Tempo

As tarifas variáveis no tempo imputam diferentes valores de eletricidade em diferentes horas do dia e do ano. Essas tarifas refletem o custo variável do tempo de fornecimento de eletricidade e incentivam os consumidores a diminuir seu uso durante os horários de pico do sistema, e a deslocarem seu consumo para horários fora de pico, onde os preços são mais baixos. O gráfico da Figura 50 demonstra a evolução de alguns tipos de tarifas, o que será discutido na sequência, tendo como ponto de partida uma tarifa fixa, e na medida em que as tarifas vão se tornando cada vez mais dinâmicas, a relação entre risco e retorno vai aumentando, até atingir como ponto final a precificação em tempo real.

A TOU, tarifa que varia de acordo com o tempo em que se faz o uso da eletricidade, pode ser considerada o primeiro passo após a tarifação fixa, em que o preço da energia elétrica é igual para todo o período. A TOU também conhecida como Tarifa Horo-Sazonal, pode ser uma tarifa que varia de acordo com o decorrer das horas do dia ou ainda como uma tarifa sazonal baseada na divisão do ano em várias estações, e então, diferentes tarifas são disponibilizadas para diferentes épocas do ano.

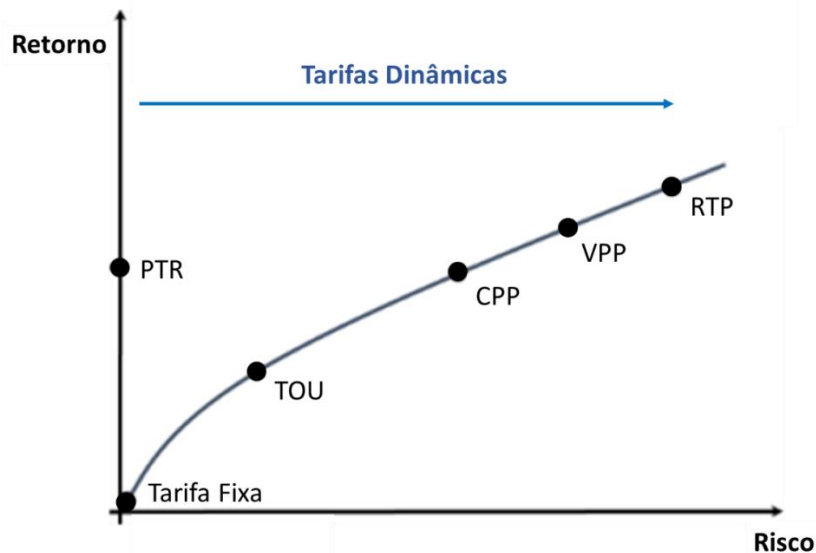


Figura 50 – Caminho da Tarifa Fixa à Precificação Dinâmica [102]

- *Time-of-use* (TOU)

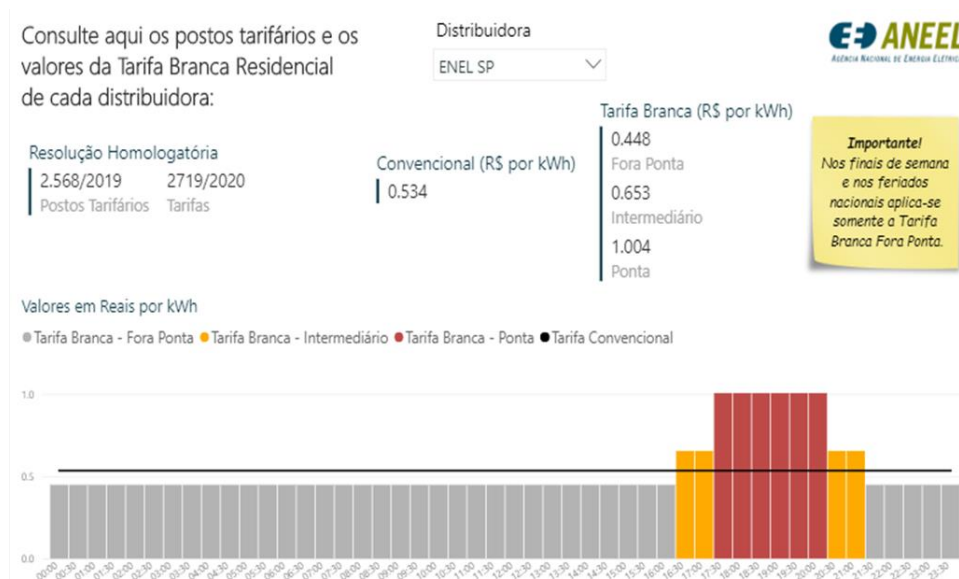
Essas tarifas são fixadas por período e, conseqüentemente, oferecem certeza quanto a sua cobrança de acordo com sua ocorrência.

No Brasil temos como exemplo de TOU os postos tarifários utilizados na Tarifa Branca, definido como período em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia. Portanto, a ANEEL nas Resoluções 414/2010 [103] e 479/2010 [104] considera a seguinte distinção:

- posto tarifário ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora, considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- posto tarifário intermediário: período de horas conjugado ao posto tarifário ponta, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior e aplicado para o Grupo B;

- posto tarifário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o Grupo B, intermediário.

A Figura 51 apresenta um exemplo ilustrativo da aplicação da Tarifa Branca para consumidores do Grupo B localizados na área de Concessão da ENEL em São Paulo, contendo os três postos tarifários descritos acima, em comparação à Tarifa Convencional de natureza fixa.



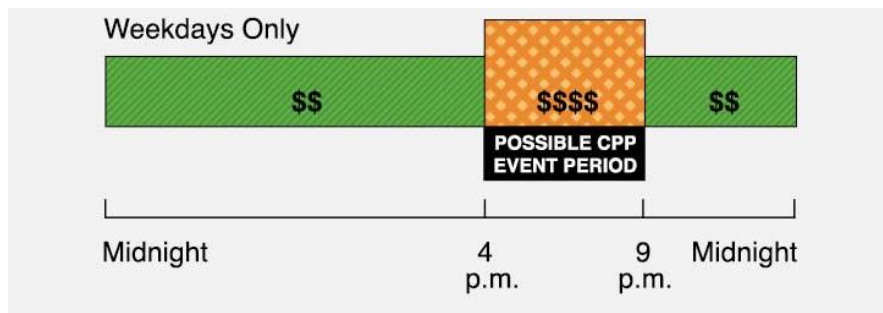
**Figura 51 – Tarifa Residencial Branca ANEEL [51]**

- *Critical Peak Pricing (CPP):*

Na CPP, ou seja, tarifação por preço de pico crítico, os consumidores pagam preços de período de pico mais altos durante alguns dias do ano, especialmente quando os preços de atacado são os mais altos. Este preço de pico mais elevado reflete os custos de energia e capacidade, distribuído em poucas horas durante o ano. Em contrapartida, os consumidores pagam uma tarifa menor fora do período de pico, que reflete com mais precisão o custo mais baixo da energia fora do pico durante o ano.

Neste caso, normalmente os clientes são notificados com antecedência no caso de um “evento de pico crítico” para que possam reduzir seu consumo durante o período de duração do evento.

Na Califórnia, por exemplo, a Southern California Edison (SCE) oferece a CPP como opção padrão para clientes de pequenas, médias e grandes empresas, bem como clientes com grandes sistemas agrícolas e de bombeamento. Nestes casos, a SCE oferece um desconto nas tarifas de eletricidade durante os meses de verão em troca de preços mais altos durante 12 dias de eventos do CPP por ano, convocados entre às 16h e 21h, geralmente ocorrendo nos dias mais quentes do verão. Se o consumidor reduz o uso de eletricidade durante os eventos de CPP, ele tem como resultado um custo menor de energia elétrica durante a temporada de verão, quando as tarifas são normalmente mais altas.



**Figura 52 – Exemplo de Critical Peak Price [105]**

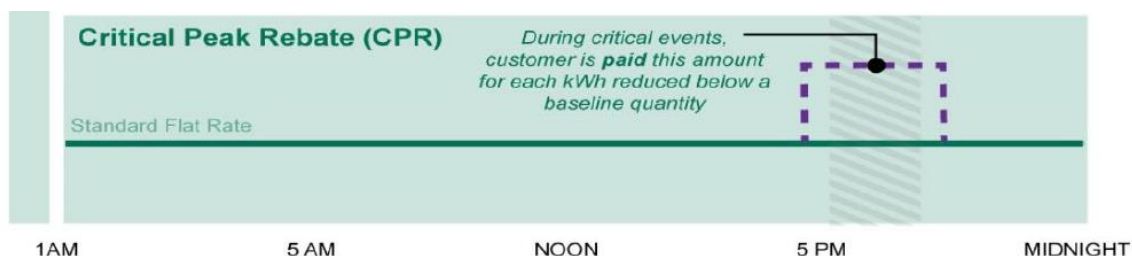
Entre os benefícios apontados para quem adere à CPP podemos citar:

- Fornece mais flexibilidade para reduzir os custos anuais de energia;
- O consumidor paga uma tarifa significativamente mais baixa durante todas as outras horas fora dos eventos do CPP;
- Possibilita informações mais precisas sobre o custo de energia para que o consumidor possa decidir com segurança como e quando usar eletricidade;
- Incentiva a redução do uso de eletricidade durante tempos críticos para que a Concessionária não precise comprar energia tão cara para atender as cargas durante eventos de pico, o que pode ajudar a adiar a necessidade de construir

novas usinas, e, portanto, reduzir os custos de energia de forma geral no longo prazo.

- *Peak Time Rebate (PTR)*

A tarifação PTR, ou seja, desconto no preço de pico, aparece como uma alternativa às tarifas CPP quando estas não podem ser implementadas devido a restrições políticas ou regulatórias, por aumentar o preço da energia no horário de ponta do sistema. Assim, a PTR ao invés de cobrar uma taxa mais alta durante o período crítico, possibilita aos participantes serem pagos por reduções de carga, estimadas em relação a uma previsão do que este teria consumido. Neste caso, não há desconto na tarifa fora do horário de eventos, se os consumidores não desejarem participar, eles simplesmente pagam pela energia com base na tarifa vigente.



**Figura 53 – Exemplo de Peak Time Rebate**

Semelhante à CPP, a PTR incentiva reduções no consumo apenas durante eventos críticos e ao contrário da CPP, o cliente não corre o risco de aumentar as contas se não for capaz de reduzir o consumo naquele momento específico. Entretanto, a concessionária enfrenta o desafio de definir os valores da linha de base, e ainda corre o risco de compensar excessivamente o cliente se a linha de base não for estimada de maneira apropriada. A Connexus Energy [106], a maior cooperativa elétrica do estado de Minnesota, em seu programa de tarifação PTR oferece aos seus clientes US\$ 1 para cada quilowatt-hora (kWh) de energia que conseguirem reduzir em relação à sua linha de base durante um evento de pico.

Nos dias de semana, a linha de base é determinada a partir dos três dias de maior uso durante o período de 10 dias anterior ao evento, e nos fins de semana, a linha de base é calculada usando os últimos 10 dias de fim de semana.

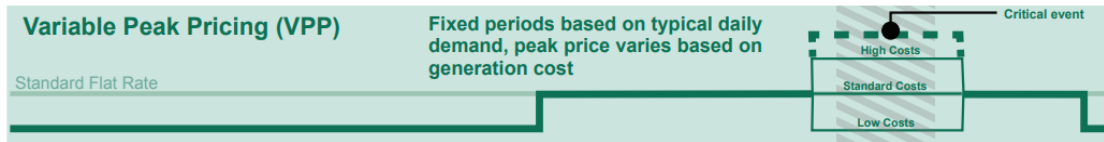
Os clientes então recebem uma notificação por e-mail ou mensagem de texto no celular com detalhes específicos sobre o evento, com até 24 horas de antecedência, para que possam se programar para reduzir seu consumo de acordo com as instruções da concessionária. Normalmente, os eventos duram cerca de três horas e podem ocorrer entre às 16h e 21h em qualquer dia da semana.

- *Variable Peak Pricing (VPP):*

A VPP, ou seja, tarifação por preço de pico variável, funciona de forma semelhante à CPP, contudo, a principal diferença é que o preço de pico variável oscila de um dia de evento para o outro, seguindo o preço do mercado de energia do dia seguinte, que varia dependendo das condições do sistema. Em alguns casos, o preço do período de pico é escolhido de um conjunto de níveis de preços pré-determinados. Este método pode ser considerado mais avançado em relação aos anteriores, pois incentiva os clientes a responder da mesma forma que fariam para a TOU, mas permite reduções ainda maiores no uso de eletricidade que na CPP, uma vez que a tarifa de pico é variável de forma a capturar com mais proximidade o preço de mercado durante eventos críticos.

Em Oklahoma, por exemplo, a Oklahoma Gas and Electric Company (OGE) [107] informa aos consumidores inscritos no programa, os preços do dia seguinte para o preço de pico variável em um dos quatro patamares pré-determinados, tendo como base a média dos preços do dia seguinte para o horário de pico, que deve ser comunicado ao cliente até as 17h do dia anterior ao dia aplicável. Os horários de pico são válidos no período do verão, entre 1º de junho e 30 de setembro a partir das 14h até 19h, excluindo sábados, domingos e feriados nacionais.

Na figura 54 é apresentado um exemplo de como as faixas de preço da tarifação VPP de acordo com a criticidade de um possível evento, adotadas pela OGE para os horários intitulados como (i) pico baixo, (ii) padrão, (iii) alto e (iv) crítico. A expectativa da empresa para um ano típico é que haveria em média 12% com dias de preço baixo, 35% dos dias com preço padrão, 42% com dias de preços altos e 12% dos dias com preços críticos.



**Figura 54 – Exemplo de Variable Peak Price**

As quatro faixas de preços que dão base à tarifação VPP são revisadas anualmente pela empresa para a próxima temporada de pico, e caso haja mudanças de faixas de preços, os clientes devem ser avisados até abril para que possam decidir a permanência no programa até o mês de junho, quando se inicia um novo ciclo.

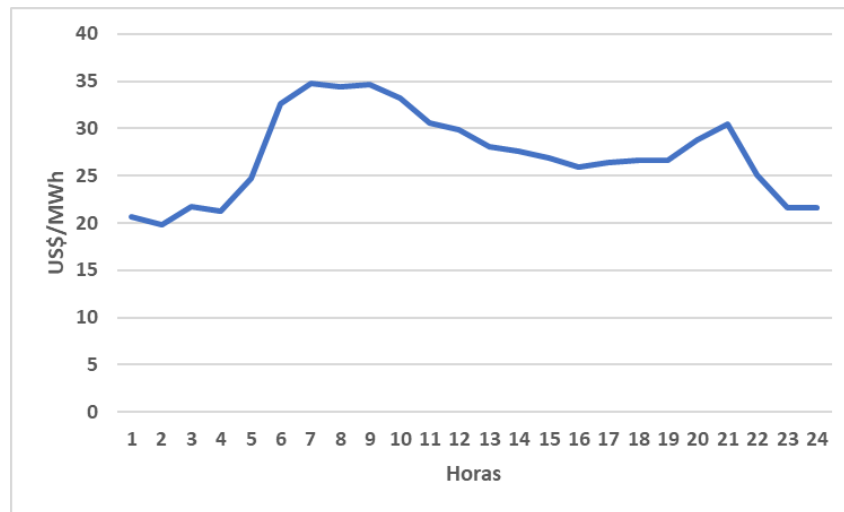
- *Real Time Pricing (RTP)*

Na tarifação com preços em tempo real RTP, os preços variam em intervalos curtos, como de uma hora ou menos, e o consumidor é tarifado por um preço diferente para cada intervalo, refletindo os custos variáveis da energia elétrica produzida, que estão presentes nos preços do mercado atacadista de energia do dia seguinte, assim os clientes têm tempo para planejar as suas decisões de consumo com base nos preços apurados no dia anterior.

Normalmente, essa modalidade de tarifação é mais amplamente utilizada por grandes consumidores industriais e comerciais, que têm em suas instalações medidores com a granularidade adequada.



No estado de Nova York, clientes comerciais e industriais com demandas acima de 300 kW têm acesso a este tipo de tarifação. Entretanto, no estado de Illinois a concessionária Ameren [108] oferece um tipo de tarifa RTP para clientes residenciais que optarem pelo regime de tarifação 11, como será apresentado a seguir.



**Figura 55 – Ameren: Preço do Dia Seguinte (11/05/2021)**

No gráfico da Figura 55 é apresentado o preço para o dia seguinte, ou seja, 12/05/2021, em base horária utilizado pela concessionária Ameren Illinois para faturamento dos clientes que optaram pela tarifa RTP, conforme publicado em seu website [108] diariamente às 17h30. Desta forma, os preços apresentados em 11/05/2021 evidenciam o preço *day-ahead* da energia no Mercado de Energia do MISO, que opera na região onde se encontra o estado de Illinois.

Portanto, concessionárias que adotam a tarifação RTP publicam preços que, mais precisamente, refletem o custo de produção de eletricidade durante cada hora do dia e, assim, fornecem os melhores sinais de preço aos seus clientes, incentivando-os a reduzir o consumo nos momentos mais caros. Entre as principais vantagens da tarifação RTP, identifica-se a possibilidade de maior granularidade e por consequência a caracterização de sinais mais precisos de preço por hora para os clientes, que respondem às mudanças conforme as condições de mercado.

Por outro lado, fica evidente a necessidade de expandir a tecnologia de medição a um maior número de usuários para que possam responder a preços de forma mais granular.

#### 6.4.2 Resposta da Demanda a Preços

À medida que a modernização das tecnologias de medição avança, possibilitando que um maior número de usuários tenha acesso à medição granular, por meio de comunicação direta com o mercado e fornecedores, permitirá a tomada de decisão sobre quando e quanto consumir ou produzir energia. Desta forma, os usuários poderão optar por diferentes modelos de RD baseado em tarifas cada vez mais variáveis no tempo para um modelo de RD onde o consumidor consegue enxergar o sinal de preço em tempo real, e então possa mudar sua demanda a qualquer momento, tornando-se desta forma um agente ativo do sistema.

Em um longo trabalho de pesquisa [109] realizada nos Estados Unidos sobre precificação em tempo real, cobrindo diferentes concessionárias, mercados, localidades e distribuídas pelo país, os pesquisadores concluíram que fornecer aos consumidores sinais de preço para que eles possam reduzir o consumo durante os períodos de preços altos, certamente melhoraria o desempenho dos mercados atacadistas de energia elétrica, mitigando a capacidade dos fornecedores de exercer poder de mercado e diminuindo a volatilidade dos preços.

Enquanto diferentes mecanismos como tarifas de serviço interruptíveis e controle direto de carga, e mesmo alguns tipos de tarifas variáveis, podem ser usados para induzir a resposta da demanda de modo a reduzir a demanda durante momentos de pico do sistema, Borenstein [110], no estudo publicado pela Universidade de Berkeley na Califórnia, argumenta que a RTP representa a abordagem mais direta e eficiente e, portanto, deve ser o foco principal dos esforços dos formuladores de políticas para melhorar o desempenho dos mercados de eletricidade, seja no atacado ou no varejo.

Desta forma, um exemplo bastante avançado e que serve de inspiração para a resposta da demanda a preços é o Mercado de Energia do PJM. Como operadora do mercado, o PJM equilibra as necessidades dos compradores, vendedores e outros participantes, além de monitorar as atividades do mercado para garantir o acesso aberto, justo e equitativo.

O Mercado de Energia PJM opera como uma bolsa de valores, com os participantes do mercado estabelecendo o preço da energia elétrica, por meio da combinação oferta e demanda. O mercado usa preços marginais de acordo com a localização, o que reflete o valor da energia no local e hora específico em que é entregue.

O Mercado de Energia consiste nos mercados *Day-ahead* e *Real-Time*. O Mercado *Day-ahead* é um mercado a termo em que os preços são calculados em base horária para o próximo dia operacional de acordo com a oferta de geração e as necessidades demandas pela carga. O Mercado *Real-Time* é um mercado à vista em que os preços marginais locais são calculados em intervalos de cinco minutos, com base nas condições reais de operação do sistema e são publicados no site da PJM em tempo real.

Desta forma, o desenho de mercado adotado pelo PJM permite a que a demanda responda voluntariamente a preços altos de energia no atacado, tanto no Mercado *Day Ahead* quanto no *Real Time*, aumentando a temperatura do termostato para que o ar condicionado não funcione com tanta frequência, desacelerando ou interrompendo a produção em uma operação industrial, diminuindo ou desligando as luzes, tanto de maneira programada quanto imprevista, de acordo com a sua disponibilidade de reagir frente às condições de mercado.

No ISONE, de forma semelhante ao PJM, há um Mercado *Day Ahead* em base horária em um Mercado Real Time com preços que variam a cada 5 minutos, a principal diferença é que os preços são zonais, como pode ser visto na Figura 56, enquanto no PJM a granularidade espacial é maior, uma vez que os preços são publicados por barras de referência.

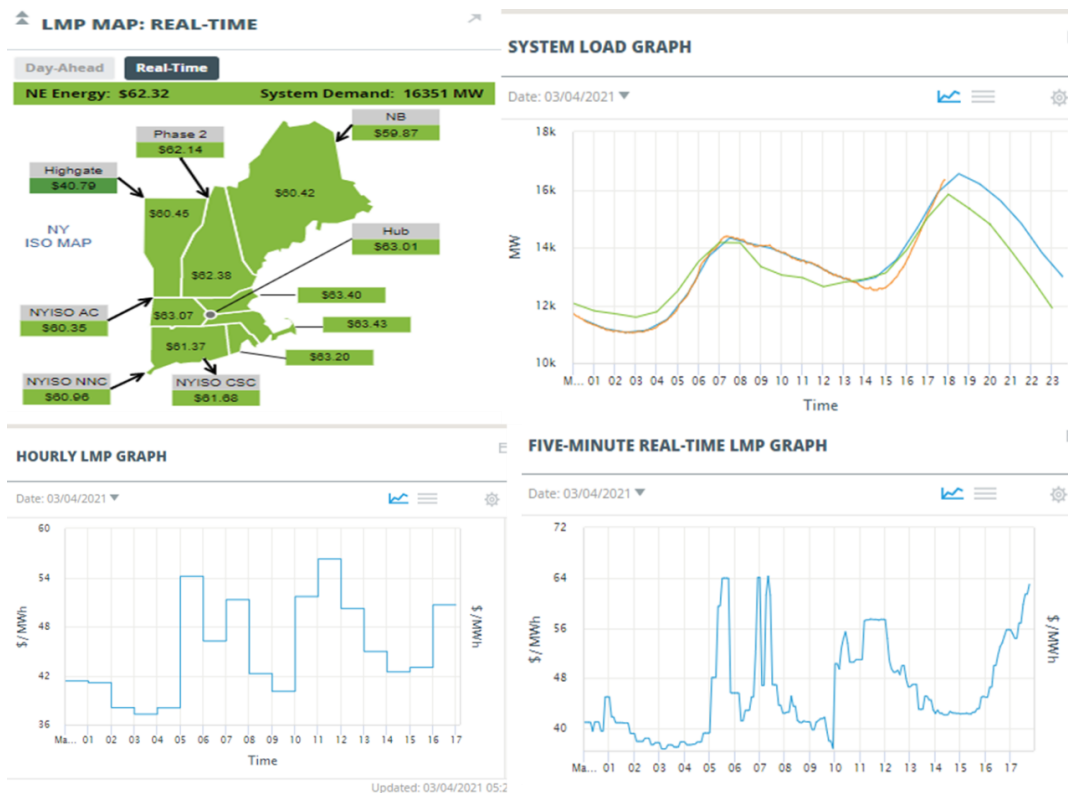
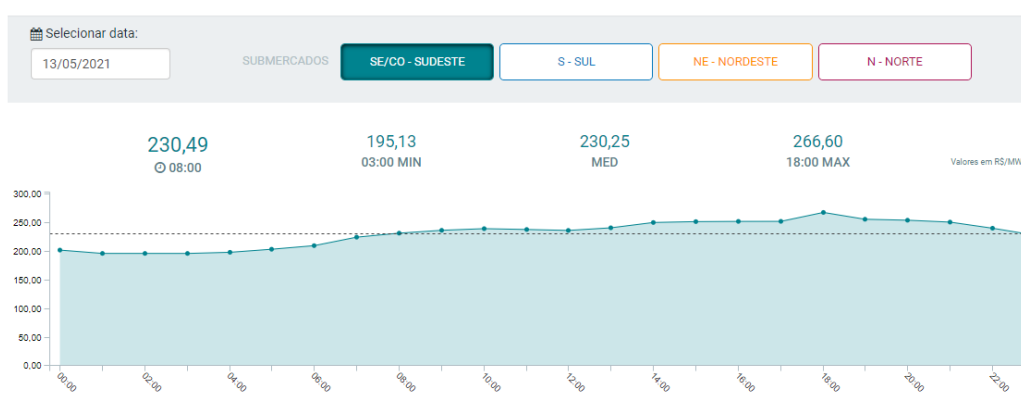


Figura 56 – ISONE: Preços Zonais no Mercado de Tempo Real [58]

No quadro intitulado “LMP Map: Real Time” da Figura 56 podem ser vistos os preços por zona no Mercado de Tempo Real, que respondem de acordo com o comportamento da carga observada no gráfico ao lado intitulado “System Load Graph”, que mostra além do comportamento da carga em tempo real, a carga prevista pelo ISONE e a carga negociada de acordo com o fechamento do Mercado Day-ahead. Abaixo, na mesma figura, estão os gráficos do preço em tempo real, tendo como referência o Hub Central onde os preços podem ser visualizados, tanto a cada 5 minutos quanto integralizados em base horária. No Brasil desde 1º de janeiro de 2021 o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD passou a ser calculado pela CCEE em base horária com divulgação no dia anterior para cada um dos quatro submercados, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, com cronograma de implantação definido pela Portaria MME 301/2019 [111].

Assim sendo, o cálculo do preço baseia-se no despacho “*ex-ante*”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças, consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE, DECOMP e DESSEM, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente, em base mensal, semanal e diária.



**Figura 57 – CCEE: PLD Horário 13/05/2021 [112]**

Na Figura 57 acima, pode ser visualizado um exemplo do comportamento do preço horário no Brasil, divulgado no dia anterior em relação ao PLD calculado anteriormente em base semanal “*ex-ante*” em três patamares de carga, e que permitiu um avanço para que os consumidores participantes do Mercado Livre possam responder ao preço da energia no atacado. Entretanto, certamente há muito o que se evoluir em direção a um mercado mais líquido onde a demanda possa responder ativamente a preços que refletem as condições reais de operação, e por consequência custos impostos pelo sistema, que vão desde o aprimoramento dos modelos utilizados para cálculo de preços atualmente, até a implantação do preço por oferta em discussão no âmbito da Modernização do Setor Elétrico [98], e também porque não considerar a implantação de um Mercado em Tempo Real, com maior granularidade espacial e temporal como nos exemplos citados do PJM e ISONE.

### 6.4.3 Exemplos de Aplicação de Tarifas Variáveis no Tempo

Nesta seção serão apresentados alguns exemplos de aplicação tendo como base a experiência norte-americana [113], que demonstra a evolução das tarifas variáveis no tempo, disponibilizadas pelas concessionárias de energia com a inserção gradativa do preço em tempo real, permitindo que seus clientes optem por tarifas que possibilitem sua resposta a preços, ainda que de maneira parcial, até que eles possam optar por uma resposta verdadeiramente dinâmica a preços por hora do dia seguinte e em tempo real com um intervalo temporal ainda menor.

O primeiro exemplo vem do Estado de Nova York, onde a Niagara Mohawk Power Corporation, companhia que foi adquirida em 2000 pela National Grid, lançou o Hourly Integrated Pricing Pilot (HIPP) do Niagara Mohawk, lançado em 1988, que introduziu uma nova opção de tarifa com duas partes distintas, sendo uma parte fixa que cobria o consumo do cliente com base nos seus padrões históricos e outra parte variável com base no preço em tempo real. O perfil de carga utilizado como linha de base era estabelecido para cada consumidor, composto de um valor kWh para cada hora do ano, de acordo com os seus dados de faturamento dentro de um intervalo histórico.

Desta forma, apenas os desvios registrados entre o consumo verificado e sua linha de base horária eram liquidados ao preço em tempo real vigente. Portanto apenas mudanças marginais estavam sujeitas ao preço *spot*, e assim os participantes teriam menos exposição à volatilidade de preço, e a concessionária maior estabilidade de receita, caso a tarifa passasse a ser totalmente vinculada ao preço do mercado *spot*.

De acordo com a pesquisa [113], este tipo de tarifa combinando o preço em tempo real com tarifas fixas atreladas a linha de base, foi adotado por muitas concessionárias durante a década de 90, sendo que em algumas delas foram introduzidas variações ao longo do tempo, tais como ajustes periódicos na linha de base de acordo com o crescimento da carga, opção em que os preços *day-ahead* poderia ser atualizado com uma ou duas horas de antecedência, de acordo com o

preço *spot*, até a possibilidade de personalizar sua exposição à volatilidade dos preços, comprando produtos de gestão de risco financeiro, como tetos de preço e contratos por diferenças.

De forma semelhante a American Electric Power (AEP) iniciou em 1994 tarifas RTP em sua área de concessão no Estado de Oklahoma. A tarifa denominada *Market Choice* utiliza a linha de base de acordo com o perfil de consumo para cada participante com demanda máxima acima de 1 MW, a partir de um ano completo de dados de consumo horário de energia elétrica. Assim sendo, em cada período de faturamento, os participantes são cobrados pelo uso de energia acima ou abaixo da linha de base de acordo com o preço de energia por hora vigente para aquela hora. Os participantes são notificados dos preços de energia por hora para cada dia até às 14h do dia anterior.

A AEP também oferece a tarifa denominada Redução de Carga de Preços em Tempo Real (RTP-LR) estruturada de forma semelhante à Tarifa *Market Choice*. A RTP-LR está disponível para clientes que assinaram um contrato de serviço interruptível e estabelece uma demanda de pico de pelo menos 500 kW. Os participantes da RTP-LR recebem um crédito de redução de carga mensal com base na diferença entre sua linha de base e o nível de serviço da empresa contratada. Durante os períodos de interrupção, sua linha de base é temporariamente reduzida ao seu nível de serviço firme, com a finalidade de capturar a redução do uso de energia durante o evento de interrupção. A notificação de eventos de preços e interrupção ocorre até 14h do dia anterior, mas a AEP pode atualizar os preços até uma hora antes do evento de interrupção.

A Ameren começou a oferecer em 1998 tarifas RTP a todos os clientes não residenciais em sua área de concessão no Estado do Illinois. As tarifas também tinham como referência uma linha de base, como nos exemplos anteriores, mas com um mecanismo de ajuste automático da linha de base toda vez que seu uso real fosse consistentemente diferente por mais de 20% de seu uso CBL, por seis ou mais meses.

A concessionária Aquila lançou duas tarifas RTP semelhantes em seus territórios de serviço nos Estados do Missouri e Kansas em 1998 e 1999, respectivamente. A motivação principal era proporcionar aos seus clientes uma opção tarifária que fornecesse acesso ao mercado de eletricidade. Do ponto de vista da concessionária, o objetivo principal era ganhar experiência com preços baseados no mercado de energia, em preparação a um possível movimento da concorrência em direção ao mercado de varejo em suas áreas de concessão. Ao mesmo tempo, uma vez que os preços de mercado estavam abaixo das tarifas padrão, a tarifa RTP propiciou um incentivo para o aumento da carga e incentivou a retenção de clientes.

As tarifas RTP foram disponibilizadas pela Aquila utilizando uma linha de base de consumo da mesma forma que as anteriores, com a diferença que na opção conhecida por RTP Básico, a tarifa por hora é baseada em uma média ponderada entre o preço de mercado e a tarifa padrão, onde esses termos eram ponderados por um fator de 80% e 20%, respectivamente. Na opção Premium RTP, os fatores de ponderação eram de 95% e 5%, e a linha de base dos clientes era aumentada em 5%. Desta forma, dependendo de como era o nível de uso do cliente em relação a linha de base, a opção Premium RTP poderia expor o optante ainda mais aos preços de mercado.

Entre 1996 e 2003, a Cinergy ofereceu uma tarifa RTP nas suas áreas de concessão nos Estados de Ohio, Indiana e Kentucky a todos os clientes não residenciais em preparação para a concorrência no varejo. Em particular, a empresa queria oferecer aos clientes opções adicionais que proporcionassem oportunidades de redução nos custos de energia. A expectativa era que os clientes pudessem reduzir seus custos por deslocando da carga em resposta a preços elevados, criando, portanto, uma carga incremental a preços médios mais baixos. Neste caso, a tarifa imputava um fator multiplicador assimétrico, entre 110% e 125% para uso incremental nos horários em que os preços estavam mais caros, e de 90% para uso decremental quando os preços estavam mais baratos.



Ao longo dos primeiros anos de implantação das tarifas RTP em diversas concessionárias norte-americanas foram experimentadas diferentes formas de se estabelecer e ajustar a Linha de Base do Consumidor (LBC). As primeiras tarifas RTP normalmente exigiam que a LBC fosse fixada no momento de inscrição. Posteriormente, a noção de um LBC ajustável foi introduzida de forma que a concessionária e o cliente pudessem compartilhar os riscos e os benefícios associados ao crescimento da carga.

Algumas concessionárias ofereciam tarifas RTP que permitiam aos clientes optarem por serem tarifados a preços de mercado ao adicionar uma nova carga. Neste caso a LBC não era revisada, e, portanto, todo consumo novo era faturado pelo preço de mercado. Desta forma, dependendo de como os preços de mercado se comparavam à tarifa da concessionária para uma determinada classe de clientes, os consumidores que aumentavam sua exposição a preços, podiam ser capazes de fazer uma contribuição menor para os custos de contratação da concessionária, que se fossem cobrados pela tarifa vigente, sem a necessidade de contratação adicional por parte da concessionária.

As tarifas RTP da Conectiv, concessionária presente nos Estados de Delaware, Maryland e Virgínia, é um exemplo de aplicação a preços por hora apenas para carga incremental, portanto, consumos abaixo da LBC são cobrados de acordo com a tarifa padrão. Os preços por hora são iguais ao Preço Marginal Locacional em Tempo Real (LMP) do PJM. Uma vez que estes são preços reais em tempo real, os participantes não recebem qualquer aviso prévio.

Importante ressaltar que várias concessionárias também introduziram diferentes opções de gerenciamento de risco para que seus clientes pudessem se proteger da volatilidade dos preços. Os participantes destas tarifas poderiam comprar LBC adicionais ou vender alguma parte de volta à concessionária, com base nos preços projetados da RTP. Desta maneira, foram introduzidos outros produtos de gestão de risco financeiro, como tetos de preços e contratos por diferenças, para confrontar a crescente volatilidade dos preços da RTP.

Atualmente, a Ameren oferece entre suas opções tarifárias, o serviço de fornecimento de requisitos parciais, sob a sigla PRSS [114], por meio da qual um cliente da concessionária pode optar por uma combinação da tarifa RTP da empresa com produtos que possam mitigar riscos aos preços de mercado providos por um outro fornecedor. Neste caso, o cliente deve fornecer à Concessionária um aviso por escrito com antecedência mínima de 30 dias antes do final do próximo ciclo de faturamento, especificando os requisitos de fornecimento de energia e as proporções de energia elétrica que será fornecido pelo novo fornecedor e pela Concessionária de acordo com um dos seguintes métodos:

- A. Quantidade fixa de energia: onde o novo fornecedor provê um bloco de energia com quantidade fixa de energia elétrica em base horária e a Concessionária fornece o restante com base na tarifa RTP de acordo com o seu consumo horário total.
- B. Percentual fixo de energia: onde consumo horário do cliente é alocado em uma base percentual fixa acordada com o novo fornecedor, e, portanto, a Concessionária aplica a tarifa RTP ao percentual remanescente.

Os clientes da Ameren que aderem ao PRSS são obrigados a ter a medição apropriada conforme designado pela Concessionária para sua metodologia de faturamento. O cliente também deve concordar em compensar a Concessionária com os encargos aplicáveis referentes aos serviços de medição, registro e comunicação bem como os custos para cobrir as despesas os demais custos de faturamento.

Outro exemplo a ser citado, vem da Georgia Power [115] que disponibiliza aos clientes em sua área de concessão que optarem por qualquer tipo de tarifa RTP os chamados produtos de proteção de preço (PPP). Estes produtos são alternativas de estabilidade de preços para clientes RTP que funcionam como ferramentas de gestão de risco, que permitem gerenciar a volatilidade associada aos preços RTP, e envolvem um prazo específico, uma quantidade específica e um preço específico.

Neste caso, os consumidores permanecem responsáveis pelo gerenciamento da eletricidade por hora de consumo durante o período contratado, e ainda podem se beneficiar ao reduzir a carga durante o período de preços mais elevados. Os clientes selecionam o produto, quantidade e período do contrato. Ao final do prazo contratado, a Concessionária calcula as diferenças entre o preço contratado e o RTP e, então, faz os ajustes no faturamento. Desta forma, os produtos de proteção ao preço oferecidos se comportam como uma garantia de preço fixo para o preço médio RTP durante um período determinado.

No Estado de Wisconsin, a Wisconsin Public Service Corporation permite aos seus clientes se inscreverem em uma tarifa chamada *Real Time Market Pricing* [116], por meio da qual os preços horários são cotados com um dia de antecedência. Portanto, se o cliente desejar, a Concessionária apresenta propostas de demanda sensíveis a preços no Mercado de Energia *Day Ahead* do MISO em um regime de preço por oferta, no qual o cliente paga o preço marginal do dia anterior de acordo com a localidade de sua carga, mais as perdas sistêmicas, além dos encargos aplicáveis e custos de transação.

Conforme citado nos últimos exemplos de aplicação, as tarifas RTP foram se modernizando à medida que permitiram o acesso integral aos preços de mercado à parcela consumo, com produtos de mitigação de risco financeiro, o que se assemelha a participação do consumidor em mercados de energia, tanto *day-ahead* quanto com precificação em tempo real. Além disso, as concessionárias na área de cobertura dos principais ISOs - Independent System Operators podem inscrever seus clientes interessados em qualquer uma das ofertas de RD promovidos pelos ISOs, a partir das quais eles podem receber pagamentos pela redução da carga, usualmente em programas interruptíveis, tanto nos Mercados de Serviços Ancilares quanto de Capacidade, além de promover seus programas interruptíveis locais que também podem ser opções adicionais às tarifas RTP.

#### 6.4.4 Propostas de Resposta a Preços

Nesta seção serão apresentadas algumas propostas que permitam aos consumidores, gradativamente, responder aos preços de mercado tendo como referência a evolução deste tema nas concessionárias norte-americanas apresentadas na seção anterior, e também em linha com os conceitos apresentados pelo GT-Modernização [98] que propõe uma granularidade maior no preço da energia para que possam ser percebidos sinais econômicos mais eficientes, que são uma maneira de colocar todos os recursos, centralizados e distribuídos, em paridade para que as decisões dos agentes, incluindo o consumidor, conduzindo à economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica.

A partir de inúmeros exemplos de programas de RD voluntários com tarifas variáveis no tempo aplicadas por concessionárias de energia norte-americanas, bem como de operadores independentes de sistemas (ISOs) e organizações regionais de transmissão (RTOs), divulgados pelo Departamento de Energia Norte-Americano [113], foram elaboradas algumas propostas que gradualmente possibilitem aos consumidores brasileiros optar por tarifas verdadeiramente dinâmicas atreladas aos preços horários do Mercado de Energia.

As propostas que serão apresentadas aqui têm como objetivo proporcionar uma inserção gradual dos consumidores conectados em média tensão, qualificados no Grupo A das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, para que possam ter como alternativa as tarifas horo-sazonais disponíveis, tarifas que permitam uma melhor sinalização econômica em relação ao preço da energia, e que estes consumidores possam responder de acordo com sua visão de risco e retorno.

No futuro, estas opções de tarifa poderão ser oferecidas aos consumidores conectados em baixa tensão, qualificados no Grupo B, na medida em que as novas tecnologias permitam um acesso em massa à medição adequada para que os consumidores de menor porte também possam optar por tarifas de energia variáveis no tempo.

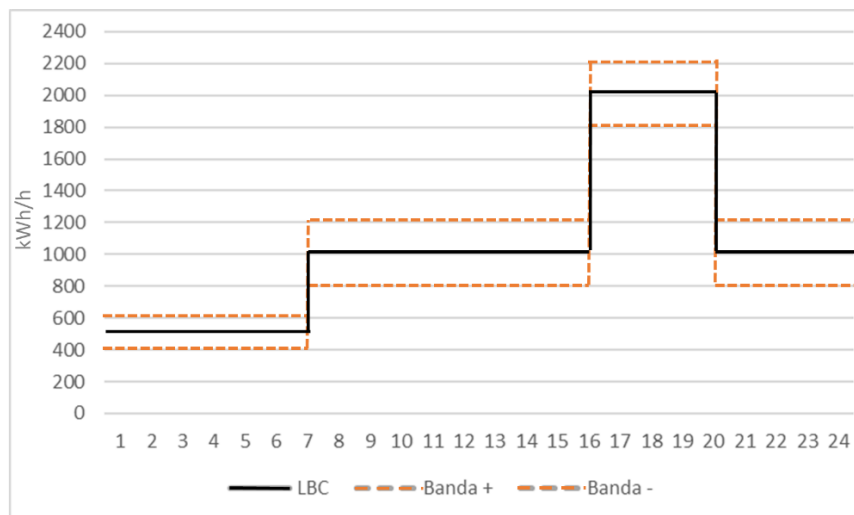
Neste caso, os provedores de energia destes clientes poderão fomentar a participação em programas de resposta da demanda, na medida em que os contratos no mercado livre deverão conter cláusulas de flexibilidade e de repartição dos ônus e bônus advindos da participação do consumidor nestes tipos de programa.

#### **6.4.4.1 Proposta 1: Tarifa Variável a Preço com Linha de Base**

Esta proposta pode ser considerada como o primeiro passo para a aproximação dos consumidores dos preços de mercado. Tendo como referência uma Linha de Base do Consumidor (LBC) construída a partir do histórico de consumo em base horária, apenas os desvios acima ou abaixo desta linha seriam considerados para tarifação ao preço de mercado *day-ahead*. Assim todo o consumo registrado dentro de uma banda caracterizada pelo consumo histórico seria faturado de acordo com a tarifa regulada vigente para os consumidores da mesma classe e nível de tensão.

De forma conceitual, a LBC representa o padrão de consumo horário (kWh por hora), individualizado por consumidor no período de um ano, que servirá de referência para a aplicação das tarifas. Portanto, a LBC é utilizada para definir o nível de kWh em cada hora a partir da qual, dada uma faixa de tolerância, todos os kWhs acima ou abaixo desta faixa imputará ao consumidor seja faturado a preços de energia horária, divulgados no dia anterior pela CCEE, acrescidos dos encargos de comercialização oriundos dos custos de transação no mercado de energia.

Outra importante característica desta proposta é a oportunidade de escolha pelo consumidor por uma banda de tolerância que pode ser acordada com a concessionária de acordo com a sua pré-disposição a estar mais ou menos exposto aos preços de mercado.

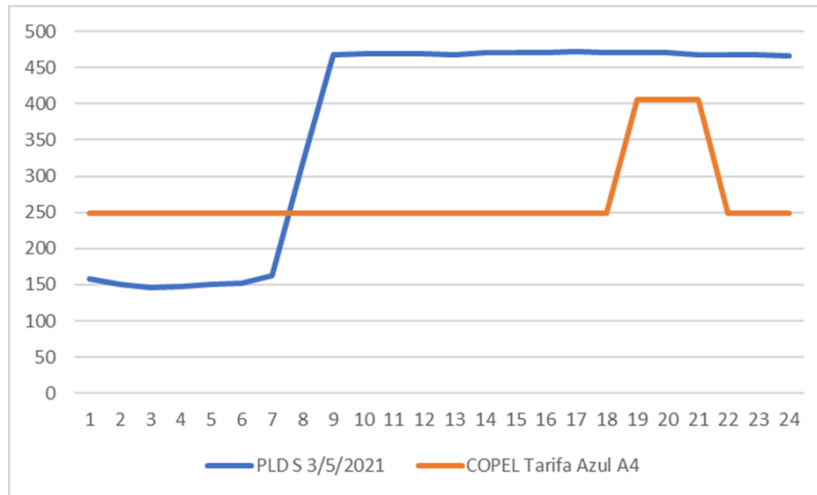


**Figura 58 – Exemplo de Linha de Base do Consumidor**

No exemplo da Figura 58, o consumidor optou por uma flexibilidade com uma banda de tolerância de +/- 10% em relação à LBC. Tendo conhecimento dessas informações, ele então passa a monitorar oportunidades de responder a preços de energia no mercado *day-ahead*.

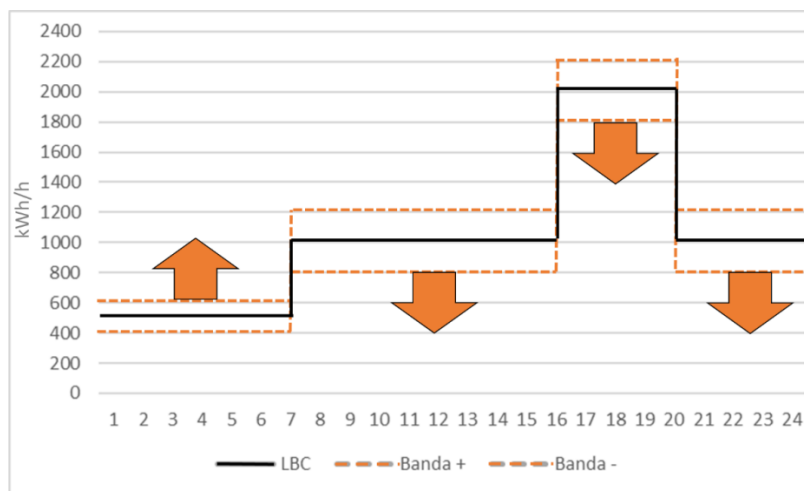
O preço do mercado *day-ahead* divulgado até às 18h do dia anterior será o indicador para que o consumidor possa se programar, e de acordo com a sua disponibilidade, possa responder ativamente e voluntariamente, reduzindo ou aumentando o seu uso no dia seguinte ao compará-lo com sua tarifa regulada, que servirá como referência de acordo com a sua classe de consumo e nível de tensão.

A Figura 59 apresenta uma comparação entre o PLD no submercado Sul no dia 03/05/2021 e a tarifa vigente na mesma data para um consumidor na área de concessão da COPEL com Tarifa de Energia Horo-Sazonal Azul A4.



**Figura 59 – PLD Sul x T.E. COPEL em 03/05/2021**

Neste exemplo podemos notar que a partir das 8h da manhã o preço da energia do mercado *day-ahead* para o submercado Sul ultrapassa a tarifa de energia regulada (T.E.) e permanece neste mesmo nível até o final do dia. Assim o consumidor teria a oportunidade de reduzir seu custo ao diminuir seu consumo abaixo da banda de tolerância escolhida a partir das 8h deste dia ou então, aumentar seu uso acima da banda de tolerância antes desse mesmo horário, como mostrado na Figura 60.



**Figura 60 – Resposta da Demanda à TVP com LBC**

Considerando todo o exposto, esta proposta de tarifa variável a preços de mercado, tendo como referência a linha de base de consumo com bandas de tolerância, objetiva proporcionar aos consumidores uma nova opção tarifária que oportunize uma primeira aproximação da carga com tarifa regulada aos preços do mercado de energia.

#### **6.4.4.2 Proposta 2: Novas Cargas com Preço de Mercado**

Esta proposta pode ser considerada como um segundo passo em direção a uma tarifação mais próxima à realidade dos preços de mercado. Em relação à proposta anterior, a principal diferença é que nesta os consumidores podem optar por serem tarifados a preços de mercado ao adicionar uma nova carga, e neste caso a LBC não será revisada, e, portanto, todo consumo novo será faturado pelo preço de mercado *day-ahead* mais encargos de comercialização de energia.

Assim sendo, à medida que os consumidores aumentarem sua carga, e conseqüentemente sua exposição a preços de mercado, poderão aliviar a necessidade de contratação adicional por parte da concessionária, e, portanto, terão uma influência direta maior nos preços de mercado, uma vez que poderão responder a estes preços de energia em uma maior proporção de sua carga.

Seguindo o mesmo exemplo de perfil de carga utilizado na proposta anterior, agora o consumidor que teve um aumento estrutural no consumo e optar por não revisar sua LBC original, passará a ter uma maior exposição ao preço de mercado, uma vez que a nova carga será tarifada de acordo com os preços de energia em base horária, divulgados no dia anterior pela CCEE.

Considerando esta nova carga indicada na Figura 61, que pode acrescentar até 1.500 kWh/h das 0h até 7h e 1.000 kWh/h entre às 7h e às 16h, totalmente exposta o PLD no submercado Sul do dia 03/05/2021, apresentado na Figura 59, o desafio do consumidor de gerenciar sua carga passará a ser maior, uma vez que este terá



a informação dos possíveis custos incorridos de acordo com o uso horário no dia seguinte, e então poderá responder de acordo com a sua flexibilidade operativa, com uma parcela maior ou menor de sua carga, em relação aos níveis de preço informados no dia anterior.

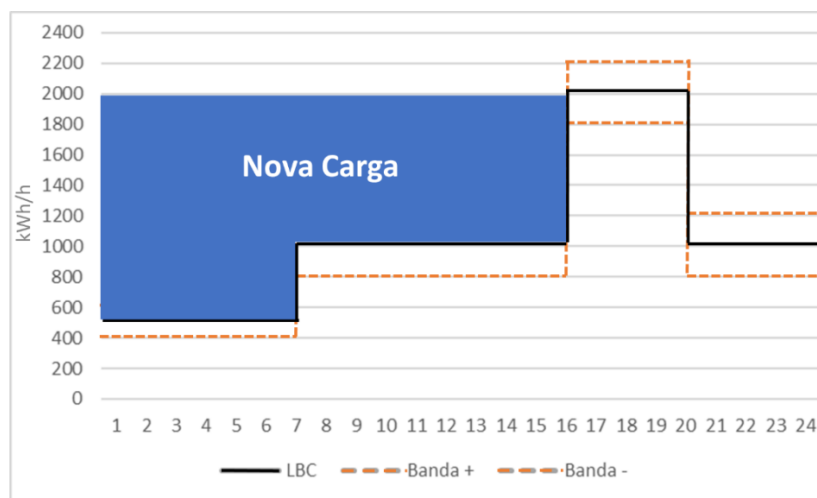


Figura 61 – Exemplo de Nova Carga Exposta a Preços de Mercado

O gráfico da Figura 62 mostra a carga exposta ao preço de mercado *day-ahead* em base horária, bem como o PLD para o dia seguinte. Portanto, o consumidor tem a oportunidade de gerenciar o uso desta nova carga respondendo aos preços de mercado.

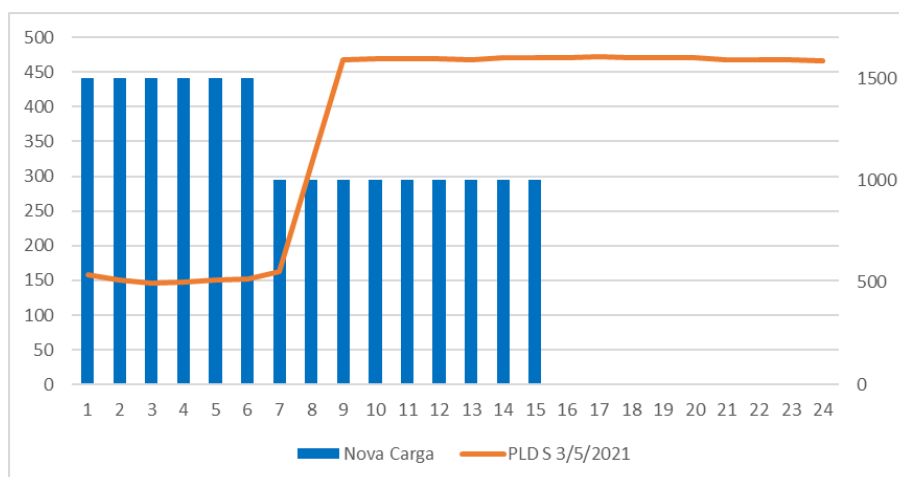
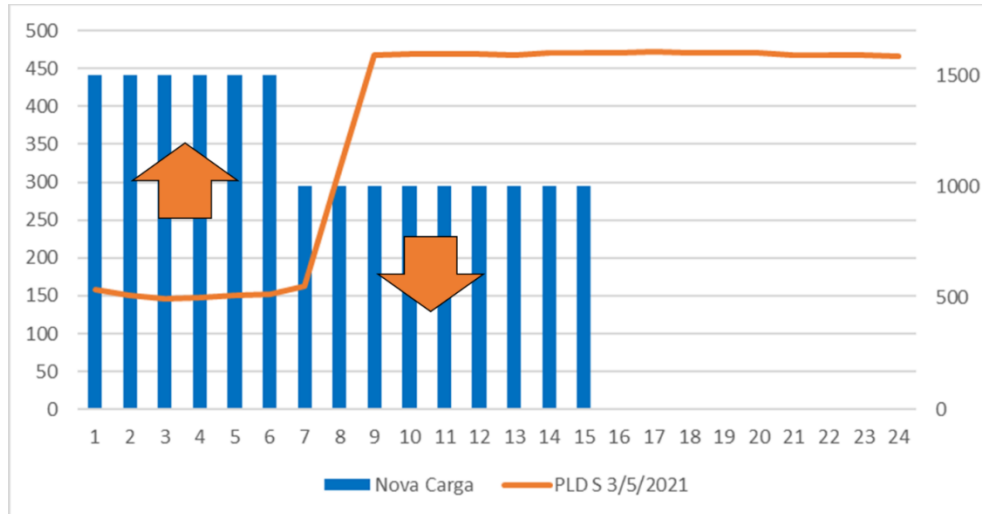


Figura 62 – Nova Carga e PLD Sul em 03/05/2021

A resposta esperada é indicada nas setas do gráfico da Figura 63, que sugerem um maior consumo das 0h até 7h onde o PLD será mais baixo, e em contrapartida, um consumo menor entre às 7h e 16h, quando o preço está mais caro.



**Figura 63 – Resposta à Preços de uma Nova Carga**

Adicionalmente, o impacto dos preços de mercado a esta nova carga poderia ser reduzido com produtos financeiros que funcionassem como *hedge*, isto é, uma proteção financeira complementar, que poderia ser contratada opcionalmente pelo consumidor e que será discutida em mais detalhes na Proposta 3 a seguir.

#### 6.4.4.3 Proposta 3: Preços de Mercado

A terceira proposta busca aproximar o consumidor da realidade de preços do mercado de energia e, portanto, possibilita que ele responda ativamente de acordo com os riscos e oportunidades que uma tarifação verdadeiramente dinâmica pode oferecer em um mercado competitivo, visando promover a eficiência no uso de recursos escassos. Assim sendo, nesta proposta os consumidores podem optar por serem tarifados a preços de mercado integralmente, isto significa dizer que todo consumo será faturado pelo preço de mercado *day-ahead*, mais os encargos de comercialização de energia.

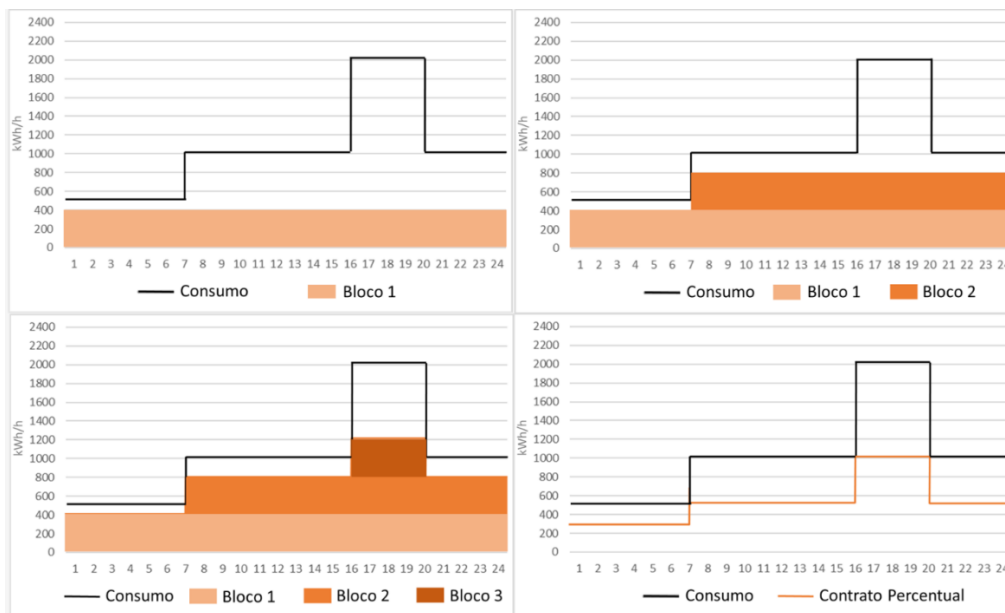
Entretanto, esta proposta evidencia algumas opções de gerenciamento de risco para que os optantes possam se proteger da volatilidade dos preços. De maneira análoga aos exemplos das concessionárias norte-americanas que introduziram outros produtos de gestão de risco financeiro para confrontar a crescente volatilidade dos preços da RTP, a proposta aqui apresentada visa auxiliar os consumidores optantes por tarifas vinculadas aos preços de mercado, a possibilidade de gerenciar a volatilidade em tarifas variáveis no tempo, conhecidas como tarifas em duas partes.

Nesta abordagem, os consumidores têm a opção de comprar determinadas quantidades de energia a um preço fixo, como a maioria consumidores no Mercado Livre de Energia fazem atualmente. Assim, apenas uma parte do consumo de energia fica sujeita aos preços de energia publicados *day-ahead* pela CCEE, permitindo que os consumidores mais avessos a riscos comprem uma maior parcela de seu consumo, a preços predeterminados, e que aqueles menos avessos a riscos comprem mais energia vinculada aos preços horários de mercado.

Na Figura 64 são apresentados alguns produtos de proteção ao preço de mercado que poderiam ser oferecidos pelas concessionárias ou empresas terceiras, na medida em que a regulação do setor evolua de forma a permitir a contratação de *hedge* por empresas não reguladas, sejam elas financeiras ou vinculadas ao setor.

Os produtos de proteção ao preço podem ser caracterizados de diversas formas, como blocos de contratos com quantidades e preços fixos, que podem ser empilhados de forma a proteger um volume maior em determinadas horas de maior consumo, ou de maior risco a preços voláteis, exemplificados na Figura 64 pelos blocos 1, 2 e 3.

Outra opção poderia ser a contratação de um dado percentual do consumo a um preço fixo, cabendo ao consumidor decidir o quanto de seu consumo poderia estar protegido por preço fixo pré-acordado e quanto estaria vinculado ao preço do mercado de energia.



**Figura 64 – Exemplos de Produtos de Proteção ao Preço**

A experiência internacional apresenta diferentes tipos de produtos de proteção de preço que poderiam ser implementados, como os descritos a seguir:

- *Price Cap*: garantia de teto em relação ao preço horário durante um período específico. Neste produto, os clientes pagam um prêmio adiantado como forma de garantia e são protegidos contra os preços altos que superem o preço teto previamente acordado entre as partes.
- Contrato por Diferenças: garantia de preço fixo ao longo de um período específico período, assim os clientes podem travar um preço fixo e saber com certeza qual será o preço médio, neste produto não é necessário o pagamento de um prêmio inicial.
- Colar: neste produto os clientes são protegidos contra a volatilidade do preço de mercado em relação a valores que vão acima do preço máximo acordado, e em contrapartida há um preço mínimo associado a ele, sem a necessidade de pagamento de qualquer prêmio inicial.

- *Swap* Indexado: a partir de um acordo financeiro que vincula o preço do mercado de energia a um índice de preços de *commodities*. Portanto, se o preço da *commodity* indexada diminui, o preço do *swap* diminui, e vice-versa.

Existem ainda outras opções e variações nestes produtos que podem ser utilizadas como referência. Porém é importante ressaltar que como estes produtos são instrumentos financeiros, com componentes de quantidade fixa, e, portanto, não diretamente relacionados com a carga medida em tempo real, durante o incentivo econômico do consumidor para responder ao preço do mercado de energia permanece intacto, independentemente da quantidade de carga contratada em qualquer um ou mais de um produto financeiro escolhido.

Desta forma, o intuito desta proposta é servir de preparação para que os consumidores, que ainda não migraram para o Mercado Livre, possam se preparar para participar de forma gradual, respondendo aos preços de mercado e podendo adicionar produtos de proteção, se assim lhes convier, e em total alinhamento com as discussões no âmbito da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, que pretende aumentar a participação dos consumidores no Mercado Livre.

## 7 Conclusões

A operação equilibrada do sistema elétrico torna-se um desafio ainda maior para o sistema elétrico brasileiro na medida em que ocorrem mudanças na matriz elétrica, como a restrição cada vez mais frequente para implementação de usinas hidrelétricas com reservatório e com o considerável aumento da geração renovável de caráter intermitente, como as usinas eólicas e fotovoltaicas, sendo esta última principalmente utilizada como geração distribuída atrás do medidor.

A adoção de diferentes tipos de programas de RD com características aderentes às necessidades sistêmicas, sejam estas energéticas ou elétricas, certamente trará alternativas para mitigação dos diversos riscos detectados na operação do SIN.

A experiência internacional bem-sucedida mostra que são inúmeras as vantagens da adoção de programas de Resposta da Demanda, como já constatado pela quantidade de países que aderiram a tais mecanismos. Os Estados Unidos possuem, desde a década de noventa, programas de RD em que os próprios consumidores prestam, desde serviço de regulação de frequência, até redução de carga por períodos prolongados.

A legislação brasileira já permite a introdução de mecanismos de Resposta da Demanda, tanto que o órgão regulador lançou em 2017 o primeiro programa piloto de RD, primeiramente com caráter regional e que depois foi expandido para o âmbito nacional. Desta forma, o Brasil deu um passo importante ao regulamentar o piloto de Resposta da Demanda, permitindo aos consumidores um papel protagonista, engajando-os como agentes ativos na operação do sistema e, assim, possibilitando o alcance de um novo patamar de eficiência operativa, bem como a redução do custo global de energia. No entanto, há muito o que se aprimorar no desenho do mercado brasileiro para que tenhamos o sinal econômico correto no curto, médio e longo prazo. Não há dúvida de que esta evolução absolutamente necessária, baseada nos princípios de transparência e competitividade, passará por uma maior participação do consumidor, pois, em última análise, o sistema só existe para permitir o atendimento ao consumidor.

Este trabalho traz como principal contribuição propostas de programas de Resposta da Demanda para o Brasil, tendo como referência as boas práticas internacionais adaptadas à realidade brasileira. A primeira proposta trata de um produto a ser oferecido pelos consumidores no âmbito dos Serviços Ancilares, onde os participantes recebem uma receita fixa por estarem disponíveis para reduzir sua carga em minutos, após o recebimento da ordem de despacho, de forma a cooperar para restituir o equilíbrio do sistema com uma resposta de prazo curto.

A segunda proposta é subdividida em duas partes, tendo em comum o mesmo conceito de introdução do pico coincidente como uma forma mais dinâmica e efetiva dos consumidores receberem e responderem ao sinal econômico quando o sistema elétrico é mais exigido. Desta forma, a primeira visa a melhoria no sinal econômico para o uso eficiente da rede de transmissão, através da proposta de alteração na formulação do cálculo da tarifa de transmissão, que passará a ser ponderada pela contribuição individual para a ocorrência da hora de pico em base mensal.

A segunda aplicação deste novo conceito sugere a inserção gradativa em um futuro Mercado de Capacidade, na medida em que ocorra a separação entre lastro e energia, dando a oportunidade ao consumidor de participar influenciando a necessidade de contratação de lastro, que terá como base a demanda máxima alcançada no sistema, e, portanto, os consumidores serão tarifados de acordo com a demanda registrada na mesma hora em que o sistema atinge o pico.

O terceiro grupo de propostas deste trabalho tem como principal objetivo permitir que cada vez mais consumidores possam responder dinamicamente aos preços de energia, acompanhando a evolução da precificação do mercado energia que deverá refletir cada vez melhor os custos reais de operação do sistema. A contribuição aqui proposta está na criação de diferentes tarifas que permitam aos consumidores, em especial os de menor porte, terem a possibilidade de optar desde tarifas variáveis no tempo, até a precificação em tempo real, de acordo com sua disposição de responder aos preços do mercado de energia.

A proposta de resposta da demanda a preços está em linha com as discussões ocorridas no âmbito da Modernização do Setor Elétrico, que prevê a liberalização dos consumidores de menor porte para a escolha de fornecedores e produtos de eletricidade adequados a suas necessidades, com os riscos e oportunidades que esta liberdade proporcionará. Assim sendo, este trabalho procurou evidenciar os horizontes para que diversos programas de Resposta da Demanda possam ser promovidos, não apenas pelos órgãos reguladores, operador do sistema e CCEE, mas também por concessionárias, comercializadores e novas entidades que possam suportar os consumidores que ainda não participam do chamado Mercado Livre de Energia, e que, portanto, possam contribuir de diferentes maneiras em programas de RD a serem criados para incentivar a participação de forma indireta nos programas de redução voluntária provenientes dos Mercados e Serviços de Eletricidade (Energia, Capacidade, Serviços Ancilares, Transmissão, Distribuição, e etc.), na medida em que estes sejam aprimorados ou estruturados.

Obviamente as contribuições aqui apresentadas não esgotam as possibilidades de melhorias, pois no decorrer deste estudo foram identificadas algumas outras linhas para possíveis trabalhos futuros com potencial de expansão ou aprofundamento das discussões iniciadas neste trabalho. Apesar das propostas apresentadas aqui, tendo em vista futuros Mercados de Capacidade e de Serviços Ancilares, recomenda-se aprofundar em estudo futuro, na medida em que estes mercados sejam estruturados, alternativas para que a RD possa contribuir para a diminuição dos custos refletidos nos encargos setoriais ao permitir a participação ativa dos consumidores quando estes mercados forem estruturados.

Uma análise do impacto da segregação do faturamento em componente de demanda e outra de consumo de energia para todas os agentes de consumo, independentemente da tensão de fornecimento, poderá ser objeto de um estudo futuro, com o objetivo de possibilitar que a RD possa ganhar uma maior proporção ao atingir os consumidores de varejo, desde que estes possam ter opções e incentivos para responder ao sinal econômico correto.



Outro tema bastante relevante a ser explorado em trabalhos futuros é a necessidade de que a formação de preços esteja cada vez mais aderente aos custos reais de operação do sistema, seja com a evolução dos preços calculados por modelos ou com novos mecanismos como a introdução do preço por oferta. Espera-se que a precificação evolua induzindo o comportamento eficiente do lado do consumo, através do uso racional da energia elétrica.

Dentro deste mesmo tópico, sugere-se o estudo aprofundado da criação de Mercado de Energia: *Day Ahead* e *Real Time*, amplamente difundidos em mercados de eletricidade bem-sucedidos, com o objetivo de refletir, no preço do dia anterior, os custos de acordo com a programação da operação para atender a carga, e no tempo real, preços de acordo com o despacho efetivamente realizado. Adicionalmente, recomenda-se um estudo que possa avaliar a granularização da precificação, tanto temporal como espacial de forma a dar mais transparência nos custos e possibilitar mais competitividade aos recursos disponíveis visando o equilíbrio entre oferta e demanda com preços locais que variem num curto intervalo de tempo.

## Referências Bibliográficas

- [1] GELLINGS, C.W. The concept of demand-side management for electric utilities. Proceedings of the IEEE, IEEE, v. 73, n. 10, p. 1468-1470, 1985.
- [2] LOVINS, A. B. Saving gigabucks with negawatts. Public Utilities Fortnightly, Reston, v. 115, n. 6 p. 19-26, Mar. 1985.
- [3] WOLAK, F. A. Designing a competitive wholesale electricity market that Benefits Consumers, Out. 2001.
- [4] STOFT, S. Power System Economics. Piscataway: IEEE Press, 2002.
- [5] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. 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. 2006. 122 p. Relatório Técnico. Disponível em: <<https://emp.lbl.gov/sites/all/files/report-lbnl-1252d.pdf>>. Acesso em: 5 Mar. 2019.
- [6] CHANG, A.B.; ROSENFELD, A.H.; MCAULIFFE, P.K. Energy Efficiency in California and the United States: Reducing Energy Costs and Greenhouse Emissions. 2007. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/2007publications/CEC-999-2007-007/CEC-999-2007-007.PDF>>. Acesso em: 02 Mar. 2019.
- [7] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. A national assessment of demand response potential. 2009. 254 p. Relatório Técnico. Disponível em: <<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-09-demand-response.pdf>>. Acesso em: 6 Mar. 2019.
- [8] HOGAN, W.W. Providing Incentives for Efficient Demand Response. 2009. 24 p. Relatório Técnico. Disponível em: <[https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/Hogan\\_Demand\\_Response\\_102909.pdf](https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/Hogan_Demand_Response_102909.pdf)>. Acesso em: 6 Mar. 2019.
- [9] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, “National Action Plan on Demand Response”, Disponível em: <<https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/06-17-10-demand-response.pdf>>. Acesso em: 17 Mar. 2019.
- [10] MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. The Future of Electric Grid: An interdisciplinary MIT Study. 2011. p. 143-174. Relatório Técnico. Disponível em: <<http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/12/MITEI-The-Future-of-the-Electric-Grid.pdf>>. Acesso em: 6 Mar. 2019.

- [11] SIOSHANSI, F. (Ed.). Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy. Amsterdam: Elsevier, 2012. p.61-83.
- [12] CHAO, H. DEPILLIS, M. Incentive Effects of Demand Response Regulation in Wholesale Electricity Market. Journal of Regulatory Economics, v. 43, n. 3, p. 265-283, 2013. Disponível em: <<https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2012/Incentive%20Effects%20of%20ODR%20Regulation%20in%20WEM.pdf>>. Acesso em: 10 Mar. 2019.
- [13] FARUQUI, A. Moving Demand Response back to the Demand Side. IEEE Power and Society General Meeting. 2014. 27 p. Disponível em: <[https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2014/Moving%20demand%20response%20back%20to%20the%20demand%20side%20of%20the%20market%20\(07-27-14\).pdf](https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2014/Moving%20demand%20response%20back%20to%20the%20demand%20side%20of%20the%20market%20(07-27-14).pdf)>. Acesso em: 10 Mar. 2019.
- [14] FARUQUI A.; HLEDIK, R.; LINEWEBER, D. Demand Response Market Potential in Xcel Energy's Northern States Power Service Territory. 2014. 243 p. Relatório Técnico. Disponível em: <<https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xcel/PDF/Regulatory/18-App-O-Demand-Response-Potential-Brattle-Group-Study-January-2015.pdf>>. Acesso em: 09 Mar. 2019.
- [15] HLEDIK, R.; FARUQUI, A. Valuing Demand Response: International Best Practices, Case Studies and Applications. 2015. 37 p. Relatório Técnico. Disponível em: <[http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/343/original/Valuing\\_Demand\\_Response\\_International\\_Best\\_Practices\\_\\_Case\\_Studies\\_\\_and\\_Applications.pdf?1468964700](http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/343/original/Valuing_Demand_Response_International_Best_Practices__Case_Studies__and_Applications.pdf?1468964700)>. Acesso em: 10 Mar. 2019.
- [16] BROWN, T. et al. International Review of Demand Response Mechanisms. 2015. 83 p. Relatório Técnico. Disponível em: <[https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/9207cd67-c244-46eb-9af4-9885822cefbe/Final-AEMC-DR-Report\\_International-Review-of-Demand-Response-Mechanisms.pdf](https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/9207cd67-c244-46eb-9af4-9885822cefbe/Final-AEMC-DR-Report_International-Review-of-Demand-Response-Mechanisms.pdf)>. Acesso em: 10 Mar. 2019.
- [17] DESHMUKH R., et al, Estimation of Potential and Value of Demand Response for Industrial and Commercial Consumers in Delhi. Lawrence Berkeley National Laboratory, March 2015. Disponível em: <[https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl\\_6987e.pdf](https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_6987e.pdf)>. Acesso em: 17 Mar. 2019.
- [18] UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. Quadrennial Energy Review First Installment: Transforming U.S. Energy infrastructures in a Time of Rapid Change. 2015. p. 3-1 a 3-33. Disponível em: <[https://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QER\\_Ch3.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QER_Ch3.pdf)>. Acesso em: 10 Mar. 2019.

- [19] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Electric Power Annual 2021. Disponível em: < <https://www.eia.gov/electricity/annual/>>. Acesso em: 14 Nov. 2022.
- [20] KINTNER-MEYER et al. Valuation of Electric Power System Services and Technologies. 2016. 106 p. Relatório Técnico. Disponível em: <[http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/389/original/Valuation\\_of\\_Electric\\_Power\\_System\\_Services\\_and\\_Technologies.pdf?1484183040](http://www.brattle.com/system/publications/pdfs/000/005/389/original/Valuation_of_Electric_Power_System_Services_and_Technologies.pdf?1484183040)>. Acesso em: 10 Mar. 2019.
- [21] EID C., KOLIOU E., VALLES M., RENESES J., HAKVOORT R., Time-based pricing and electricity demand response: existing barriers and next steps. In: Utilities Policy, 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178716300947>>. Acesso em: 16 Mar. 2019.
- [22] EUROPEAN PARLIAMENT, An Economic and Scientific Policy - The Potential of Electricity Demand Response, Policy Department, Brussels, 30 May 2017. Disponível em: <[http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607322/IPOL\\_STU\(2017\)607322\\_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2017/607322/IPOL_STU(2017)607322_EN.pdf)>. Acesso em: 16 Mar. 2019.
- [23] SMART ENERGY DEMAND COALITION, Explicit Demand Response in Europe, Mapping the Markets 2017, Brussels, Abril 2017. Disponível em: <<http://www.smarten.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>>. Acesso em: 17 Mar. 2019.
- [24] HOPKINS A. S., WHITED M., Best Practices in Utility Demand Response Programs, March 31, 2017. Disponível em: <<http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/Utility-DR-17-010.pdf>>. Acesso em 16 Mar. 2019.
- [25] DREAM GO, Identified Short and Real-Time Demand Response Opportunities and the Corresponding Requirements and Concise Systematization of the Conceived and Developed DR Programs. Disponível em: <[http://dream-go.ipp.pt/PDF/DREAM-GO\\_Deliverable\\_2.1.pdf](http://dream-go.ipp.pt/PDF/DREAM-GO_Deliverable_2.1.pdf)>. Acesso em: 16 Mar. 2019.
- [26] UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Electric Power Annual: Demand Response. 2016. Disponível em:< <https://www.eia.gov/electricity/annual/>>. Acesso em 10 Mar. 2019.
- [27] CPOWER. State of Demand-Side Energy Management in North America. 2019. Disponível em:< <https://cpowerenergymanagement.com> >. Acesso em 28 Fev. 2020.
- [28] COOPERS&LYBRAND. Etapa VII – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: relatório Consolidado Etapa. v. 2, 1997.

- [29] WOLAK F. A., Designing competitive wholesale electricity markets for Latin American countries. Paris, 2003. Working paper. Disponível em: <<http://www.iadb.org/res/publications/pubfiles/pubC-104.pdf>>. Acesso em 24 Mar. 2019.
- [30] WOLAK F. A., VON der FEHR N.H.M., Power Sector reforms in Brazil, Inter-American Development Bank, Jan. 2003.
- [31] SOUZA, Z. F. A importância da reação da demanda na formação dos preços de curto prazo em mercados de energia elétrica. 2010. 119 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. Disponível em: <[http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-25032010-200356/publico/ZebedeuSouza\\_DemandResponseSpotPrice.pdf](http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-25032010-200356/publico/ZebedeuSouza_DemandResponseSpotPrice.pdf)>. Acesso em: 3 Nov. 2018.
- [32] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Construindo um mercado inteligente de energia elétrica no Brasil, 2012. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_069924](https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_069924)>. Acesso em 31 Mar. 2019.
- [33] SOUSA, H. W. A. Utilização de Programas de Reação da Demanda como Alternativa à Necessidade de Geração Termelétrica Complementar para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica. 2013. Dissertação de Mestrado em Regulação e Gestão dos Negócios, Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2013. Disponível em: <[http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/16398/1/2013\\_HelderWilsonAmadeSousa.pdf](http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/16398/1/2013_HelderWilsonAmadeSousa.pdf)>. Acesso em: 06 Jun. 2016.
- [34] FERRAZ B.M.P., Programa de Resposta à Demanda Baseado em Preços Aplicado a Consumidores de Baixa Tensão, Dissertação Mestrado, Programa De Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal Do Rio Grande Do Sul, 125 P. Porto Alegre 2016.
- [35] MULLER G. M., Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro. Tese Doutorado, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, 2016.
- [36] SOARES F. H. N., Resposta da Demanda Industrial e sua Influência na Formação dos Preços de Curto Prazo no Mercado de Energia Elétrica: uma proposta. Tese Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.
- [37] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 792/2015. Estabelece os critérios e as condições do programa da Resposta da

- Demanda. Brasília, DF, 28 Nov. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2017792.pdf>>. Acesso em: 30 Jan. 2020.
- [38] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Nota Técnica nº 054/2019-SRG/ANEEL, Proposta de abertura de Audiência Pública para revisão do programa de Resposta da Demanda. Brasília, DF, 17 Jun. 2019.
- [39] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 866/2019. Altera a Resolução Normativa nº 792/2017, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda. Brasília, DF, 17 Dez. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019866.pdf>>. Acesso em: 4 Fev. 2020.
- [40] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, Brasília, 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>. Acesso em: 23 Jan. 2020.
- [41] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica 023/2019, Resposta da Demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <[http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT\\_EPE\\_DEE-NT-022\\_2019-r0.pdf](http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf)>. Acesso em: 08/02/2020.
- [42] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 887/2020. Altera a Resolução Normativa nº 792/2017, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda. Brasília, DF, 30 Jun. 2020. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020887.pdf>>. Acesso em: 9 Jul. 2020.
- [43] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 911/2020. Altera o art. 4º, inciso I, da Resolução Normativa nº 792/2017, estendendo o programa piloto da Resposta da Demanda aos consumidores localizados em todo o Sistema Interligado Nacional - SIN. Brasília, DF, 26 Jan. 2021. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020911.pdf>>. Acesso em: 29 Jun. 2021.
- [44] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, Brasília, 2021. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-90/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-90/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf)>. Acesso em: 30 Jun. 2021.
- [45] MULLER G. M. *Impact of Demand Response on Generation Expansion Planning in the Brazilian Interconnected Power System*. IEEE PES Transmission

- & Distribution Conference and Exhibition. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9326129>>. Acesso em: 8 Mar. 2021.
- [46] SANTOS R. B. S. Estudo da representação da resposta da demanda na programação diária da operação e seus impactos na otimização do despacho e custos de operação. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal Fluminense, Niterói/RJ, 2021.
- [47] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 938 2021. Altera a Resolução Normativa ANEEL nº 792, de 2017, que instituiu o Programa Piloto de Resposta à Demanda. Brasília, DF, 2 Jul. 2021. Disponível em: <<https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=515&pagina=79&data=02/07/2021>>. Acesso em: 9 Jun. 2022.
- [48] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, Portaria nº 538/GM/MME, Brasília, 29 Jul. 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-538/gm/mme-de-29-de-julho-de-2021-335468238>>. Acesso em: 10 Set. 2021.
- [49] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, Brasília, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>>. Acesso em: 7 Jun. 2022.
- [50] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Informações sobre Bandeiras Tarifárias. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: 29 Jun. 2021.
- [51] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Tarifa Branca. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Acesso em: 6 Mai. 2021.
- [52] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Empowering customer choice in electricity markets, 2011.
- [53] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Visão regulatória da resposta da demanda no mercado de energia brasileiro. In: WORKSHOP RESPOSTA DA DEMANDA, CIGRÉ, 1. São Paulo, 2016.
- [54] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa 822 2015. Altera a Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015. Brasília, DF, 26 Jun. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2018822.pdf>>. Acesso em: 30 Jan. 2020.
- [55] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Plano da Operação Energética – PEN 2021/2025. Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <

<http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relat%C3%B3rio%20PEN%202021.pdf>>. Acesso em: 8 Jun. 2022.

[56] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Plano da Operação Energética – PEN 2020-2024. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS\\_PEN2020\\_24\\_final%20\(6\).pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_PEN2020_24_final%20(6).pdf)>. Acesso em: 30 Jun. 2021.

[57] Califórnia Independent System Operator, (CAISO). Disponível em: <<https://www.caiso.com/1893/1893e350393b0.html>>. Acesso em: 31 Mai. 2017.

[58] Independent System Operator New England (ISONE). Disponível em: <<https://www.iso-ne.com>>. Acesso em: 5 Ago. 2019.

[59] Central Maine Power (CMP). Demanda instantânea da região de concessão da Central Maine Power. Disponível em: <<https://www.cmpco.com>>. Acesso em: 5 Ago. 2019.

[60] Midcontinent Independent System Operator (MISO). Disponível em: <<https://www.misoenergy.org>>. Acesso em: 26 Fev. 2020.

[61] ERCOT, Real Time Local Marginal Prices. Disponível em: <<https://www.ercot.com>>. Acesso em: 29 Jul. 2019.

[62] PUBLIC UTILITY COMMISSION OF TEXAS, Report to the 85th Texas Legislature - Scope of Competition in Electric Markets in Texas. 2017.

[63] PJM. Disponível em: <<https://www.pjm.com>>. Acesso em: 24 Mar. 2020.

[64] PJM. The Value Markets. Disponível em: <<https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/the-value-of-pjm-markets.ashx?la=en>>. Acesso em: 24 Mar. 2020.

[65] PJM. Demand Response Overview. Disponível em: <<https://www.pjm.com/Globals/Training/Courses/ip-dr-ovrvw.aspx>>. Acesso em: 4 Out. 2019.

[66] BRASIL. Lei 10.848 de 15 de março de 2008. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 16 Mar. 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm)>. Acesso em: 5 Jun. 2019.



- [67] BRASIL. Lei 13.360 de 17 de Novembro de 2016. Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 17 Nov. 2016. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm)>. Acesso em: 5 Jun. 2019.
- [68] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Audiência 043/2017, Obter subsídios para regulamentação do projeto piloto de Resposta da Demanda para consumidores industriais. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas>>. Acesso em: 3 Nov. 2019.
- [69] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 20 Fev. 2019.
- [70] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 19 Jun. 2019.
- [71] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, Procedimentos de Rede. Submódulo 20.1. Glossário de termos técnicos. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 8 Ago. 2020.
- [72] MOROZOWSKI FILHO, M.; SCHILLING, M. T.; RAMOS, D. S. Metodologia para avaliação integrada da ampliação da capacidade instalada em centrais hidrelétricas: enfoques sistêmico e empresarial. Projeto P&D Código ANEEL PD-0061-0017/2011. Relatório Final. [s.l.: s.n.].
- [73] CEPEL. Programa de Análise de Confiabilidade Composta (NH2), 2019. Disponível em: <[http://www.cepel.br/pt\\_br/produtos/nh2-analise-probabilistica-e-de-confiabilidade.htm](http://www.cepel.br/pt_br/produtos/nh2-analise-probabilistica-e-de-confiabilidade.htm)>. Acesso em: 19 Ago. 2020.
- [74] CEPEL. Programa de Análise de Redes Elétricas (ANAREDE). Disponível em: <[http://www.cepel.br/pt\\_br/produtos/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm](http://www.cepel.br/pt_br/produtos/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm)>. Acesso em: 19 Ago. 2020.

- [75] CEPEL. Programa de Fluxo de Potência Ótimo (FLUPOT). Disponível em: <[http://www.cepel.br/pt\\_br/produtos/flupot-fluxo-de-potencia-otimo.htm](http://www.cepel.br/pt_br/produtos/flupot-fluxo-de-potencia-otimo.htm)>. Acesso em: 19 Ago. 2020.
- [76] MRTS. P&D Expansão da capacidade do atendimento de ponta no SIN como suporte à implementação de fontes renováveis intermitentes: uma abordagem integrada técnico, econômica e regulatória, relatório da etapa 4 - Estudos Elétricos: análise de confiabilidade composta do SIN. São Paulo, 08 Ago. 2020.
- [77] ABEEÓLICA. Dados ABEEólica. Boletim Anual de Geração Eólica 2015, 2016 e 2017. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/dados-abeeolica/>>. Acesso em: 24 Ago. 2020.
- [78] SCHILING, M. T. Introdução à Análise de Desempenho de Sistemas de Potência - Versão 1.0, Rio de Janeiro, 2001.
- [79] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Consulta Pública nº 15/2016. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p\\_auth=vEbPW4pe&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideParticipacaoPublica=3303&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica](https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_auth=vEbPW4pe&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3303&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica)>. Acesso em: 09 Set. 2020.
- [80] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica 0173/2016, Proposta de abertura de Consulta Pública para análise da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, com enfoque sobre a avaliação dos custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição, SRD, Brasília, 2016. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideDocumento=34871&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=34871&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)>. Acesso em: 09 Set. 2020.
- [81] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Nota Técnica 0076/2017, Análise das contribuições referentes a Consulta Pública nº 015/2016, que teve como objetivo debater itens da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, em especial os custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição, SRD, Brasília, 2017. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPag](https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPag)>

e&p\_p\_col\_id=column-2&p\_p\_col\_pos=1&p\_p\_col\_count=2&\_participacaopublica\_WAR\_participacaopublicaportlet\_ideDocumento=37519&\_participacaopublica\_WAR\_participacaopublicaportlet\_tipoFaseReuniao=fase&\_participacaopublica\_WAR\_participacaopublicaportlet\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em: 09 Set. 2020.

- [82] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório 3 – Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e suas Implicações na Regulação, Consulta Pública nº 15/2016. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p\\_auth=vEbPW4pe&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideParticipacaoPublica=3303&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica](https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas-antigas?p_auth=vEbPW4pe&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3303&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica)>. Acesso em: 09 Set. 2020.
- [83] PASSEY R., HAGHDADI N., BRUCE A., MACGILL I. Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges, *Energy Policy*, 109 (2017), pp. 642-649. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517304767>>. Acesso em: 26 Out. 2020.
- [84] BALDICK R. Incentive properties of coincident peak pricing, *Journal of Regulatory Economics* 54 (2018), pp. 165-194. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517304767>>. Acesso em: 19 Out. 2020.
- [85] ADBELMOTTELEB I., GÓMEZ T., CHAVES ÁVILA J.P., RENESES J. Designing efficient distribution network charges in the context of active customers, *Appl Energy* 210 (2018), pp. 815–826. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261917311236>>. Acesso em: 26 Out. 2020.
- [86] ERCOT. Four Coincident Peak Calculations. Disponível em: <[http://www.ercot.com/mktinfo/data\\_agg/4cp](http://www.ercot.com/mktinfo/data_agg/4cp)>. Acesso em: 12 Out. 2020.
- [87] CENTRAL MAINE POWER COMPANY, SCHEDULE 21. Disponível em: <[https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/sect\\_2/sch21/sch\\_21\\_cmp.pdf](https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/sect_2/sch21/sch_21_cmp.pdf)>. Acesso em: 21 Nov. 2020.
- [88] AMEREN, Tariff Summary. Disponível em: <[https://www.ameren.com/-/media/corporate-site/Files/BusinessPartners/RetailElectricSuppliers/CC\\_TariffSummary.pdf](https://www.ameren.com/-/media/corporate-site/Files/BusinessPartners/RetailElectricSuppliers/CC_TariffSummary.pdf)>. Acesso em: 21 Nov. 2020.

- [89] NATIONAL GRID, Introduction to Triads. Technical Report (2018). Disponível em: <<https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/44940-Triads%20Information.pdf>>. Acesso em: 04 Nov. 2020.
- [90] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa nº 559/2013. Estabelece o procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST. Brasília, DF, 28 Jun. 2013. Disponível em: <[http://www.lex.com.br/legis\\_24569845\\_RESOLUCAO\\_NORMATIVA\\_N\\_559\\_D\\_E\\_27\\_DE\\_JUNHO\\_DE\\_2013.aspx](http://www.lex.com.br/legis_24569845_RESOLUCAO_NORMATIVA_N_559_D_E_27_DE_JUNHO_DE_2013.aspx)>. Acesso em: 27 Out. 2020.
- [91] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, Procedimentos de Rede. Submódulo 15.8. Apuração mensal de serviços e encargos de transmissão associados à TUST-RB e Interligações Internacionais. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2015%2FSubm%C3%B3dulo%2015.8%2FSubm%C3%B3dulo%2015.8%202017.09.pdf>>. Acesso em: 18 Out. 2020.
- [92] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Homologatória nº 2.896/2021. Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional para o ciclo 2021-2022, e dá outras providências. Brasília, DF, 13 Jul. 2021. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212896.pdf>>. Acesso em: 9 Ago. 2021.
- [93] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Nota Técnica nº151/2021 – SGT/ANEEL. Estabelecimento do valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, da Tarifa de Transporte de Itaipu, dos encargos das distribuidoras associados à TUSDg e aprovação da base de dados de cálculo da TUST para o ciclo tarifário 2021-2022. Brasília, DF, 5 Jul. 2021. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20212896\\_2\\_1.zip](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20212896_2_1.zip)>. Acesso em: 17 Set. 2021.
- [94] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, Dados em Tempo Real. Disponível em: <<http://sdro.ons.org.br>>. Acesso em: 16 Nov. 2020.
- [95] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia (2019). Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/36070/525783/Relat\\_rio\\_Workshop\\_Lastro\\_e\\_Energia.pdf/e1bb224b-2741-4fbb-dea2-ddeb1cfe705c](http://www.mme.gov.br/documents/36070/525783/Relat_rio_Workshop_Lastro_e_Energia.pdf/e1bb224b-2741-4fbb-dea2-ddeb1cfe705c)>. Acesso em: 05 Set. 2020.
- [96] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, Consulta Pública MME nº 33 (2017). Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet](http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet)>

\_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=517270&detalharConsulta=true&entryId=517272>. Acesso em: 07 Set. 2020.

[97] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico. Brasília, DF, Out. 2019. Disponível em: <<http://antigo.mme.gov.br/documents/36070/525274/Relat%C3%B3rio+do+GT+Moderniza%C3%A7%C3%A3o+do+Setor+El%C3%A9trico.pdf/b49d5558-ad36-d268-c2e2-2f0e5331a6b4>>. Acesso em: 24 Mar. 2021.

[98] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Portaria nº 187/2019. Institui Grupo de Trabalho para desenvolver propostas de Modernização do Setor Elétrico. Brasília, DF, 4 Abr. 2019. Disponível em: <[https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/)>. Acesso em: 24 Mar. 2021.

[99] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, Histórico da Operação. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda\\_maxima.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda_maxima.aspx)>. Acesso em: 5 Mar. 2021.

[100] PJM. Summer 2021 Weather Normalized RTO Coincident Peaks. Disponível em: <<https://www.pjm.com/-/media/planning/res-adeq/load-forecast/summer-2021-peaks-and-5cps.ashx>>. Acesso em: 14 Mar. 2021.

[101] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Cooke, D. Empowering customer choice in electricity markets. OECD Paris, França, Out. 2011. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/empowering-customer-choice-in-electricity-markets>>. Acesso em: 3 Mai. 2021.

[102] THE BRATTLE GROUP. Faruqui, A. Demand Response and Energy Efficiency: The Long View. Disponível em: <[https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/7840\\_demand\\_response\\_and\\_energ\\_efficiency\\_-\\_the\\_long\\_view\\_faruqui\\_aug\\_12\\_2010.pdf](https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/7840_demand_response_and_energ_efficiency_-_the_long_view_faruqui_aug_12_2010.pdf)> Acesso em: 6 Mai. 2021.

[103] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 414/2012. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF, 9 Set. 2010. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em: 6 Mai. 2021.

[104] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Resolução Normativa 474/2012. Altera a Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF, 3 Abr. 2012. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2012479.pdf/a89312fe-a5d7-4151-96be-95765ea2ce03?version=1.0>>. Acesso em: 6 Mai. 2021.

- [105] SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, Critical Peak Price. Disponível em: <<https://www.sce.com/business/rates/cpp>>. Acesso em: 6 Mai. 2021.
- [106] CONNEXUS ENERGY, Peak Time Rebate. Disponível em: <<https://www.connexusenergy.com/save-money-and-energy/programs-rebates/peak-time-rebate>>. Acesso em: 11 Mai. 2021.
- [107] OKLAHOMA GAS AND ELECTRICITY COMPANY, Variable Peak Price. Disponível em: <[https://www.uinet.com-7188/8330c899-373c-49a1-981d-c1145eaafa45/Variable\\_Peak\\_Pricing\\_Rider\\_VPP\\_04-01-2018\\_doc\\_2667.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE.Z18\\_J092I2G0N01BF0A7QAR8BK20A3-8330c899-373c-49a1-981d-c1145eaafa45-mfrkjBk](https://www.uinet.com-7188/8330c899-373c-49a1-981d-c1145eaafa45/Variable_Peak_Pricing_Rider_VPP_04-01-2018_doc_2667.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE.Z18_J092I2G0N01BF0A7QAR8BK20A3-8330c899-373c-49a1-981d-c1145eaafa45-mfrkjBk)>. Acesso em: 7 Mai. 2021.
- [108] AMEREN, Day Ahead Pricing. Disponível em: <<https://www.ameren.com/account/retail-energy>>. Acesso em: 12 Mai. 2021.
- [109] BARBOSE G., GOLDMAN C., NEENAN B., A Survey of Utility Experience with Real Time Pricing. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2004. Disponível em: <<https://www.osti.gov/servlets/purl/836966>>. Acesso em: 20 Abr. 2021.
- [110] BORENSTEIN, S., JASKE M., and ROSENFELD A. Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets. University of California Energy Institute, 2002. Disponível em: <[https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Borenstein\\_Dynamic\\_Pricing\\_Advanced.pdf](https://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Borenstein_Dynamic_Pricing_Advanced.pdf)>. Acesso em: 10 Jun. 2021.
- [111] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Portaria nº 301/2019. Estabelece o cronograma para entrada em operação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo - Modelo DESSEM, com foco na adoção nas atividades de programação da operação e na formação do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD horário (Preço Horário) no Mercado de Curto Prazo - MCP. Brasília, DF, 1 Ago. 2019. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-301-de-31-de-julho-de-2019-208356624>>. Acesso em: 6 Jun. 2021.
- [112] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Preço Horário. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/preco\\_horario?afrLoop=1038648235579278&\\_adf.ctrl-state=8fvptjwp9\\_54#!%40%40%3F\\_afrLoop%3D1038648235579278%26\\_adf.ctrl-state%3D8fvptjwp9\\_58](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_horario?afrLoop=1038648235579278&_adf.ctrl-state=8fvptjwp9_54#!%40%40%3F_afrLoop%3D1038648235579278%26_adf.ctrl-state%3D8fvptjwp9_58)>. Acesso em: 12 Mai. 2021.
- [113] U.S. DEPARTMENT of ENERGY. Demand Response and Time Variable Pricing Programs. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/femp>>. Acesso em: 25 Mai. 2021.

[114] AMEREN, Hourly Supply Price (Rider HSS). Disponível em: <<https://www.ameren.com/-/media/rates/files/illinois/aie123rdhss.pdf>>. Acesso em: 15 Mai. 2021.

[115] GEORGIA POWER, Price Protection Products (Schedule PPP-2). Disponível em: <<https://www.georgiapower.com/content/dam/georgia-power/pdfs/business-pdfs/rates-schedules/6.60-ppp.pdf>>. Acesso em: 18 Mai. 2021.

[116] WISCONSIN PUBLIC SERVICE CORPORATION, Real Time Market Pricing. Disponível em: <[https://www.wisconsinpublicservice.com/company/wi\\_tariffs/rtmp.pdf](https://www.wisconsinpublicservice.com/company/wi_tariffs/rtmp.pdf)>. Acesso em: 20 Mai. 2021.

## Anexo A: Cálculo dos Quatro Picos Coincidentes de 2019 no ERCOT (MW) [81]

TDSP Code	Load Entity Name	June 6/19/2019 17:00	July 7/30/2019 16:30	August 8/12/2019 17:00	September 9/06/2019 16:45	Average 4CP Load	Load Ratio Share
5	AEP TEXAS CENTRAL COMPANY (TDSP)	5,084.27	5,052.69	5,275.78	4,664.94	5,019.42	7.07151%
7	AEP TEXAS NORTH COMPANY (TDSP)	1,071.61	1,152.68	1,236.34	1,093.13	1,138.44	1.60387%
18	BANDERA ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	144.77	146.49	156.29	135.19	145.69	0.20525%
19	BARTLETT ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	43.50	47.18	49.83	46.45	46.74	0.06585%
21	BIG COUNTRY ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	30.17	36.62	33.29	32.94	33.26	0.04685%
22	BLUE BONNET ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	444.18	479.25	505.41	476.65	476.38	0.67113%
23	BRAZOS ELECTRIC POWER CO OP INC (TDSP)	0.00	0.00	0.00	0.97	0.24	0.00034%
104	BROWNSVILLE PUBLIC UTILITIES BOARD (TDSP)	270.37	268.20	278.01	257.00	268.40	0.37812%
105	BRYAN TEXAS UTILITIES (TDSP)	328.58	357.61	366.24	347.13	349.89	0.49294%
1	CENTERPOINT ENERGY HOUSTON ELECTRIC LLC (TDSP)	18,015.71	17,520.29	18,615.76	17,539.58	17,922.83	25.25023%
25	CENTRAL TEXAS ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	127.60	133.86	142.78	127.32	132.89	0.18722%
209	CENTRAL TEXAS ELECTRIC COOPERATIVE - NORTH (TDSP)	6.13	7.85	7.89	6.50	7.09	0.00999%
107	CHEROKEE COUNTY ELEC CO OP ASSOC (TDSP)	65.75	63.99	62.74	65.42	64.47	0.09083%
108	CITY OF AJUSTIN DBAAJUSTIN ENERGY (TDSP)	2,544.43	2,622.02	2,777.98	2,621.76	2,641.55	3.72149%
109	CITY OF BARTLETT (TDSP)	2.41	2.61	2.73	2.57	2.58	0.00364%
26	CITY OF BASTROP (TDSP)	16.05	16.51	17.58	16.31	16.61	0.02341%
27	CITY OF BELLVILLE (TDSP)	12.01	13.05	13.72	12.51	12.82	0.01807%
28	CITY OF BOERNE (TDSP)	32.43	33.86	36.24	32.83	33.84	0.04768%
110	CITY OF BOWIE (TDSP)	13.01	15.22	16.45	15.26	14.98	0.02111%
111	CITY OF BRADY (TDSP)	13.81	13.41	10.86	12.85	12.73	0.01793%
29	CITY OF BRENHAM (TDSP)	55.85	57.64	60.24	58.12	57.96	0.08166%
30	CITY OF BRIDGEPORT MUN ELEC SYS (TDSP)	11.74	12.93	14.16	12.77	12.90	0.01818%
31	CITY OF BURNET (TDSP)	17.77	19.20	19.47	18.48	18.73	0.02639%
113	CITY OF COLEMAN (TDSP)	8.14	8.45	9.32	8.42	8.58	0.01209%
114	CITY OF COLLEGE STATION (TDSP)	191.62	202.93	211.34	209.33	203.81	0.28713%
32	CITY OF CUERO (TDSP)	20.03	21.52	22.16	20.64	21.09	0.02971%
115	CITY OF FARMERSVILLE (TDSP)	5.91	7.13	7.66	7.26	6.99	0.00985%
33	CITY OF FLATONIA (TDSP)	5.47	5.71	6.08	5.67	5.73	0.00807%
116	CITY OF FLORESVILLE DBA FLORESVILLE ELEC LIGHT AND PWR (TDSP)	83.86	83.81	91.31	82.64	85.41	0.12033%
34	CITY OF FREDERICKSBURG (TDSP)	32.37	33.07	34.49	31.36	32.83	0.04625%
117	CITY OF GARLAND (TDSP)	410.39	456.30	454.43	416.61	434.43	0.61204%
35	CITY OF GEORGETOWN (TDSP)	142.17	151.55	157.54	147.00	149.56	0.21071%
36	CITY OF GIDDINGS (TDSP)	12.18	12.81	13.24	11.95	12.55	0.01767%
118	CITY OF GOLDSMITH (TDSP)	1.40	1.39	1.61	1.38	1.45	0.00204%
37	CITY OF GOLDTHWAITE (TDSP)	4.99	5.18	5.62	4.74	5.13	0.00723%
38	CITY OF GONZALES (TDSP)	17.23	18.19	19.62	17.78	18.20	0.02565%
39	CITY OF HALLETTSVILLE (TDSP)	8.44	8.94	9.55	8.92	8.96	0.01263%
119	CITY OF HEARNE MUNICIPAL ELECTRIC SYSTEM (TDSP)	9.96	10.61	11.01	10.68	10.57	0.01489%
40	CITY OF HEMPSTEAD (TDSP)	11.60	12.74	12.91	12.45	12.42	0.01750%



41	CITY OF LA GRANGE (TDSP)	14.43	15.80	16.59	15.63	15.61	0.02199%
42	CITY OF LAMPASAS (TDSP)	22.82	23.96	25.72	22.35	23.71	0.03341%
43	CITY OF LEXINGTON (TDSP)	2.48	2.69	3.08	2.73	2.75	0.00387%
44	CITY OF LLANO (TDSP)	10.20	10.71	11.19	9.81	10.48	0.01476%
45	CITY OF LOCKHART (TDSP)	25.32	26.16	28.89	27.69	27.02	0.03806%
46	CITY OF LULING (TDSP)	11.97	12.72	13.56	12.32	12.64	0.01781%
47	CITY OF MASON (TDSP)	5.23	5.56	6.01	5.10	5.47	0.00771%
48	CITY OF MOULTON (TDSP)	2.13	2.25	2.38	2.24	2.25	0.00317%
121	CITY OF ROBSTOWN UTILITY SYSTEM (TDSP)	20.39	21.17	21.94	19.73	20.81	0.02931%
49	CITY OF SAN MARCOS (TDSP)	122.69	123.75	130.76	128.91	126.53	0.17825%
50	CITY OF SAN SABA (TDSP)	8.86	8.94	9.79	8.50	9.02	0.01271%
51	CITY OF SANGER	12.19	13.67	14.69	13.30	13.46	0.01897%
52	CITY OF SCHULENBURG (TDSP)	12.76	13.67	14.26	13.29	13.50	0.01901%
53	CITY OF SEGUIN (TDSP)	63.88	64.67	68.61	63.86	65.26	0.09193%
54	CITY OF SEYMOUR (TDSP)	5.79	6.81	7.80	6.89	6.82	0.00961%
55	CITY OF SHINER (TDSP)	10.04	9.83	10.43	9.01	9.83	0.01385%
56	CITY OF SMITHVILLE (TDSP)	9.31	9.70	10.38	10.01	9.85	0.01388%
57	CITY OF WAELDER (TDSP)	4.52	4.52	4.82	4.47	4.58	0.00645%
58	CITY OF WEIMAR (TDSP)	7.57	7.95	8.21	7.48	7.80	0.01099%
59	CITY OF WHITESBORO (TDSP)	7.54	8.81	9.47	8.61	8.61	0.01213%
60	CITY OF YOAKUM (TDSP)	19.92	20.05	21.03	19.08	20.02	0.02820%
61	COLEMAN COUNTY ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	29.11	29.83	33.96	31.39	31.07	0.04378%
62	COMANCHE ELECTRIC CO OP ASSOCIATION (TDSP)	48.41	61.90	65.09	59.60	58.75	0.08277%
63	CONCHO VALLEY ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	72.10	69.24	82.18	73.27	74.20	0.10453%
64	COOKE COUNTY ELECTRIC CO OP ASSOC INC (TDSP)	72.39	83.98	89.09	82.29	81.94	0.11544%
122	CPS ENERGY (TDSP)	4,619.65	4,725.60	4,995.49	4,527.32	4,717.01	6.64547%
198	DEAF SMITH ELECTRIC COOPERATIVE INC (EDSP)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00000%
66	DEEP EAST TEXAS ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	12.46	11.81	14.85	14.83	13.49	0.01900%
67	DENTON COUNTY ELEC CO OP DBACOSERVE ELEC (TDSP)	1,193.17	1,443.59	1,522.55	1,387.66	1,386.74	1.95368%
123	DENTON MUNICIPAL ELECTRIC (TDSP)	306.85	335.39	358.86	330.28	332.85	0.46893%
193	ENTERGY TEXAS INC (EDSP)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00000%
69	FANNIN COUNTY ELECTRIC CO OP INC	29.03	37.37	41.87	39.44	36.93	0.05202%
205	FARMERS ELECTRIC CO OP INC ARCO (TDSP)	4.19	1.46	3.21	1.26	2.53	0.00357%
70	FARMERS ELECTRIC CO OP INC DBAFEC ELECTRIC	244.21	289.46	304.58	280.39	279.66	0.39400%
202	FARMERS ELECTRIC CO OP INC NPL (TDSP)	10.89	10.85	11.14	9.01	10.47	0.01476%
207	FARMERS ELECTRIC CO OP INC PRTN RC (TDSP)	1.22	1.47	1.45	1.39	1.38	0.00195%
71	FAYETTE ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	60.42	64.90	68.06	63.63	64.26	0.09053%
72	FORT BELKNAP ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	18.90	23.15	23.51	22.02	21.89	0.03085%
125	GEUS (TDSP)	94.59	108.50	112.81	103.04	104.73	0.14755%
73	GRAVBURY MUNICIPAL UTILITIES (TDSP)	24.78	28.91	29.27	26.27	27.31	0.03847%
177	GRAYSON COLLIN ELECTRIC CO OP INC (AEP AS QSE)	12.48	10.73	6.37	0.12	7.42	0.01046%
74	GRAYSON COLLIN ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	217.51	279.95	301.50	282.37	270.33	0.38085%
196	GREENBELT ELECTRIC COOPERATIVE INC (EDSP)	1.10	0.00	0.00	0.00	0.27	0.00039%
75	GUADALUPE VALLEY ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	401.87	408.90	439.96	407.01	414.44	0.58387%
76	HAMILTON COUNTY ELECTRIC CO OP (BRAZOS) (TDSP)	16.64	15.95	18.94	17.62	17.29	0.02435%
142	HAMILTON COUNTY ELECTRIC CO OP (LCRA) (TDSP)	34.72	37.14	40.29	36.54	37.17	0.05237%
172	HEART OF TEXAS ELECTRIC COOPERATIVE INC (DSP)	91.11	90.29	103.45	95.54	95.10	0.13398%
77	HILCO ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	118.25	136.04	141.55	131.94	131.94	0.18589%

78	HOUSTON COUNTY ELEC COOP INC (TDSP)	22.02	23.03	24.44	24.07	23.39	0.03295%
79	J A C ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	16.38	18.19	20.02	18.62	18.30	0.02579%
126	JACKSON ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	83.70	85.55	88.06	83.47	85.20	0.12003%
80	JASPER NEWTON ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	1.37	0.94	1.46	1.36	1.28	0.00181%
127	KARNES ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	171.95	175.26	181.42	165.01	173.41	0.24430%
81	KERRVILLE PUBLIC UTILITY BOARD (TDSP)	106.44	109.07	114.40	101.75	107.92	0.15204%
82	LAMAR COUNTY ELEC COOP DBALEC (TDSP)	39.65	47.25	52.10	47.98	46.74	0.06585%
182	LAMAR COUNTY ELEC COOP DBALEC RC HOUPL (TDSP)	0.08	0.09	0.09	1.04	0.32	0.00046%
83	LIGHTHOUSE ELECTRIC CO OP (TDSP)	1.94	4.32	4.26	3.80	3.58	0.00505%
85	LYNTEGAR ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	24.39	40.97	39.24	35.93	35.13	0.04950%
86	MAGIC VALLEY ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	540.50	528.97	562.16	474.92	526.64	0.74194%
128	MEDINA ELECTRIC CO OP INC (TDSP) STEC	224.02	217.50	230.60	214.89	221.75	0.31241%
88	MID SOUTH ELECTRIC CO OP ASSOC	51.96	55.10	57.00	55.51	54.89	0.07734%
89	NAVARRO COUNTY ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	88.87	101.57	98.96	96.77	96.54	0.13601%
90	NAVASOTA VALLEY ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	65.95	69.90	74.88	75.33	71.52	0.10075%
91	NEW BRAUNFELS UTILITIES (TDSP)	286.42	306.55	302.62	292.70	297.07	0.41852%
158	NUECES ELECTRIC COOP INC (TDSP)	147.91	159.32	166.10	150.01	155.83	0.21954%
2	ONCOR ELECTRIC DELIVERY COMPANY LLC (TDSP)	23,696.06	25,869.84	26,994.22	24,903.99	25,366.03	35.73643%
145	PEDERNALES ELEC CO OP INC AEP (TDSP)	5.02	5.85	6.30	5.64	5.70	0.00804%
210	PEDERNALES ELEC CO OP INC DCP (TDSP)	3.42	3.80	3.98	4.46	3.92	0.00552%
92	PEDERNALES ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	1,406.38	1,465.66	1,587.95	1,450.76	1,477.69	2.08181%
199	RIO GRANDE ELECTRIC COOPERATIVE INC (TDSP) 2C	69.78	74.79	77.02	72.27	73.46	0.10350%
204	RUSK COUNTY ELECTRIC COOPERATIVE INC AEP (EDSP)	2.10	3.82	9.25	8.24	5.85	0.00825%
203	RUSK COUNTY ELECTRIC COOPERATIVE INC TSK (EDSP)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00000%
94	SAM HOUSTON ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	4.91	3.59	5.38	5.21	4.77	0.00672%
95	SAN BERNARD ELECTRIC CO OP (TDSP)	138.01	147.51	154.14	145.37	146.26	0.20605%
131	SAN MIGUEL ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00000%
132	SAN PATRICIO ELECTRIC CO OP (TDSP)	46.65	50.65	50.96	43.01	47.82	0.06737%
96	SOUTH PLAINS ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	81.72	81.27	86.31	82.52	82.96	0.11687%
134	SOUTH TEXAS ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	0.98	0.00	0.00	0.14	0.28	0.00039%
200	SOUTHWEST RURAL ELECTRIC ASSOCIATION INC (EDSP)	1.76	0.00	0.33	0.00	0.52	0.00074%
97	SOUTHWEST TEXAS ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	44.17	48.25	47.94	46.99	46.84	0.06599%
201	SWISHER ELECTRIC COOPERATIVE INC (EDSP)	0.11	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00004%
146	TAYLOR ELECTRIC CO OP INC ABILENE (TDSP)	73.56	75.33	73.31	68.21	72.60	0.10229%
4	TEXAS-NEW MEXICO POWER CO (TDSP)	1,830.54	1,823.28	1,960.50	1,812.93	1,856.81	2.61593%
99	TRICOUNTY ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	614.28	697.41	732.27	667.76	677.93	0.95509%
100	TRINITY VALLEY ELEC CO OP (TDSP)	256.60	284.14	304.47	295.89	285.28	0.40191%
176	TRINITY VALLEY ELECTRIC COOPERATIVE INC LPL (TDSP)	0.11	0.10	0.11	0.10	0.10	0.00015%
102	UNITED ELECTRIC CO OP SERVICES INC (TDSP)	420.80	464.13	479.41	442.26	451.65	0.63630%
136	VICTORIA ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	103.50	111.57	114.93	109.65	109.91	0.15485%
137	WEATHERFORD MUNICIPAL UTILITY SYSTEM (TDSP)	83.81	93.31	99.45	86.86	90.86	0.12801%
153	WESTERN FARMERS ELECTRIC COOPERATIVE (TDSP)	0.56	0.73	0.90	0.81	0.75	0.00106%
138	WHARTON COUNTY ELECTRIC CO OP INC (TDSP)	35.18	36.90	37.67	38.80	37.13	0.05232%
103	WISE ELECTRIC CO OP (TDSP)	118.16	135.48	140.09	125.23	129.74	0.18278%
168	WOOD COUNTY ELECTRIC COOPERATIVE INC (TDSP)	4.02	0.13	4.05	4.17	3.09	0.00436%
	<b>Total</b>	<b>68,369.77</b>	<b>71,254.45</b>	<b>75,006.08</b>	<b>69,293.19</b>	<b>70,980.87</b>	<b>100.00000%</b>

## Anexo B: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão aplicáveis a consumidores livre, potencialmente livres e autoprodutores, com unidades consumidoras conectadas à Rede Básica do ciclo 2021/2022, conforme Resolução Homologatória ANEEL 2.896/2021 [88]

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO	Nº da barra	U.F.	TUST-RB PONTA	TUST-RB FORA PONTA
				(R\$/kW.mês)	(R\$/kW.mês)
A 100 ROW	BOM JARDIM - 440	574	SP	5,254	5,301
ADECOAGRO VALE DO IVINHEMA	IVINHEMA - 230	1088	MS	4,310	4,275
AGRO ENERGIA SANTA LUZIA	RIO BRILHANTE - 230	1087	MS	4,336	4,310
ALBRAS	VILA DO CONDE - 230	6461	PA	5,938	5,702
ALCOA ALUMINIO	POCOS CALDAS - 138	170	MG	5,301+1,559	5,252+1,559
ALUMAR	SÃO LUIS II - 230	5551	MA	5,466	5,175
ALUNORTE	VILA DO CONDE - 230	6461	PA	5,938	5,702
ANGLO AMERICAN (BARRO ALTO)	BARRO ALTO - 230	229	GO	6,118	5,865
ANGLO AMERICAN MINÉRIO DE FERRO BRASIL	ITABIRA 2 - 230	1534	MG	7,042	6,872
ANGLO AMERICAN NIQUEL BRASIL	NIQUELANDIA - 230	787	GO	5,323	4,994
ANGLOGOLD SÍTIO MINERAÇÃO (BARÃO DE COCAIS)	BARAO DE COCAIS 3 - 230	9004	MG	7,002	6,859

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO	Nº de barra	U.F.	TUST-RB PONTA	TUST-RB FORA PONTA
				(R\$/kW.mês)	(R\$/kW.mês)
ANGLOGOLD SÍTIO MINERAÇÃO (MINA CUIABÁ)	SABARA 3 - 230	1497	MG	6,779	6,601
APERAM	IPATINGA-ACESITA - 230	1396	MG	6,883	6,773
ARAUCO	P.PETROQUIMIC - 230	1204	RS	4,689	3,349
ARCELORMITTAL (JOINVILLE)	JOINVILLE - 230	1013	SC	3,473	6,140
ARCELORMITTAL BELGO	MONLEVADE 2 - 230	1320	MG	7,161	7,040
ARCELORMITTAL SUL FLUMINENSE	RESENDE - 300	87	RJ	3,396	3,169
ARLANXEO (CABO)	PIRAPAMA II - 230	3131	PE	3,832	3,631
ARLANXEO (DSM)	P.PETROQUIMIC - 230	1204	RS	4,689	3,349
ARLANXEO (LANXESS)	P.PETROQUIMIC - 230	1204	RS	4,689	3,349
ATLANTIC NICKEL MINERAÇÃO	ITAGIPA - 230	3912	BA	7,051	6,823
AÇO VERDE DO BRASIL	IMPERATRIZ - 230	3391	MA	3,302	3,017
BERNECK	C.IND. CURITIBA - 230	813	PR	3,070	3,396
BIOENERGIA JATAÍ	JATAÍ - 230	1084	GO	4,107	3,890
BORRACHAS VIPAL	NOVA PRATA 2 - 230	1228	RS	4,530	3,271
BP BIOENERGIA TROPICAL	EDEIA - 230	3018	GO	4,564	4,407
BRASIL KIRIN	SCHINCARIOL - 230	3731	BA	3,333	3,970
BRASKEM - AL	RIO LARGO II - 230	3111	AL	6,793	6,699
BRASKEM - BA UNIB	CAMACARI II - 230	3731	BA	6,063	3,913
BRASKEM - UNIB RS	P.PETROQUIMIC - 230	1204	RS	4,689	3,349
BRENCO (UTE AGUA EMENDADA)	JATAÍ - 230	1084	GO	4,107	3,890
BRENCO (UTE ALTO TAQUARI)	JATAÍ - 230	1084	GO	4,107	3,890
BRENCO (UTE COSTA RICA)	CHAPADA - 230	1089	MS	4,068	3,888
BRENCO (UTE MORRO VERMELHO)	JATAÍ - 230	1084	GO	4,107	3,890
BRF S.A	SADIA LRV - 230	4390	MT	3,999	3,813
CARAMURU ALIMENTOS	PARANAIBA - 230	2978	GO	4,347	4,279
CASTERTECH	CASTERTECH - 230	9278	RS	4,711	3,412
CBA (CABREUVA 230)	CABREUVA - 230	390	SP	3,371	3,713
CBA (CABREUVA 440)	CABREUVA - 440	603	SP	3,324	3,439
CBA DIS	CABREUVA - 230	390	SP	3,371	3,713
CBA VOTORANTIM METAIS NÍQUEL	NIQUELANDIA - 230	787	GO	3,323	4,994
CIMENTO APODI	QUIXERE - 230	3337	CE	4,932	4,709
CMPC CELULOSE RIOGRANDENSE	GUAIBA - 230	1199	RS	4,846	3,349
CODEVASF (BOM NOME)	BOM NOME - 230	3401	PE	4,873	4,336
CODEVASF (FLORESTA)	FLORESTA II - 230	3420	PE	4,722	4,408
COMPANHIA DE CIMENTO DA PARAIBA - CCP	NORFIL - 230	3212	PB	6,113	6,046
COMPANHIA SIDERURGICA DO PECEM - CSP	PECEM II - 230	3371	CE	3,121	4,782
COMPANHIA SIDERÚRGICA NACIONAL - CSN	GRALHA AZUL - 230	813	PR	4,801	3,296
COTEMINAS	COTEMINAS - 230	3216	PB	3,399	3,322
DOW BRASIL	JACARACANGA - 230	3822	BA	6,049	3,920
ELIZABETH CIMENTOS	NORFIL - 230	3212	PB	6,113	6,046
FAFEN/SE	N.S.SOCORRO - 230	3741	SE	3,441	3,139
FCA FIAT	PAU FERRO - 230	3181	PE	3,728	3,488
FERBASA	CATU - 230	3782	BA	6,213	6,317
FIBRAPLAC	FIBRAPLAC - 230	1313	RS	4,394	3,224
GERDAU (CHARQUEADAS)	CHARQUEADAS (SE) - 230	931	RS	3,072	3,798
GERDAU (CIDADE INDUSTRIAL)	C.INDUSTRIAL - 230	1238	RS	4,762	3,442
GERDAU (SÃO PAULO)	GERDAU SP - 440	383	SP	3,333	3,437
GERDAU (USIBA)	COTEGIPE - 230	3802	BA	6,184	6,093
GERDAU AÇOS LONGOS	PEBGI - 230	3132	PE	6,241	6,148
GV DO BRASIL	GV - 230	9123	SP	3,321	3,483
HEINEKEN (PE)	SCHINCARIOL - 230	3162	PE	6,070	3,891
HEINEKEN CAXIAS	SCHINCARIOLMA - 230	3328	MA	6,390	6,173
IACO (CARGA)	CHAPADA - 230	1089	MS	4,068	3,888
JBS (COUROS ITUMBIARA)	PARANAIBA - 230	2978	GO	4,347	4,279
KINROSS BRASIL	PARACATU 4 - 300	3008	MG	3,023	4,730
KLABIN - MONTE ALEGRE	KLABIN - 230	9988	PR	4,662	3,143
LIBRA LIGAS	LIBRA - 230	3422	CE	3,332	3,137

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO	Nº da barra	U.F.	TUST-RB	TUST-RB FORA
				PONTA	PONTA
				(R\$/kW.mês)	(R\$/kW.mês)
LINDE GASES	IPATINGA-ACESITA - 230	1596	MG	6,885	6,773
MINERAÇÃO CARAÍBA	JAGUARARI-SE - 230	6321	BA	4,738	4,387
MINERAÇÃO DARDANELOS	JUIINA - 230	4894	MT	3,254	2,923
MINERAÇÃO MARACÁ	GOITP - 230	2988	GO	6,480	6,256
MINERAÇÃO PARAGOMINAS	VILA DO CONDE - 230	6461	PA	5,938	5,702
MINERAÇÃO VALE VERDE	ARAPIRACA III - 230	6081	AL	7,077	7,047
MOAIC FERTILIZANTES P&K	JARDIM SE - 230	5721	SE	5,355	5,057
NORFIL	NORFIL - 230	5212	PB	6,115	6,046
NOURYON PULP	ITAPEBI SE - 230	5970	BA	8,417	8,185
NOVA ERA SILICON	NOVA ERA II - 230	1545	MG	6,811	6,609
OXITENO	P.PETROQUIMIC - 230	1204	RS	4,689	5,349
PALMYRA	TUCURUI - 230	6416	PA	5,239	4,928
PARANAPANEMA	CAMACARI II - 230	5751	BA	6,063	5,915
PETROBRAS (COMPERU)	COMPERU - 345	9607	RJ	5,738	5,368
PETROBRAS SIX	S.MATEUS SUL - 230	834	PR	4,849	5,369
PORTO DAS ÁGUAS (CARGA)	CHAPADAO - 230	1089	MS	4,068	3,888
REFINARIA ABREU E LIMA - RNEST	SUAPE II - 230	5361	PE	5,785	5,551
REFINARIA DE PAULÍNEA - REPLAN	REPLAN - 440	413	SP	5,176	5,253
REFINARIA LANDULPHO ALVES - RLAM	JACARACANGA - 230	5822	BA	6,049	5,920
REFINARIA GETÚLIO VARGAS - REPAR	REPAR - 230	9399	PR	4,928	5,441
RIMA INDUSTRIAL	MONTESCLAROS2 - 138	342	MG	5,378+0,546	5,069+0,546
RIO CLARO AGROINDUSTRIAL (UTE CAÇU)	B. DOS COQUEIROS - 230	9444	GO	3,777	3,424
SAMARCO MINERAÇÃO	BARRO BRANCO - 345	4040	MG	6,110	5,866
SJC BIOENERGIA (UTE QUIRINÓPOLIS)	QUIRINOPOLIS - 230	9450	GO	3,650	3,275
SUZANO	IMPERATRIZ - 230	5591	MA	5,302	5,017
SÃO MARTINHO (CARGA)	QUIRINOPOLIS - 230	9450	GO	3,650	3,275
TERNIUM BRASIL	ZONA OESTE - 500	9601	RJ	5,607	5,219
TOYOTA DO BRASIL	TOYOTA - 230	9106	SP	5,730	5,955
UNIPAR CARBOCLORO	CARBOCLORO - 230	477	SP	5,342	5,554
UNIPAR INDUPA	SOLVAY - 440	9102	SP	5,317	5,473
USIMINAS (CUBATÃO)	B. SANTISTA - 345	471	SP	5,200	5,452
USIMINAS (IPATINGA)	IPATINGA I - 230	1330	MG	6,359	6,114
USIMINAS (MESQUITA)	MESQUITA - 230	345	MG	6,244	5,991
USINA EL DORADO (CARGA)	RIO BRILHANTE - 230	1087	MS	4,336	4,310
UTE BRACELL (CARGA)	BRACEL - 440	7734	SP	4,936	4,971
UTE CUBATÃO (CARGA)	CUBATAO - 230	9105	SP	5,300	5,506
UTE FS SORRISO (CARGA)	SORRISO - 230	4562	MT	3,846	3,638
UTE KLABIN (CARGA)	KLABIN - 230	9988	PR	4,662	5,143
UTE LWARCEL (CARGA)	BRACEL - 440	7734	SP	4,936	4,971
UTE PAMPA SUL (CARGA)	P.MEDICI - 230	1239	RS	4,015	4,610
UTE PARNAIBA V (CARGA)	S.ANTON LOPES - 500	5645	MA	5,146	4,817
UTE TERMONORTE II (CARGA)	PORTO VELHO - 230	6900	RO	2,282	1,570
VALE AGUA LIMPA	MONLEVADE 2 - 230	1520	MG	7,161	7,040
VALE ITABIRA	ITABIRA 2 - 230	1534	MG	7,042	6,872
VALE MANGANÊS	COTEGIPE - 230	5802	BA	6,184	6,093
VALE MINA BRUCUTU	BARAO DE COCAIS 3 - 230	9004	MG	7,002	6,859
VALE MINA CARAJAS	CARAJAS - 230	6407	PA	5,706	5,446
VALE MINA CONCEIÇÃO	ITABIRA 4 - 230	9024	MG	6,978	6,810
VALE MINA SOSSEGO	INTEGRADORA - 230	6561	PA	6,736	6,566
VALE ONÇA PUMA	ONÇA PUMA - 230	6565	PA	7,485	7,389
VALE PELOTIZAÇÃO	SÃO LUIS II - 230	5551	MA	5,466	5,175
VALE PORTO MADEIRA	SÃO LUIS II - 230	5551	MA	5,466	5,175
VALE S11	INTEGRADORA - 230	6561	PA	6,736	6,566
VALE SALOBO	CARAJAS - 230	6407	PA	5,706	5,446
VALE VARGEM GRANDE	NOVA LIMA 6 - 345	9015	MG	6,100	5,880
VALLOUREC	JECEABA - 345	9013	MG	6,184	5,984
VERACEL CELULOSE	ITAPEBI SE - 230	5970	BA	8,417	8,185

CONSUMIDOR LIVRE	PONTO DE CONEXÃO	Nº da barra	U.F.	TUST-RB PONTA	TUST-RB FORA PONTA
				(R\$/kW.mês)	(R\$/kW.mês)
VIDEOLAR INNOVA	P.PETROQUIMIC - 230	1204	RS	4,689	5,349
VOTORANTIM CIMENTOS NNE	JARDIM SE - 230	5721	SE	5,355	5,057
VOTORANTIM CIMENTOS RIO BRANCO	CURITIBA NORT - 230	9697	PR	5,010	5,669
VOTORANTIM CIMENTOS SOBRAL	SOBRAL II - 230	5481	CE	5,494	5,200
WHITE MARTINS (BARÃO DE COCAIS)	BARAO DE COCAIS 3 - 230	9004	MG	7,002	6,859
WHITE MARTINS (CUBATÃO)	B. SANTISTA - 345	471	SP	5,200	5,452
WHITE MARTINS (IPATINGA)	IPATINGA I - 230	1530	MG	6,359	6,114
WHITE MARTINS (JECEABA)	JECEABA - 345	9013	MG	6,184	5,984
WHITE MARTINS (MESQUITA)	MESQUITA - 230	345	MG	6,244	5,991
WHITE MARTINS (MONLEVADE)	MONLEVADE 2 - 230	1520	MG	7,161	7,040
WHITE MARTINS (PÓLO PETROQUÍMICO - RS)	P.PETROQUIMIC - 230	1204	RS	4,689	5,349