

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Michael Cassemiro Oliveira

**METODOLOGIA PARA TOMADA DE DECISÃO NO PROGRAMA DE
RESPOSTA DA DEMANDA**

Belo Horizonte

2025

Michael Cassemiro Oliveira

**METODOLOGIA PARA TOMADA DE DECISÃO NO PROGRAMA DE
RESPOSTA DA DEMANDA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Wadaed Uturbey da Costa

Belo Horizonte

2025

O48m

Oliveira, Michael Cassemiro.

Metodologia para tomada de decisão no programa de resposta da demanda [recurso eletrônico] / Michael Cassemiro Oliveira. - 2025.

1 recurso online (122 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Wadaed Uturbey da Costa.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia elétrica - Consumo - Teses. 3. Energia elétrica - Racionamento - Teses. 4. Energia elétrica - Administração - Teses. 5. Processo decisório - Teses. I. Costa, Wadaed Uturbey da. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ENGENHARIA - COLEGIADO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - SECRETARIA

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO/TESE

ATA DA 1376ª DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ATA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO do aluno **Michael Cassemiro Oliveira** - registro de matrícula de número 2022671613. Às 10:30 horas do dia 23 do mês de abril de 2025, reuniu-se na Escola de Engenharia da UFMG a Comissão Examinadora da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO para julgar, em exame final, o trabalho intitulado **"Metodologia Para Tomada de Decisão no Programa de Resposta da Demanda"** da Área de Concentração em Engenharia de Potência, Linha de Pesquisa Compatibilidade Eletromagnética e Qualidade de Energia. A Profa. Wadaed Uturbey da Costa, orientadora do aluno, abriu a sessão apresentando os membros da Comissão e, dando continuidade aos trabalhos, informou aos presentes que, de acordo com o Regulamento do Programa no seu Art. 8.16, será considerado APROVADO na defesa da Dissertação de Mestrado o candidato que obtiver a aprovação unânime dos membros da Comissão Examinadora. Em seguida deu início à apresentação do trabalho pelo Candidato. Ao final da apresentação seguiu-se a arguição do candidato pelos examinadores. Logo após o término da arguição a Comissão Examinadora se reuniu, sem a presença do Candidato e do público, e elegeu a Prof. Wadaed Uturbey da Costa. para presidir a fase de avaliação do trabalho, constituída de deliberação individual de APROVAÇÃO ou de REPROVAÇÃO e expedição do resultado final. As deliberações individuais de cada membro da Comissão Examinadora foram as seguintes:

Membro da Comissão Examinadora	Instituição de Origem	Deliberação
Profa. Dr. Wadaed Uturbey da Costa - Orientadora	DEE (UFMG)	APROVADO
Profa. Dr. Elizete Maria Lourenço	DEE (UFPR)	APROVADO
Prof. Dr. Michel Bessani	DEE (UFMG)	APROVADO
Dra. Luciana Sant'Ana Marques Arnoux	Senior Energy System Modeler (Open Energy Transition (OET))	APROVADO

Tendo como base as deliberações dos membros da Comissão Examinadora a Dissertação de Mestrado foi APROVADA. O resultado final de APROVADO foi comunicado publicamente ao Candidato pelo Presidente da Comissão, ressaltando que a obtenção do Grau de Mestre em ENGENHARIA ELÉTRICA fica condicionada à entrega do TEXTO FINAL da Dissertação de Mestrado. O Candidato terá um prazo máximo de 30 (trinta) dias, a partir desta data, para fazer as CORREÇÕES DE FORMA e entregar o texto final da Dissertação de Mestrado na secretaria do PPGE/UFMG. As correções de forma exigidas pelos membros da Comissão Examinadora deverão

ser registradas em um exemplar do texto da Dissertação de Mestrado, cuja verificação ficará sob a responsabilidade do Presidente da Banca Examinadora. Nada mais havendo a tratar o Presidente encerrou a reunião e lavrou a presente ATA, que será assinada pelo Presidente da Comissão Examinadora. Belo Horizonte, 23 de abril de 2025.



Documento assinado eletronicamente por **Wadaed Uturbey da Costa, Professora do Magistério Superior**, em 28/04/2025, às 09:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Michel Bessani, Professor do Magistério Superior**, em 05/05/2025, às 10:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Elizete Maria Lourenco, Usuária Externa**, em 09/05/2025, às 11:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Luciana Sant'Ana Marques Arnoux, Usuária Externa**, em 21/05/2025, às 17:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador 4132071 e o código CRC 677512F8.



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

"Metodologia Para Tomada de Decisão no Programa de Resposta da Demanda"

Michael Cassemiro Oliveira

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 23 de abril de 2025.

Por:

Profa. Dr. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG) - Orientadora

Profa. Dr. Elizete Maria Lourenço
DEE (UFPR)

Prof. Dr. Michel Bessani
DEE (UFMG)

Dra. Luciana Sant'Ana Marques Arnoux
Senior Energy System Modeler (Open Energy Transition (OET))



Documento assinado eletronicamente por **Wadaed Uturbey da Costa, Professora do Magistério Superior**, em 28/04/2025, às 09:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Michel Bessani, Professor do Magistério Superior**, em 30/04/2025, às 13:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Elizete Maria Lourenço, Usuária Externa**, em 09/05/2025, às 11:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

Documento assinado eletronicamente por **Luciana Sant'Ana Marques Arnoux, Usuária**



Externa, em 21/05/2025, às 17:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

[https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador 4132189 e o código CRC **C13F635A**.

Referência: Processo nº 23072.223494/2025-17

SEI nº 4132189

Este trabalho é dedicado à Universidade Federal de Minas Gerais.

AGRADECIMENTOS

À Deus, pela saúde.

Aos meus pais, pelo auxílio em toda essa minha jornada.

Ao meu irmão e meus familiares, por me mostrarem que podemos evoluir sempre.

Ao meu amor, por sempre acreditar em mim.

Aos meus amigos, pelo companheirismo e apoio diário.

À minha professora orientadora, Wadaed Uturbey, por toda orientação e paciência.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, pela experiência.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior Brasil (CAPES), pelo apoio.

Obrigado!

*“Ora, a fé é a certeza daquilo que esperamos e a prova das coisas que não vemos.”
(Bíblia Sagrada, Hebreus 11,1)*

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma metodologia de tomada de decisão para consumidores que participam do Programa de Resposta da Demanda (PRD) no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O PRD é um mecanismo regulatório estabelecido com o objetivo de incentivar a redução de carga pelos consumidores em momentos críticos, de alta demanda do sistema, contribuindo para a segurança e a modicidade tarifária. Inicialmente, faz-se uma revisão do programa piloto e do programa voluntário de resposta da demanda. Já no contexto do PRD vigente, a metodologia desenvolvida na dissertação abrange etapas integradas e interdependentes, como previsão de preços e consumo, análise do potencial de redução e retorno econômico, definição e confirmação da oferta no dia anterior, bem como a verificação de possíveis penalidades após a redução. Esta abordagem visa fornecer aos consumidores um método para avaliar a viabilidade da sua participação no programa, maximizando os benefícios financeiros e minimizando os riscos associados. Os resultados apresentados ilustram a aplicação a um grande consumidor livre com unidades consumidoras em diferentes submercados de energia elétrica.

Palavras-chave: programa de resposta da demanda; gestão de energia; metodologia para tomada de decisão; redução de consumo.

ABSTRACT

This study presents a decision-making methodology for consumers participating in the Demand Response Program (DRP) in Brazil. The DRP is a regulatory mechanism established with the objective of encouraging consumers to reduce electricity consumption during periods of high demand in the system. Initially, a review of the pilot program and the voluntary demand response program is conducted. In the context of the current DRP, the developed methodology covers integrated and interdependent steps, such as price and consumption forecasting, analysis of reduction potential and economic return, offer definition and confirmation on the previous day, as well as the verification of possible penalties after the reduction. This approach aims to provide consumers with a tool to evaluate the feasibility of their participation in the program, maximizing financial benefits and minimizing associated risks. The results presented illustrate the application to a large consumer in the free market with consumer loads in different electricity subsystems.

Keywords: demand response; energy management; decision-making methodology; consumption reduction.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira	23
Figura 2 – Sistema Interligado Nacional	24
Figura 3 – Órgãos do Setor	30
Figura 4 – Histórico dos limites mínimo e máximo do PLD e do Custo de Déficit	33
Figura 5 – Modelos de Precificação	34
Figura 6 – Preço de Equilíbrio	42
Figura 7 – Impacto no Excedente Econômico	43
Figura 8 – Capacidade de Resposta da Demanda e Incentivo ao Exercício de Poder de Mercado	44
Figura 9 – Relação entre Riscos e Ganhos	47
Figura 10 – Redução Braskem em novembro de 2018	59
Figura 11 – Ofertas aprovadas pelo ONS em setembro (13 a 30/09) Ordenadas: MWh Verde: Número de agentes envolvidos	65
Figura 12 – Ofertas aprovadas pelo ONS em outubro/21 (1 a 8/10) Ordenadas: MWh Tabela: Número de agentes envolvidos	66
Figura 13 – Resultados Cenário 1	73
Figura 14 – Etapas de cálculo e avaliação de ofertas no programa de resposta da demanda	81
Figura 15 – Cronograma para avaliação de ofertas no programa de resposta da demanda	82
Figura 16 – Histórico de Preço e Variáveis (PLD, ENA, EARM e Carga do submercado Sudeste/Centro-Oeste)	84
Figura 17 – Gráficos de Dispersão entre preços médios diários e variáveis (ENA, Armazenamento e Carga do Submercado)	87
Figura 18 – Histórico de CMO do submercado Sudeste/Centro-Oeste	88
Figura 19 – Gráficos de Dispersão entre CMOs médios diários e variáveis (ENA, Armazenamento e Carga do Submercado)	89
Figura 20 – PLD Diário (R\$/MWh) x ENA (%) x Armazenamento (%) Últimos 30 Dias	90
Figura 21 – PLD Sudeste/Centro-Oeste anos 2021 a 2024	90
Figura 22 – Análise do Preço Médio Diário anos 2021 a 2024	91
Figura 23 – Análise do Preço Médio Diário do mês de Outubro	91
Figura 24 – Análise do Preço Horário anos 2021 a 2024	91
Figura 25 – Boxplot PLD Sudeste/Centro-Oeste anos 2021 a 2024	92
Figura 26 – Análise do Preço Histórico Horário das Quintas Feiras de Outubro	93

Figura 27 – Análise do Preço Horário Histórico de Outubro das 18:00 às 22:00 anos 2021 a 2024	93
Figura 28 – Boxplot PLD Horário Sudeste/Centro-Oeste das 18:00 às 22:00 dos anos 2021 a 2024	94
Figura 29 – Histórico de Consumo	96
Figura 30 – Linha base para cada unidade consumidora	96
Figura 31 – Consumo Esperado	97
Figura 32 – Comportamento PLD Diário x ENA x Armazenamento x Carga por submercado	103

Lista de tabelas

Tabela 1 – Ofertas apresentadas para participação no programa piloto entre junho e outubro de 2018	58
Tabela 2 – Preços Médios Ponderados nas Ofertas por Segmento (R\$/MWh) . . .	64
Tabela 3 – Montantes de RVD em MWh por submercado e por mês	65
Tabela 4 – Montante de Redução Mensal, em MWh, do Programa Estrutural de Resposta da Demanda por Submercado	67
Tabela 5 – Encargo total associado à RD, em R\$/MWh	68
Tabela 6 – Comparativo entre os programas	69
Tabela 7 – Relação entre os decks e as datas das ofertas empregadas	72
Tabela 8 – Contribuições e Agentes da Consulta Pública nº 36/2023	75
Tabela 9 – Sugestões dos agentes na Consulta Externa do ONS sobre o Procedimento Competitivo de RD por Disponibilidade	76
Tabela 10 – Resultados do procedimento competitivo Sandbox RD	79
Tabela 11 – Classificação da Correlação com base no coeficiente de correlação de Pearson	85
Tabela 12 – Correlação de Pearson entre preços médios diários e variáveis	86
Tabela 13 – Correlação de Pearson entre CMOs médios diários e variáveis	86
Tabela 14 – Frequência com que o PLD Horário é superior ao preço alvo de R\$ 600/MWh nos meses de Outubro de 2021 a 2024	92
Tabela 15 – Grade horária para o mês de Outubro de 2024	95
Tabela 16 – Distância, em MW, entre o consumo esperado e a linha base para cada submercado	98
Tabela 17 – Tabela de correlações entre ENA, Armazenamento e Carga com o PLD Diário por submercado	99
Tabela 18 – Preços de energia (R\$/MWh) estimados em 10 de outubro para a semana da oferta para cada submercado	99
Tabela 19 – CVU das térmicas inframarginais, em R\$/MWh. *Valores acima do custo de oportunidade	100
Tabela 20 – Frequência com que o PLD Horário é superior ao custo de oportunidade de R\$ 600/MWh nos últimos 30 dias	100
Tabela 21 – Retorno econômico estimado, em R\$, para ambos submercados (MCP+ESS)	101
Tabela 22 – Tabela de correlações entre ENA, Armazenamento e Carga com o PLD Diário por submercado	102
Tabela 23 – Novo cenário de preços previstos para ambos submercados (R\$/MWh)	102
Tabela 24 – Cenários de Consumo (Ex-Post). Valores em MW: Consumo Verificado - Linha de Base	104

Lista de abreviaturas e siglas

ABDI	Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base
ABIAPE	Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia
ABRACE	Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AESO	<i>Alberta Electric System Operator</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal da Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPP	<i>Critical Peak Pricing</i>
CPSA	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
CRC	<i>Capacity Reservation Charge</i>
CS	Contribuição Social
CSP	<i>Curtailment Service Provider</i>
CVaR	Conditional Value at Risk
CVU	Custo Variável Unitário
D-0	Dia da Redução
D-1	Dia Anterior à Redução
D-2	Dois Dia Antes da Redução
DDV	Demanda Desconectável Voluntária

DECOMP	Determinação da Coordenação da Operação no Curto Prazo
DESSEM	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EARM	Energia Armazenada
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERCOT	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
EUA	Estados Unidos da América
FCF	Função de Custo Futuro
GWh	Giga watt-hora
GT	Grupo de Trabalho
HEMS	Sistemas de Gestão de Energia Domiciliar
HFP	Horário Fora Ponta
HOEP	<i>Hourly Ontario Energy Price</i>
HP	Horário Ponta
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IHD	Dispositivos Internos de Exibição
IESO	<i>Independent Electricity System Operator</i>
ISS	Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
LSSi	<i>Load Shed Service for Imports</i>
MCP	Mercado de Curto Prazo
MILP	Programação Linear Mista Inteira
MME	Ministério de Minas e Energia

MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MRE	Mecanismo de Ralocação de Energia
MS+21du	Mês de serviço mais 21 dias úteis
MS+22du	Mês de serviço mais 22 dias úteis
MWm	Mega watt médio
MWh	Mega watt-hora
NEWAVE	Modelo de Despacho Hidrotérmico de Longo Prazo
OEB	<i>Ontario Energy Board</i>
OEF	Obrigações de Energia Firme
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCHs	Pequenas Centrais Hidroelétricas
PDED	Programação Dinâmica Estocástica Dual
PEN	Plano da Operação Energética
PIS	Programa de Integração Social
PJM	Pennsylvania-New Jersey-Maryland
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação Energética
PRD	Programa de Resposta da Demanda
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes de Energia Elétrica
PTR	<i>Peak Time Rebate</i>
PVPC	<i>Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor</i>
R\$	Reais
RD	Resposta da Demanda
REA	Resolução Autorizativa
REE	Reservatórios Equivalentes de Energia
REN	Resolução Normativa

RPO	Reserva de Potência Operativa
RPP	<i>Regulated Price Plan</i>
RTP	<i>Real Time Pricing</i>
RVD	Redução Volutária da Demanda
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TOU	Tarifa <i>Time of Use</i>
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
USD\$	Dólar Americano

Sumário

1	INTRODUÇÃO	22
1.1	Contextualização	22
1.2	Motivação e Justificativa da Pesquisa	27
1.3	Objetivos: Geral e Específicos	27
1.4	Organização do Trabalho	28
2	REVISÃO DA LITERATURA	29
2.1	Descrição do Setor Elétrico Brasileiro e dos Programas de Despacho	29
2.1.1	Tarifas do ACR	36
2.1.2	Encargos	38
2.1.3	Processo de Contabilização e Liquidação no Mercado de Curto Prazo	39
2.2	Resposta da Demanda	40
2.3	Conceitos Econômicos	41
2.4	Elasticidade	44
2.5	Tipos de Resposta da Demanda	46
2.5.1	Resposta da Demanda Baseada em Preços	46
2.5.1.1	<i>Time of Use (TOU)</i>	46
2.5.1.2	<i>Critical Peak Pricing (CPP)</i>	46
2.5.1.3	<i>Real Time Pricing (RTP)</i>	46
2.5.1.4	<i>Peak Time Rebate (PTR)</i>	47
2.5.2	Resposta da Demanda Baseada em Incentivos	47
2.5.2.1	Mercados de Capacidade	48
2.5.2.2	Mercado de Serviços Ancilares	48
2.5.2.3	Controle Direto de Carga	48
2.5.2.4	Interruptibilidade	48
2.5.2.5	Programas de Emergência	48
2.5.2.6	<i>Demand Bidding</i>	48
2.6	Tipos de Resposta da Demanda por Serviço Prestado	49
2.6.1	Alteração de Formato	49
2.6.2	Deslocamento de Consumo	49
2.6.3	Alívio ou Corte de Carga	49
2.6.4	Flutuação	49
2.7	Experiência Internacional	50
2.7.1	Resposta da Demanda Baseada em Preços	50
2.7.1.1	Ontário - Canadá	50

2.7.1.2	Califórnia - EUA	50
2.7.1.3	Espanha	51
2.7.1.4	Maryland - EUA	51
2.7.2	Resposta da Demanda Baseada em Incentivos	52
2.7.2.1	Colômbia	52
2.7.2.2	Canadá	52
2.7.2.3	China	52
2.7.2.4	Califórnia - EUA	52
2.7.2.5	Texas - EUA	53
2.7.2.6	PJM: Pennsylvania-New Jersey-Maryland	53
2.8	Considerações Finais	53
3	OS PROGRAMAS DE RESPOSTA DA DEMANDA NO BRASIL	54
3.1	Resposta da Demanda Baseada em Preços	54
3.1.1	Estrutura Tarifária Horo-Sazonal	54
3.1.2	Tarifa Branca	55
3.2	Resposta da Demanda Baseada em Incentivos	56
3.2.1	Programa Piloto de Resposta da Demanda	56
3.2.2	Mecanismo de Redução Voluntária da Demanda	63
3.2.3	Programa Estrutural de Resposta da Demanda	66
3.2.3.1	Descrição do Programa	67
3.2.3.2	Implementação do PRD na Programação Diária da Operação	71
3.2.4	Sandbox Regulatório - Resposta da Demanda por Disponibilidade	74
3.2.4.1	Procedimento Competitivo	78
3.3	Considerações Finais	79
4	ESTRATÉGIA DE OFERTA NO PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA	80
4.1	Descrição Geral da Estratégia	80
4.2	Análise exploratória do comportamento do PLD	83
4.3	Considerações Finais	92
5	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS	95
5.1	Estudo de Caso	95
5.2	Análise Ex-Post	103
5.3	Considerações Finais	104
6	CONCLUSÃO	105
	APÊNDICE A – PSEUDOCÓDIGO	107

REFERÊNCIAS 111

1 Introdução

Neste capítulo, apresenta-se uma análise objetiva da estrutura e dos desafios da matriz elétrica brasileira, com destaque para a expansão das fontes renováveis e a necessidade de mecanismos que assegurem a flexibilidade do sistema. Entre esses mecanismos, enfatiza-se o Programa de Resposta da Demanda, ressaltando sua relevância na gestão dos recursos energéticos. Com essa contextualização, são expostos a motivação e os objetivos da pesquisa, além da organização do trabalho.

1.1 Contextualização

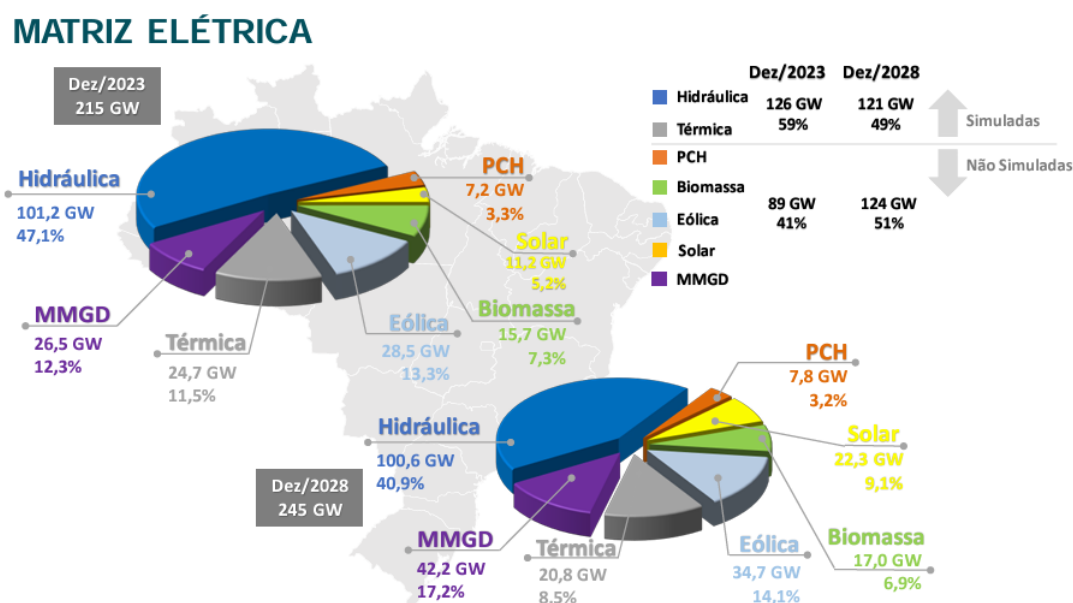
A energia elétrica é um insumo de grande importância para o Brasil, desempenhando um papel essencial na economia do país. A matriz elétrica brasileira é liderada pela geração hidráulica, conforme ilustrado na Figura 1, que representa 47,1% da capacidade instalada, segundo o Plano da Operação Energética (PEN) 2024 (ONS, 2024h). Em sequência, a energia eólica ocupa a segunda posição, respondendo por 13,3%, seguida pela micro e minigeração distribuída (MMGD), predominantemente solar, que contribui com 12,3%. A geração térmica aparece em quarto lugar, com 11,5%, enquanto a biomassa responde por 7,3%. Já a energia solar centralizada é responsável por 5,2% da matriz, e as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) correspondem a 3,3%.

Esse cenário evidencia a liderança histórica da geração hidráulica no país, ao mesmo tempo em que reflete o crescimento expressivo de fontes renováveis e descentralizadas nos últimos anos, reafirmando a tendência de diversificação da matriz elétrica brasileira.

As fontes de energia renovável apresentam vantagens significativas para o meio ambiente, sendo inesgotáveis, com baixas emissões de carbono e custo de produção inferior ao de fontes térmicas. Além disso, a diversificação da matriz energética é fundamental para reduzir a dependência com as condições hidrológicas, contribuindo para a segurança no abastecimento do sistema. Com o aumento da participação de fontes renováveis no setor elétrico brasileiro, a necessidade de flexibilidade operacional torna-se ainda mais evidente, devido à alta variabilidade da geração eólica e solar fotovoltaica. Essa flexibilidade pode ser alcançada por meio de novas fontes de energia firme, tecnologias de armazenamento de energia ou pela implementação de programas de resposta da demanda.

Nesse contexto, a modernização do sistema elétrico é essencial, incluindo o uso de tecnologias inteligentes nas redes e a adoção de novos dispositivos de medição. Tais avanços permitem que o consumidor gerencie sua energia de forma mais eficiente, incentivando,

Figura 1 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: (ONS, 2024h)

assim, a implantação de programas de resposta à demanda. A configuração do sistema de transmissão brasileiro possibilita o intercâmbio de energia entre todas as regiões do país, aproveitando os diferentes regimes hidrológicos das hidrelétricas em cada região (SILVA et al., 2009). O Sistema Interligado Nacional (SIN) é composto por quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e grande parte da região Norte. A interligação das regiões, representada na Figura 2, proporciona maior eficiência ao sistema e reduz os riscos de interrupção de energia, equilibrando o uso das diversas fontes de geração.

Por outro lado, essa interligação também apresenta desafios, como as perdas de energia devido às longas distâncias de transmissão e as diferenças de preços entre as regiões, que podem gerar custos diferenciados. O SIN é predominantemente abastecido por usinas hidrelétricas localizadas em dezesseis bacias hidrográficas, complementadas por usinas térmicas estrategicamente posicionadas próximas aos principais centros de carga. A gestão eficiente dos reservatórios das hidrelétricas é crucial para garantir o atendimento à demanda futura, uma vez que a disponibilidade e o preço da energia elétrica dependem das condições hidrológicas e do equilíbrio entre geração hidrelétrica e térmica (MENDES, 2007).

Nos últimos anos, a capacidade instalada de geração eólica tem apresentado crescimento significativo, especialmente nas regiões Nordeste e Sul, desempenhando um papel cada vez mais relevante no abastecimento energético nacional. A energia solar e a MMGD têm apresentado um crescimento expressivo no Brasil, consolidando-se como componentes importantes da matriz elétrica. A energia solar, tanto na forma centralizada quanto

Figura 2 – Sistema Interligado Nacional



Fonte: (ONS, 2024i)

distribuída, ganhou destaque devido à redução nos custos de instalação, avanços tecnológicos e incentivos regulatórios. A MMGD, liderada por sistemas fotovoltaicos, permite que consumidores gerem sua própria energia e, quando produzem excedentes, injetem-na na rede elétrica, contribuindo para a descentralização da geração.

O crescimento da energia solar e da MMGD reflete também um movimento global de transição para fontes renováveis e sustentáveis, alinhado aos objetivos de descarbonização do setor elétrico. Esse avanço é fundamental para fortalecer a resiliência do sistema elétrico brasileiro, além de possibilitar a maior participação ativa dos consumidores na gestão da energia, contribuindo, inclusive, para a implementação de programas de resposta à demanda. Estudos recentes mostram que o uso de *microgrids* com fontes solares e armazenamento pode aumentar significativamente a resiliência energética, especialmente em comunidades vulneráveis a eventos extremos (PERERA et al., 2023). Os sistemas

de transmissão asseguram a integração dessas diversas fontes de energia, garantindo o suprimento confiável ao mercado consumidor.

No contexto mundial, o interesse pelos programas de Resposta da Demanda (RD) surgiu nos Estados Unidos na década de 1970, impulsionado pelos picos de demanda causados pela utilização de sistemas de ar-condicionado. Esses programas estão associados à necessidade de medição mais detalhada do consumo e à atuação sobre as cargas dos consumidores em alguns casos. A implementação inicial dos programas de RD ocorreu, principalmente, por meio de métodos de controle direto de carga, permitindo às concessionárias de energia realizar o controle remoto dos consumidores (RAMOS et al., 2020). Atualmente a RD está diretamente relacionada à aplicação de tecnologias de Redes Inteligentes (*Smart Grids*).

Na Europa, há um amplo suporte à Resposta da Demanda. Países como França, Irlanda, Reino Unido, Bélgica, Suíça e Finlândia possuem programas ativos de RD. Em Portugal, há uso extensivo de medidores inteligentes, aliado ao Programa de Interrupibilidade, no qual grandes consumidores concordam em reduzir cargas significativas em momentos críticos (TORRITI; HASSAN; LEACH, 2010). Na China, destaca-se o Controle Direto de Carga na Província de Jiangsu, onde consumidores têm seus aparelhos controlados remotamente pela distribuidora ou agente responsável, reduzindo o consumo em períodos específicos mediante aviso prévio e remuneração por kWh reduzido (RODRIGUES, 2021). Outros países com avanços significativos incluem Austrália, Nova Zelândia, Coreia do Sul e Japão.

As atividades de RD têm como objetivo envolver os consumidores na gestão do sistema elétrico, promovendo alterações no perfil de consumo em resposta a sinais de preço ou tarifas ou, ainda, a incentivos econômicos específicos. Diferentes tipos de programas de RD são possíveis, desde estruturas tarifárias especiais de tempo de uso (TOU) aplicadas a consumidores pequenos e médios até a participação ativa dos consumidores nos procedimentos de definição de preços dos mercados de eletricidade, além de produtos de RD como recurso para a provisão de serviços auxiliares (PANDA et al., 2023). A integração dos mecanismos de RD aos mecanismos de remuneração de capacidade tem sido identificada como um desafio crucial para garantir a adequação dos recursos durante a transição para tecnologias de baixo carbono. Esses mecanismos são essenciais para complementar os sinais econômicos fornecidos pelo mercado de energia, prevenindo cenários críticos, como a crise energética que teve início em 2021 na União Europeia (RODILLA; MASTROPIETRO; BRITO-PEREIRA, 2023). Entre os principais desafios na implementação da RD estão a necessidade de lidar com a incerteza da geração de energia renovável, garantir a privacidade dos consumidores participantes dos programas e proporcionar incentivos corretos e eficazes para engajar os consumidores nos programas. A implementação de *microgrids* é uma das estratégias em desenvolvimento (YUAN et al., 2023). Além disso,

estudos recentes focam em estruturas para estratégias cooperativas de RD, envolvendo múltiplos varejistas de eletricidade, a fim de promover uma participação mais ampla dos consumidores (ZHANG et al., 2023). Por exemplo, a aplicação de um agente de aprendizado por reforço profundo (*deep reinforcement learning*) em sistemas de gestão de energia domiciliar (HEMS) pode otimizar o consumo de energia residencial, reduzir os custos de eletricidade e melhorar o conforto dos residentes (AMER; SHABAN; MASSOUD, 2023). O uso de dados bidirecionais, tanto antes quanto após eventos de RD, melhora significativamente a precisão e acuracidade da estimativa de carga de base, levando a cálculos mais confiáveis para compensações em programas de RD (LI et al., 2023).

No Brasil, as tarifas *Time of Use (TOU)* são aplicadas desde a década de 1980 para consumidores regulados, mas foi apenas na última década que os potenciais benefícios dos mecanismos que incentivam a participação dos consumidores na definição dos preços de mercado de curto prazo começaram a ser considerados e implementados. O primeiro programa relevante foi a Estrutura Tarifária Horo-Sazonal, implementada em 1988 (ANEEL, 1988), voltada para consumidores de alta tensão, com modalidades tarifárias verde (demanda única) e azul (valores diferenciados para períodos ponta e fora-ponta). Em 2015, introduziram-se as bandeiras tarifárias para todos os consumidores do mercado cativo, permitindo ajustes mensais nos custos da eletricidade conforme a operação do ONS. Em 2018, foi implementado o Projeto-Piloto de Resposta da Demanda, baseado em incentivos financeiros, inicialmente focado nos consumidores do Ambiente de Contratação Livre do Norte e Nordeste, sendo posteriormente ampliado a todos os submercados. Já em 2021, durante a crise hídrica, foi criado temporariamente o Programa de Redução Voluntária da Demanda (RVD). Desde agosto de 2022, a Resolução Normativa (REN) n° 1.040/2022 (ANEEL, 2022b) regula o atual programa de RD, que consiste na oferta de redução de carga de consumidores habilitados, contribuindo para a confiabilidade do sistema e modicidade tarifária. Em estudos recentes, novos arranjos comerciais e modelos de negócios para os sistemas de distribuição de eletricidade têm sido explorados para abordar a integração da geração distribuída e dos mecanismos de RD no setor elétrico brasileiro (RAMOS et al., 2020). A introdução de mecanismos de licitação de demanda industrial, especificamente no setor de alumínio, pode resultar em uma redução significativa nos custos operacionais totais do sistema e diminuir o risco de racionamento de energia (SOARES; RAMOS, 2017). Propostas para aprimorar os mecanismos de RD no Brasil e aumentar a segurança energética, reduzir os custos operacionais e melhorar a confiabilidade do fornecimento de eletricidade por meio de maior participação dos consumidores são apresentadas em (FUGA; RAMOS, 2023).

1.2 Motivação e Justificativa da Pesquisa

Os programas de RD são tradicionalmente classificados em dois tipos: baseados em preços e baseados em incentivos. Os programas baseados em preços buscam reduzir a demanda dos consumidores por meio de sinais tarifários, como preços em tempo real, preços por período de uso e preços de pico crítico. Já os programas baseados em incentivos oferecem pagamentos financeiros pela redução de consumo, sendo amplamente aceitos pelos consumidores. Além disso, uma linha de base é definida, geralmente calculada com base no histórico de consumo ([SILVA, 2013](#)).

No Brasil, a Estrutura Tarifária Horo-Sazonal, com tarifas estáticas, apresenta efeitos de médio e longo prazo. No entanto, considerando a complexidade do sistema elétrico brasileiro (caracterizado por sua dimensão, interligações, diversidade de fontes, variabilidade climática e condicionantes econômicos), é necessário um modelo dinâmico para atender à operação do sistema, com flexibilidade no curto prazo. Nesse sentido, a REN n° 1.040/2022 ([ANEEL, 2022b](#)) definiu critérios para o atual programa de RD, em substituição aos programas temporários anteriores. A atual iniciativa permite que consumidores apresentem ofertas de redução de consumo, realizadas via plataforma do ONS, para a semana operativa subsequente, com acionamento no dia seguinte.

A RD desempenha um papel crucial em momentos críticos, ao deslocar o consumo para períodos de menor demanda, promovendo equilíbrio no sistema elétrico, reduzindo custos, mitigando emissões de gases do efeito estufa e postergando investimentos em expansão ([RODRIGUES, 2021](#)). Essas ações estão diretamente alinhadas aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, em especial ao ODS 7 (Energia Limpa e Acessível), ODS 11 (Cidades Sustentáveis), ODS 12 (Consumo e Produção Responsáveis) e ODS 13 (Ação contra a Mudança Global do Clima). Exemplos no Brasil incluem tarifas horo-sazonais, o racionamento de 2001, o horário de verão e as bandeiras tarifárias.

1.3 Objetivos: Geral e Específicos

O objetivo geral deste trabalho é propor uma metodologia para orientar a tomada de decisão de consumidores inscritos no programa de resposta da demanda, considerando a dinâmica do mercado de curto prazo (MCP) brasileiro.

Este trabalho descreve o PRD atualmente em operação no Brasil e propõe uma metodologia para a tomada de decisão dos consumidores inscritos no programa. O processo de definição das ofertas considera cenários de preços horários e de consumo, baseados em seus históricos, além de variáveis como Energia Natural Afluente (ENA), armazenamento e carga do SIN, bem como previsões dos modelos de despacho hidrotérmico de custo mínimo. O preço da oferta é definido com base nos custos variáveis unitários (CVUs) das

térmicas inframarginais, visando tornar a oferta competitiva no modelo DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo), onde se espera a implementação do PRD.

De forma específica, o estudo busca:

- Apresentar um panorama do funcionamento do PRD por meio da descrição do mercado de energia brasileiro, dos conceitos que envolvem a resposta da demanda e o contexto histórico e regulatório dos programas existentes, tanto no cenário internacional quanto nacional.
- Propor uma metodologia para a definição das ofertas de redução de demanda por meio de cenários de preços e consumo levando em consideração as principais variáveis que influenciam o preço da energia e a dinâmica do mercado.
- Ilustrar a aplicação da metodologia por meio de um estudo de caso para um grande consumidor demonstrando sua aplicabilidade e benefícios potenciais.

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho está estruturado em seis capítulos. No Capítulo 1, apresentou-se a introdução, abordando a contextualização do setor elétrico brasileiro, a motivação da pesquisa e os objetivos gerais e específicos. O Capítulo 2 explora o conceito de Resposta da Demanda, detalhando suas categorias e exemplos internacionais. No Capítulo 3, descreve-se os programas de resposta da demanda do Brasil. No Capítulo 4, descreve-se a estratégia proposta para ofertas no programa e analisa-se o comportamento do PLD. No Capítulo 5, apresenta-se o estudo de caso com os resultados. Por fim, o Capítulo 6 traz as conclusões e propostas para trabalhos futuros.

2 Revisão da Literatura

Este capítulo apresenta a revisão da literatura necessária para contextualizar os principais conceitos e fundamentos que embasam este trabalho. Inicialmente, descreve-se a estrutura do mercado de energia brasileiro. Em seguida, discute-se o conceito de Resposta da Demanda e sua relação com aspectos econômicos, como elasticidade da demanda. São exploradas também as diferentes abordagens para a Resposta da Demanda, categorizadas em mecanismos baseados em preços e incentivos, bem como os tipos de serviços prestados. Por fim, são analisadas experiências internacionais bem-sucedidas, destacando casos relevantes que podem fornecer *insights* para a aplicação no contexto brasileiro.

2.1 Descrição do Setor Elétrico Brasileiro e dos Programas de Despacho

Todas as atividades do setor elétrico brasileiro são realizadas conforme as normas, leis e decretos advindos dos poderes legislativo e executivo, bem como dos órgãos reguladores. Os órgãos que compõem o setor elétrico brasileiro podem ser vistos na Figura 3.

ANEEL: A Agência Nacional de Energia Elétrica ([ANEEL, 2024a](#)) é responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil. Suas atribuições incluem zelar pela qualidade dos serviços prestados, promover a universalização do atendimento e estabelecer tarifas para os consumidores finais, sempre visando preservar a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria. Além disso, a ANEEL promove licitações na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, delegando a operacionalização desses leilões à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 ([REPÚBLICA, 1996](#)) e teve sua constituição normatizada pelo Decreto nº 2.335/97 ([REPÚBLICA, 1997](#)).

CMSE: O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ([CMSE, 2024](#)) é coordenado diretamente pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Criado para acompanhar e avaliar a continuidade e segurança do suprimento elétrico no território nacional, o CMSE tem diversas atribuições, como monitorar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e atendimento; realizar análises periódicas de segurança de abastecimento; identificar obstáculos que afetem a regularidade e segurança do setor; e propor ações preventivas para restaurar a segurança no abastecimento. A CCEE

Figura 3 – Órgãos do Setor



Fonte: (CCEE, 2024e)

passou a compor o CMSE em 2004, conforme o Decreto nº 5.175 (REPÚBLICA, 2004c).

CNPE: O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE, 2024) é um órgão interministerial de assessoramento ao Presidente da República, com a função de formular políticas e diretrizes energéticas que assegurem o suprimento de insumos energéticos a todas as áreas do país, incluindo as regiões mais remotas e de difícil acesso. Ele é responsável pela revisão periódica das matrizes energéticas aplicadas nas diversas regiões do Brasil, pela elaboração de diretrizes para programas específicos, como os de uso de gás natural, álcool, biomassa, carvão e energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

EPE: A Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024) é uma instituição vinculada ao MME, com a função de prestar serviços de estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético. Suas atribuições incluem realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira; executar estudos para o planejamento integrado dos recursos energéticos; desenvolver projetos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos; realizar análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas; e obter licenças ambientais para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica. A EPE foi instituída pela Lei nº 10.847/2004 (REPÚBLICA, 2004e) e regulamentada pelo Decreto nº 5.184/2004 (REPÚBLICA, 2004d).

MME: O Ministério de Minas e Energia ([MME, 2024](#)) é o órgão responsável pela formulação e implementação das políticas energéticas do Brasil. Suas atribuições incluem a formulação de políticas para o setor energético, conforme as diretrizes definidas pelo CNPE; o planejamento do setor energético nacional; a monitoração da segurança do suprimento de energia elétrica; e a definição de ações preventivas para restaurar a segurança de suprimento em caso de desequilíbrios entre oferta e demanda.

ONS: O Operador Nacional do Sistema ([ONS, 2024g](#)) é responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Suas atribuições incluem atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, além de definir as condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país. O ONS foi criado pela Lei n° 9.648/1998 ([REPÚBLICA, 1998b](#)) e regulamentado pelo Decreto n° 2.655/1998 ([REPÚBLICA, 1998a](#)), com alterações do Decreto n° 5.081/2004 ([REPÚBLICA, 2004a](#)).

CCEE: A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ([CCEE, 2024b](#)) é responsável pela atividade de comercialização de energia, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do mercado brasileiro. Entre suas atribuições estão: realizar a contabilização e liquidação financeira no mercado de curto prazo de energia; calcular e divulgar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que valoriza as operações de compra e venda de energia; implantar e divulgar regras e procedimentos de comercialização; gerir contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL); organizar leilões de compra e venda de energia e de Energia de Reserva, sob delegação da ANEEL; efetuar a liquidação financeira dos contratos desses leilões; apurar infrações cometidas pelos agentes do mercado e calcular penalidades; além de servir como fórum para discussão e interlocução entre os agentes do setor e as instâncias de regulação e formulação de políticas.

O mercado brasileiro de energia elétrica é regulamentado pelas Leis n° 10.847/2004 ([REPÚBLICA, 2004e](#)) e 10.848/2004 ([REPÚBLICA, 2004f](#)) e pelo Decreto n° 5.163/2004 ([REPÚBLICA, 2004b](#)). A comercialização de energia é realizada em dois ambientes: o ACR e o ACL.

O ACR é destinado aos consumidores cativos. Nele, as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e distribuidores são precedidas de licitação. Não há acordos de vendas diretos, e a comercialização é regulamentada pela ANEEL, seguindo a REN 1.000/2021 ([ANEEL, 2021b](#)) e suas posteriores modificações. A vantagem de estar sujeito a uma tarifa de energia é a previsibilidade das despesas, pois as tarifas são definidas nos processos de Revisão Tarifária que ocorrem em datas predefinidas e são atualizadas anualmente. Nesse ambiente os consumidores se classificam em grupo A (alta e média tensão) e grupo B (baixa tensão) ([ANEEL, 2021b](#)). O processo de contratação de energia pelas concessionárias ocorre por meio de leilões de energia, nos quais são

celebrados contratos bilaterais entre distribuidores locais e agentes vendedores de energia. Um desafio enfrentado pelos consumidores do ACR é definir a demanda contratada adequada, coerente com seu consumo, de forma a minimizar seus custos.

O ACL é o ambiente no qual o consumidor pode escolher de quem irá comprar sua energia, negociando livremente o prazo do contrato, os preços e suas variações, além dos serviços associados à comercialização. Os contratos podem ser provenientes de fontes convencionais ou de fontes incentivadas, que recebem desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Esse ambiente demanda certa responsabilidade quanto à exposição aos preços da energia, conforme as características de consumo. Nos contratos de energia no ambiente livre, é definido o montante de energia a ser disponibilizado pelo gerador em certo período, sendo necessário entregar o montante contratado. Este montante pode ser sazonalizado ao longo dos meses, ou seja, o montante total contratado pode ser dividido de acordo com as características de consumo para o período entre os meses. Caso o consumidor ultrapasse ou não atinja a quantidade contratada para determinado mês, essa quantidade é valorada ao PLD. A obrigação de entregar a energia contratada no ACL representa um risco para as fontes renováveis, pois, em um cenário de baixa geração e alto PLD, por exemplo, o agente se expõe a prejuízos no mercado de curto prazo (FREIRE, 2013). Assim, há um cenário de incertezas que exige bom planejamento, com estratégias de mitigação de risco, para ser viável. Gradualmente, o mercado livre de energia vem flexibilizando seus requisitos para contratação, com o intuito de permitir que as negociações sejam mais dinâmicas. Desde janeiro de 2024, todos os consumidores do grupo A estão aptos a migrar para o mercado livre, conforme estabelecido pela Portaria MME 514/2018 (MME, 2018), com redação dada pela Portaria MME 465/2019 (MME, 2018). A expectativa é que todos os consumidores do grupo B tenham a opção de migrar também, de acordo com o seguinte cronograma:

- **Janeiro de 2024:** Todos os consumidores do grupo A;
- **Janeiro de 2026:** Alguns consumidores do grupo B (subgrupos B3 e B4);
- **Janeiro de 2028:** Demais consumidores do grupo B (subgrupos B1 e B2).

Se uma usina gerar mais ou menos energia do que o previsto em contrato, ou se um consumidor consumir uma quantidade diferente da contratada, o montante discrepante é liquidado no MCP, com base no PLD (CARDOSO; ROCHA, 2017). Esse preço é definido por um modelo de minimização do custo de operação do SIN e sujeito a limites inferiores e superiores estabelecidos pela ANEEL. Para o ano de 2025, os valores são: o máximo estrutural de R\$ 751,73/MWh, o máximo horário de R\$ 1.542,23/MWh e o mínimo de R\$ 58,60/MWh (ANEEL, 2024c). Na Figura 4, pode-se verificar o histórico dos limites de PLD e do custo de déficit. O custo do déficit de energia é o valor atribuído à insuficiência

estrutural da oferta de energia elétrica. O PLD Máximo Estrutural estabelece o limite para o PLD médio diário. Se a média dos PLDs horários calculados pelo DESSEM em um determinado dia ultrapassar esse limite, a CCEE aplica um ajuste em todas as horas por meio do Fator Estrutural. Esse fator determina o percentual necessário de ajuste nos Custos Marginais de Operação (CMOs), de modo que a média diária dos PLDs fique exatamente no Limite Estrutural (CCEE, 2024d).

Figura 4 – Histórico dos limites mínimo e máximo do PLD e do Custo de Déficit

	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo estrutural (R\$/MWh)	PLD máximo horário* (R\$/MWh)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	-	4.650,00
2018	40,16	505,18	-	4.596,31
2019	42,35	513,89	-	4.981,54
2020	39,68	559,75	1.148,36	5.249,34
2021	49,77	583,88	1.197,87	6.524,05
2022	55,70	646,58	1.326,50	7.643,82
2023	69,04	684,73	1.404,77	8.103,95
2024	61,07	716,80	1.470,57	7.810,62
2025	58,60	751,73	1.542,23	8.327,76

Fonte: (CCEE, 2024a)

Até 2020, o PLD era calculado semanalmente por patamar de carga (leve, média e pesada). No entanto, desde janeiro de 2021, ele passou a ser calculado em intervalos horários. O PLD é definido com base no CMO, que depende principalmente da disponibilidade de água nos reservatórios de hidrelétricas, do nível de precipitação pluviométrica (ENA) e da demanda do SIN. O CMO reflete o custo para produzir o próximo MWh, necessário para atender um aumento de 1 MWh na demanda, e é calculado pelo ONS por meio de uma cadeia de modelos matemáticos de otimização, sendo o NEWAVE (para longo e médio prazo), o DECOMP (para a coordenação da operação no curto prazo) e o DESSEM (para despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo).

A introdução da discretização horária no cálculo do PLD, desde janeiro de 2021, foi uma medida para melhorar o acoplamento entre o mercado de energia e a operação eletroenergética. Antes, o cálculo semanal não conseguia refletir com precisão as fontes de energia com variação intradiária e não havia sincronismo entre o despacho econômico e o físico. Com a adoção do modelo DESSEM na programação da operação, foi possível reduzir as assimetrias de informações e aumentar a reprodutibilidade das simulações, permitindo maior flexibilidade no mercado.

A mudança para o PLD horário trouxe diversos benefícios, como a redução do Encargo de Serviços do Sistema (ESS), uma distribuição de custos mais justa, preços

mais próximos do custo real de operação e a possibilidade de integrar novas soluções como resposta à demanda.

O NEWAVE, DECOMP e DESSEM são modelos amplamente utilizados no setor elétrico brasileiro para a precificação da energia elétrica, com cada um desempenhando um papel específico na avaliação e previsão dos preços. Esses modelos visam otimizar o uso dos recursos hídricos e térmicos, garantir um despacho eficiente e prever os preços da energia em diferentes horizontes temporais. A Figura 5 ilustra os horizontes de cada modelo.

Figura 5 – Modelos de Precificação



Fonte: (CEPEL, 2024c)

Esses modelos são essenciais para o planejamento e operação do setor elétrico, fornecendo informações cruciais para empresas, traders, investidores e reguladores. Eles permitem uma gestão eficiente e econômica do sistema elétrico brasileiro, além de facilitar o estabelecimento de políticas de despacho e a previsão de preços em diversos horizontes temporais.

O NEWAVE é um modelo utilizado no setor elétrico brasileiro para o planejamento hidrotérmico de médio e longo prazo, com um horizonte de até cinco anos. Esse modelo utiliza programação dinâmica estocástica dual (PDDE) para otimizar o despacho hidrotérmico, levando em consideração variáveis como a capacidade de geração das usinas, a demanda de energia, os recursos hídricos, as limitações de transmissão e as incertezas associadas às condições hidrológicas futuras, como a vazão dos rios. Ele realiza uma otimização para determinar a alocação ótima de geração entre usinas hidrelétricas e termelétricas, minimizando custos e maximizando a capacidade de atender à demanda,

dentro das restrições operativas e políticas de despacho estabelecidas. Ele gera cenários de geração de usinas e de CMO para o período de estudo e permite a análise de diferentes cenários energéticos e a avaliação de políticas alternativas.

Desde janeiro de 2025, o NEWAVE Híbrido está sendo oficialmente utilizado nos processos de planejamento da operação e cálculo do PLD. O modelo combina a representação individualizada das usinas hidrelétricas nos primeiros 12 meses com a abordagem tradicional de Reservatórios Equivalentes de Energia (REE) para os períodos subsequentes. A individualização permite uma modelagem mais precisa das características específicas de cada usina, incluindo volumes armazenados, vazões afluentes, defluentes e vertidas, além de restrições operativas específicas. Isso resulta em uma melhor valoração do custo da água e uma operação mais eficiente do sistema elétrico. Entre os principais benefícios apontados estão a redução de encargos operacionais, devido a internalização no PLD do efeito das usinas individuais, benefícios tarifários e uma operação mais aderente à realidade física do sistema. A transição inclui a execução completa do modelo sem o uso da Função de Custo Futuro (FCF) externa e a consideração de penalidades para turbinamento, defluência e geração mínima, baseadas no custo da térmica mais cara. Além disso, o *Conditional Value at Risk* (CVaR) será ajustado com parâmetros que refletem uma aversão ao risco adequada, visando garantir uma operação segura e eficiente. O NEWAVE também desempenha um papel fundamental no acoplamento com modelos de outros horizontes temporais. Ele fornece a Função de Custo Futuro, que resulta da estratégia de otimização do curto prazo, servindo como entrada para o modelo DECOMP (CEPEL, 2024b).

O DECOMP é um modelo computacional utilizado para a programação da operação hidrotérmica em horizontes de curto prazo, geralmente com discretização semanal para o primeiro mês e um horizonte oficial de até dois meses. Sua função principal é otimizar a alocação da geração de energia, minimizando os custos operacionais do sistema elétrico enquanto considera restrições técnicas e operacionais. O modelo leva em conta fatores como perfis de vazão dos rios, custos das usinas termelétricas, limites de transmissão entre submercados e previsões de carga. Assim como o NEWAVE, o DECOMP utiliza a PDED para encontrar a melhor estratégia de despacho, mas com maior nível de detalhamento, já que representa individualmente os parques hidrelétrico e termelétrico em todo o seu horizonte. Além disso, sua modelagem dos intercâmbios de energia entre submercados é semelhante à do NEWAVE, porém com ajustes para melhor representação individualizada das usinas. O DECOMP fornece a Função de Custo Futuro de entrada para o modelo de curtíssimo prazo DESSEM. Até 31 de dezembro de 2020, os valores oficiais do PLD eram calculados com base nos resultados da execução do DECOMP, reforçando sua importância na formação de preços no mercado de curto prazo (CEPEL, 2024a).

O DESSEM é um modelo computacional utilizado para a programação diária do despacho de geração de energia elétrica, considerando informações atualizadas sobre demanda, disponibilidade dos recursos hidráulicos, restrições operacionais das usinas e limitações de transmissão. Seu principal objetivo é realizar ajustes precisos no despacho das usinas, garantindo o equilíbrio entre oferta e demanda em tempo real. Esse modelo é utilizado no planejamento da operação hidrotérmica de curtíssimo prazo, com um horizonte oficial de até 7 dias (CCEE, 2024a). Ele representa as usinas termelétricas por unidade geradora, incorporando restrições de unit commitment que refletem limitações operativas das unidades e a operação em ciclo combinado. Já as usinas hidrelétricas são modeladas individualmente. O DESSEM também considera a variabilidade das fontes intermitentes, como a geração eólica, por meio da previsão de geração e da representação probabilística da incerteza (CEPEL, 2024d), e permite a modelagem dinâmica das margens de intercâmbio entre submercados, ajustando-se conforme as condições operativas do sistema. O DESSEM utiliza a programação linear inteira mista (MILP) para encontrar a melhor estratégia de despacho. Além de determinar o despacho ótimo das usinas, o modelo calcula o CMO para cada período e submercado, com base em um conjunto detalhado de informações, incluindo previsões de carga, vazões, geração eólica, disponibilidades, limites de transmissão e a Função de Custo Futuro do DECOMP. Desde 1º de janeiro de 2021, os valores oficiais do PLD passaram a ser calculados com base nos resultados da execução do DESSEM, tornando-o fundamental para a precificação da energia no mercado de curto prazo (CEPEL, 2023).

2.1.1 Tarifas do ACR

Cada consumidor é classificado em um grupo com base no seu nível de tensão elétrica. O Grupo A é composto por consumidores de alta tensão (Subgrupos A1, A2, A3) e média tensão (Subgrupos A3a e A4), incluindo sistemas subterrâneos (Subgrupo AS), todos alimentados por 1 kV ou mais. Já o Grupo B é formado por consumidores de baixa tensão, divididos nas Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4), todos alimentados com tensão inferior a 1 kV (ANEEL, 2021b).

Os consumidores do Grupo A têm a opção de escolher sua modalidade tarifária, que pode ser convencional, Horária Verde ou Horário Azul. A tarifa convencional aplica-se a consumidores com demanda contratada inferior a 300 kW. A modalidade Horária Verde, destinada aos consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS, oferece uma tarifa diferenciada, contratando apenas um valor de demanda para os períodos úmido (dezembro a abril) e seco (maio a novembro), com base nas variações sazonais de geração de energia. Já a modalidade Horária Azul, disponível para consumidores A1, A2 e A3, e opcional para os subgrupos A3a, A4 e AS, implica em dois contratos de demanda, um para o período

de maior consumo (horário ponta) e outro para o período de menor consumo (horário fora ponta). A escolha da modalidade tarifária deve ser cuidadosamente avaliada pelo consumidor, levando em conta a simulação de custos, a fim de determinar a opção mais vantajosa de acordo com seu perfil de consumo.

Além das modalidades tarifárias, as bandeiras tarifárias, que indicam a condição de geração no sistema, impactam diretamente o custo da energia. As bandeiras podem ser verde, amarela ou vermelha, sendo que as duas últimas representam condições menos favoráveis, com custos adicionais por kWh consumido: R\$0,01885/kWh para a bandeira amarela e R\$0,04463 ou R\$0,07877/kWh para a bandeira vermelha, dependendo da severidade da condição ([ANEEL, 2024b](#)). Essas bandeiras são essenciais para a resposta da demanda, pois incentivam os consumidores a ajustarem seus padrões de consumo com base nas condições de operação do sistema, contribuindo para a eficiência do uso da energia.

A fatura de energia inclui diversos encargos, como a Tarifa de Energia (TE), que corresponde ao pagamento pela energia consumida, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, referente ao uso da rede de distribuição e transmissão, e a tarifa de demanda contratada, que cobra pela potência exigida pela concessionária no ponto de consumo. Além disso, o consumidor pode ser penalizado por ultrapassar a demanda contratada ou pelo excesso de energia reativa, o que reforça a importância de um bom planejamento de consumo.

O preço da energia também varia de acordo com o horário de consumo, sendo mais caro durante o Horário Ponta (HP), quando há maior demanda, e mais barato no Horário Fora Ponta (HFP), quando a demanda é menor. Além disso, a tarifa inclui o Programa de Incentivo às Fontes de Energia Elétrica (Proinfa), que é um encargo pago por todos os agentes do SIN com o objetivo de incentivar a participação de fontes renováveis no Brasil.

Os impostos incidentes sobre a energia incluem o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços), o PIS (Programa de Integração Social), a COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social), o ISS (Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza) e a CS (Contribuição Social). Além disso, todos os agentes cadastrados na CCEE devem pagar uma contribuição associativa mensal, que corresponde ao rateio do orçamento anual, sendo proporcional à participação de cada agente no mercado de energia. Também devem ser contabilizadas as perdas de energia no sistema, que geram custos adicionais.

Essa estrutura tarifária e os incentivos para a resposta à demanda são essenciais para equilibrar a oferta e a demanda de energia elétrica no Brasil, promovendo maior eficiência no uso dos recursos e ajudando a garantir a estabilidade e a segurança do sistema energético ([ANEEL, 2024d](#)).

2.1.2 Encargos

O setor elétrico desempenha um papel vital na infraestrutura de qualquer país, fornecendo energia para residências, empresas e indústrias. Para garantir o funcionamento eficaz e confiável deste sistema complexo, uma série de encargos, conhecidos como Encargos de Serviços do Sistema, são aplicados aos agentes do mercado elétrico. Esses encargos são essenciais para a manutenção da estabilidade do sistema, a promoção da segurança energética e o financiamento de serviços auxiliares que garantem o fornecimento contínuo de energia elétrica.

Os ESSs são uma parte fundamental do setor elétrico, cobrindo diversos aspectos operacionais e estruturais. Eles são projetados para cobrir custos específicos associados à operação e manutenção do sistema elétrico, além de incentivar práticas que assegurem a confiabilidade e a eficiência do sistema. A seguir, exploramos as principais categorias de ESS e como cada uma contribui para o funcionamento do setor elétrico:

- **Encargos por Restrição de Operação:** Aplicados principalmente a usinas não hidráulicas, esses encargos são calculados com base na diferença entre a geração real ou instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE. Esses encargos podem ocorrer em três situações:
 - *Constrained-On:* Quando uma usina termelétrica é despachada fora da ordem de mérito.
 - *Constrained-Off:* Quando a geração de uma usina termelétrica é reduzida em relação à ordem de mérito.
 - *Unit Commitment:* Quando uma usina termelétrica é despachada fora da ordem de mérito devido a restrições técnicas de operação.
- **Encargos de Serviços Ancilares:** Cobrem os custos associados à prestação de serviços auxiliares no setor elétrico, incluindo a compensação síncrona, o ressarcimento de custos de operação e manutenção de equipamentos especiais de supervisão, controle e comunicação autorizados pelo poder concedente, além do atendimento ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa. Esses serviços são essenciais para garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico.
- **Encargos de Segurança Energética:** Visam garantir o suprimento energético em situações críticas. Esses encargos cobrem os custos de usinas despachadas pelo CMSE para manter a segurança do sistema, incluindo custos associados ao deslocamento hidráulico provocado pela geração de segurança energética e pela importação de energia sem garantia física associada.

- **Encargos por Importação:** Calculados com base na geração de usinas responsáveis pela importação de energia entre o Brasil e países vizinhos. Essas usinas são despachadas pelo ONS para reduzir os custos imediatos de operação do SIN.
- **Encargos de Deslocamento Hidráulico:** Aplicam-se às usinas hidrelétricas que fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), cobrindo os custos decorrentes do deslocamento da geração dessas usinas devido à geração fora da ordem de mérito do custo e à importação de energia sem garantia física associada.

A apuração dos valores dos encargos é um processo complexo, que considera diversos fatores, como a demanda de energia, a capacidade instalada, os preços de mercado e os custos operacionais. Esses valores são revisados periodicamente para garantir que atendam às necessidades do sistema elétrico e aos princípios de eficiência.

Após o cálculo, os encargos são transferidos às usinas e aos agentes responsáveis por meio da contabilização pela CCEE. Esses encargos desempenham um papel crucial na garantia do fornecimento confiável de energia elétrica para os consumidores em todo o país.

Os ESS têm um impacto direto nos preços da eletricidade e na competitividade das indústrias intensivas em energia. Eles representam uma parcela significativa dos custos operacionais do setor elétrico e, portanto, afetam os preços finais pagos pelos consumidores. Além disso, garantem que os agentes do mercado elétrico sejam incentivados a operar de maneira eficiente e a cumprir os requisitos de segurança e confiabilidade do sistema, o que é essencial para o equilíbrio entre oferta e demanda no mercado (CCEE, 2025).

2.1.3 Processo de Contabilização e Liquidação no Mercado de Curto Prazo

A CCEE é responsável por realizar a contabilização (CCEE, 2023) e a liquidação financeira das operações realizadas no MCP (CCEE, 2022), considerando os contratos registrados e as medições de consumo e geração efetivas. São apuradas as diferenças entre a energia contratada e a efetivamente consumida ou gerada por cada agente e essas diferenças são valoradas ao PLD, com base nelas, a CCEE realiza a liquidação financeira, onde agentes devedores efetuam os pagamentos e agentes credores recebem os valores correspondentes. Esse processo ocorre mensalmente, conforme cronograma estabelecido pela CCEE, considerando todas as horas do período, tendo em vista que a contabilização é feita hora a hora. Quando o custo de geração em uma determinada hora excede o PLD, devido ao despacho de usinas fora da ordem de mérito, os custos adicionais decorrentes da diferença entre o PLD e o custo de geração são tratados como ESS, a fim de cobrir despesas relacionadas à segurança e confiabilidade do sistema elétrico (CCEE, 2025).

2.2 Resposta da Demanda

A gestão da demanda envolve estratégias para controlar o consumo dos clientes em resposta às condições de oferta, como a redução ou deslocamento do consumo de energia durante períodos críticos, mediante pagamentos ou em função dos preços de mercado (GELLINGS, 2009). A resposta da demanda tem o potencial de melhorar a eficiência do sistema elétrico e reduzir significativamente a necessidade de investimentos para lidar com picos de demanda, deslocando o consumo para momentos de menor demanda e proporcionando maior estabilidade ao sistema.

A importância da resposta da demanda está intrinsecamente ligada às características essenciais do setor elétrico. Em primeiro lugar, a geração e o consumo devem estar equilibrados em tempo real. Além disso, as condições da rede elétrica (oferta e demanda) variam constantemente, e mudanças abruptas podem causar desequilíbrios significativos. Por fim, o setor elétrico é intensivo em capital, com altos investimentos necessários nas áreas de geração e transmissão. Diante dessas variáveis e incertezas, a resposta da demanda, com uma valoração adequada de seus benefícios e uma oferta de produtos bem projetada, torna-se extremamente importante para operadores do sistema, concessionárias de energia, reguladores e planejadores, devido ao custo de implantação mais baixo em comparação com as fontes tradicionais de geração e à flexibilidade para atender à demanda.

De acordo com (EPE, 2019), a rede inteligente, juntamente com a implantação generalizada dos medidores inteligentes (dispositivos de medição que permitem a comunicação bidirecional entre os pontos de consumo e a concessionária de energia), revolucionará a resposta da demanda, aprimorando a capacidade de geradores e consumidores de eletricidade se comunicarem e tomarem decisões sobre quando e como produzir e consumir energia. Essa tecnologia permite que os consumidores façam a transição de um modelo de resposta da demanda baseado em eventos, em que o operador emite ordens para reduzir o consumo, para um modelo de resposta da demanda mais contínuo, em que o consumidor pode ajustar sua demanda constantemente em resposta aos sinais, tornando-se um participante ativo do sistema. Atualmente, as *smart grids* já estão presentes em diversas regiões do Brasil, promovendo uma gestão mais eficiente e inteligente do consumo de energia. A CPFL Energia conduz atualmente um projeto de implantação de medidores inteligentes, prevendo a substituição progressiva dos medidores convencionais por *smart meters* em sua área de concessão (CPFL Energia, 2025). Já a Copel desenvolveu um projeto-piloto em Curitiba, que integra automação da rede, medição remota e gestão da microgeração distribuída (Copel, 2025).

Além da implementação dos medidores inteligentes, são necessárias tecnologias facilitadoras para alcançar resultados mais ambiciosos, conforme destacado por (MULLER, 2016). Essas tecnologias são introduzidas para auxiliar os consumidores a entenderem seus

padrões de consumo, seja por meio de websites ou dispositivos, como os *in-home displays* (IHD), que permitem aos consumidores terem acesso aos preços da energia no momento do consumo. Outras tecnologias permitem que os consumidores controlem equipamentos, como aparelhos de ar-condicionado, que podem ser acionados em tempo real por meio de sensores conectados diretamente aos medidores inteligentes (GAO; LI, 2025).

A resposta da demanda é um mecanismo que permite aos consumidores maior controle sobre o uso de energia elétrica. A participação ativa dos consumidores possibilita que o sistema elétrico obtenha uma série de benefícios, incluindo:

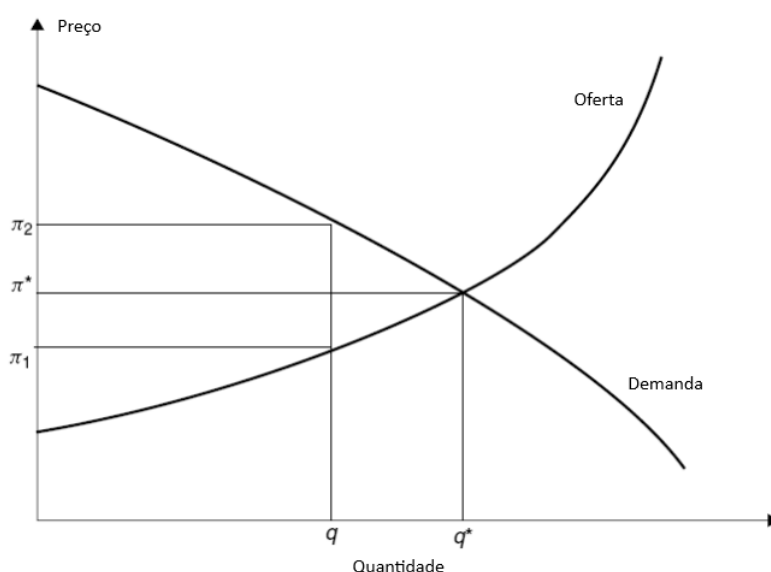
- Maior flexibilidade e confiabilidade, especialmente com a maior incorporação de recursos energéticos distribuídos, reduzindo, por exemplo, o desperdício de energia renovável solar ou eólica e picos de demanda relacionados ao carregamento de veículos elétricos.
- Menor emissão de gases de efeito estufa devido à redução do acionamento de usinas térmicas a diesel e óleo combustível para atender à demanda máxima.
- Redução dos custos de geração, pois, com a redução da demanda no horário de pico, termelétricas caras serão menos utilizadas, trazendo benefícios econômicos sistêmicos, mesmo para os consumidores que não participam dos programas de resposta da demanda.
- Adiamento ou evitação da construção de novas unidades de geração, transmissão e distribuição, uma vez que, com a redução da demanda máxima devido a esses programas, os investimentos podem ser protelados.
- Redução do poder de mercado dos geradores de energia por meio da retenção da capacidade de produção, alcançada pela flexibilidade no consumo proporcionada pela resposta da demanda.
- Diminuição da volatilidade de preços, com a consequente redução dos riscos financeiros para agentes do mercado, como geradores, comercializadores e consumidores. (STOFT, 2002)

2.3 Conceitos Econômicos

A importância de uma demanda ativa, que responde a preço ou incentivos, fica evidente ao analisarmos o mecanismo de formação de preço nos mercados perfeitamente competitivos sob a teoria econômica marginalista. Como destacado por (KIRSCHEN; STRBAC, 2004), a função de demanda marginal (que representa o valor que o consumidor dá a uma unidade a mais do bem considerado) da maioria dos produtos pode ser

representada graficamente por uma curva de inclinação negativa, onde, à medida que o preço diminui, a quantidade demandada aumenta. Essa relação reflete o valor marginal monetário atribuído pelos consumidores para reduzir a quantidade consumida. Em contraste, a função de oferta possui uma inclinação positiva, o que significa que, quanto maior o preço, maior será a quantidade ofertada. O preço de mercado da energia elétrica, em mercados competitivos, é determinado pelo ponto de cruzamento das curvas de oferta e demanda. Esse equilíbrio de preços pode ser observado na Figura 6.

Figura 6 – Preço de Equilíbrio



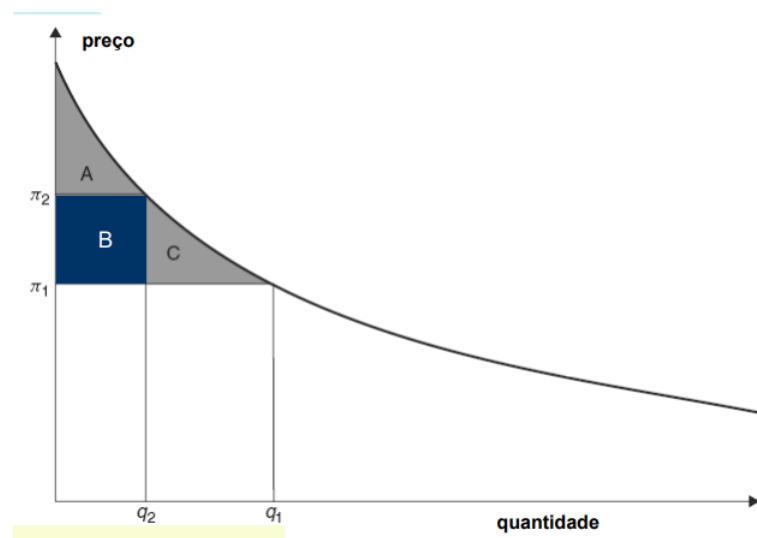
Fonte: (KIRSCHEN; STRBAC, 2004)

Alterações na oferta ou na disposição dos consumidores em reduzir o consumo resultam no deslocamento das curvas, gerando um novo preço de equilíbrio. Aumento da oferta ou redução da demanda leva a uma diminuição do preço de equilíbrio, enquanto uma diminuição da oferta ou aumento da demanda causa um aumento no preço. Embora oferta e demanda nem sempre estejam em equilíbrio em um dado momento, o sistema tende a ajustar-se para restabelecer esse equilíbrio.

Essas regras aplicam-se igualmente ao mercado de energia elétrica. Um aumento no preço da energia elétrica tende a reduzir a demanda. No curto prazo, essa redução no consumo pode ocorrer, uma vez que os recursos de alguns consumidores podem ser direcionados para outras necessidades essenciais, levando-os a reduzir o gasto com energia elétrica. No longo prazo, o aumento do preço pode incentivar a busca por fontes alternativas de geração de energia, como o uso de combustíveis fósseis, por exemplo, gás natural ou gás liquefeito de petróleo, para a geração de energia térmica em residências anteriormente dependentes de equipamentos elétricos para aquecimento.

O aumento de preço de um produto também afeta outros mercados. A curva de demanda, que representa a disposição dos consumidores em pagar por um bem ou serviço, pode ser utilizada para ilustrar o excedente econômico da demanda, representado pelas áreas A, B e C, quando o preço de mercado é π_1 , conforme mostrado na Figura 7. O excedente econômico mede o ganho percebido pelos consumidores ao adquirir um produto a um preço inferior ao que estariam dispostos a pagar. Os recursos financeiros economizados podem ser direcionados para a compra de outros produtos ou poupados para aquisição futura. Caso o preço aumente para π_2 , como ilustrado na Figura 7, o excedente econômico é reduzido, resultando apenas na área A. Devido ao amplo uso da energia elétrica na sociedade moderna, podemos concluir que aumentos nos preços desse produto têm impactos significativos na economia da região atendida pelo sistema elétrico em questão.

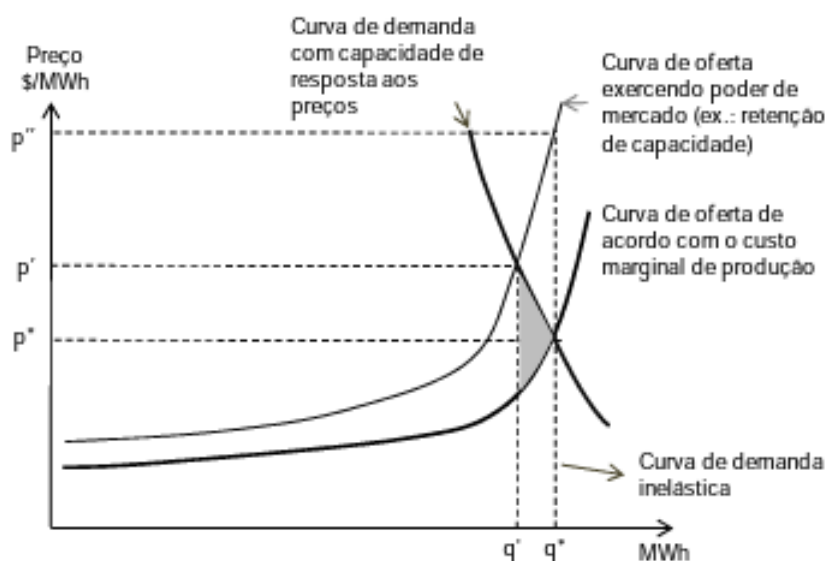
Figura 7 – Impacto no Excedente Econômico



Fonte: (KIRSCHEN; STRBAC, 2004)

Um efeito positivo do comportamento ativo da demanda de energia é sua capacidade de regular o poder de mercado dos geradores em mercados com características oligopolistas, como afirmado por (SOUZA, 2010). A Figura 8 ilustra a comparação entre a formação de preços em mercados onde a demanda é inelástica e aqueles em que a demanda responde ao preço. Quando a demanda é inelástica, o deslocamento intencional da curva de oferta resulta em um aumento de preço mais acentuado do que em mercados onde a demanda reage ao preço.

Figura 8 – Capacidade de Resposta da Demanda e Incentivo ao Exercício de Poder de Mercado



Fonte: (SOUZA, 2010)

2.4 Elasticidade

A demanda representa a quantidade de um bem ou serviço que os consumidores desejam adquirir a diferentes preços de mercado. A função de demanda, também conhecida como função de procura, descreve a relação entre o preço de um bem e a quantidade procurada, mantendo os demais fatores constantes. De maneira geral, a maioria dos bens segue a lei da demanda decrescente, ou seja, à medida que o preço aumenta, a quantidade demandada tende a diminuir. A teoria econômica oferece duas explicações para essa relação negativa entre preço e quantidade demandada. A primeira é o efeito de substituição, que ocorre quando os consumidores substituem um bem por outro similar quando o preço do primeiro aumenta. A segunda explicação refere-se à renda do consumidor, que é afetada pela variação do preço, resultando em uma perda de poder de compra quando o preço do bem sobe.

A elasticidade-preço da demanda mede a variação percentual na quantidade demandada em resposta a uma variação percentual no preço. Quando a demanda é inelástica, a elasticidade-preço da demanda é menor que 1 e a quantidade demandada não varia muito em relação às variações de preço. Em contrapartida, uma demanda infinitamente elástica é aquela em que os consumidores compram exatamente a quantidade Q ao preço P ; se o preço ultrapassar esse nível, a quantidade demandada será zero. A fórmula para calcular a elasticidade-preço da demanda é dada por 2.1.

$$E_p = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta P}{P}} \quad (2.1)$$

De forma análoga, a elasticidade-preço da oferta representa a variação percentual na quantidade ofertada em resposta a um aumento de um ponto percentual no preço. Normalmente, essa elasticidade é positiva, pois preços mais elevados incentivam os produtores a aumentarem a produção. No mercado de energia elétrica, a demanda tende a ser mais elástica no longo prazo, já que os consumidores têm a possibilidade de substituir equipamentos ineficientes por tecnologias mais eficientes. No curto prazo, porém, a demanda tende a ser inelástica ou rígida, devido à impossibilidade de armazenar energia elétrica de forma econômica e às restrições técnicas do fornecimento em tempo real. Por isso, é crucial estabelecer mecanismos de incentivo à resposta da demanda aos preços de curto prazo nos mercados de energia elétrica, a fim de evitar aumentos abruptos de preços.

A análise da elasticidade também abrange a disponibilidade e alocação dos recursos financeiros na esfera do consumo, considerando variáveis como o preço de um produto (elasticidade-preço) e a renda do consumidor. De acordo com pesquisas realizadas por (FEHR; WOLAK, 2003) em diversos mercados internacionais, a demanda por eletricidade geralmente apresenta baixa sensibilidade às mudanças no preço da energia no curto prazo. Embora os resultados variem de acordo com os dados e as técnicas estatísticas utilizadas, é comum estimar uma elasticidade-preço em torno de 0,2 ou inferior, o que indica que a demanda diminuiria cerca de 2% para um aumento de 10% no preço/tarifa (SOARES, 2017). No que diz respeito à demanda de energia elétrica, o mercado de energia elétrica difere dos conceitos econômicos convencionais de várias maneiras: grande parte da demanda (representada pelos consumidores de energia) não responde a variações de preço no curto prazo como ocorre com outros produtos. Além disso, a energia elétrica é um bem consumido de forma contínua por todos os clientes, em frações de segundo, o que resulta em flutuações de preços com uma velocidade sem precedentes em outros mercados.

Existem duas falhas estruturais no lado da demanda no mercado de energia elétrica: a falta de medição e faturamento em tempo real e a ausência de controle de fornecimento em tempo real para os consumidores. A primeira falha resulta em uma baixa resposta às variações de preço, como demonstrado pelas estimativas de elasticidade para consumidores residenciais apresentadas anteriormente. No entanto, é necessário ponderar o custo-benefício da instalação de medidores em tempo real para unidades de consumo menores. A segunda falha ocorre quando uma unidade de consumo tem acesso à energia elétrica sem um contrato pré-estabelecido com o fornecedor. Essa situação pode ocorrer por diferentes razões, como atrasos administrativos na formalização do contrato, mecanismos de fornecimento temporário para consumidores sem contrato ativo ou até mesmo casos irregulares de consumo não autorizado (furto de energia) (STOFT, 2002).

2.5 Tipos de Resposta da Demanda

A resposta da demanda pode ser classificada em duas categorias principais, de acordo com os sinais fornecidos aos consumidores: baseados em preços e baseados em incentivos. A seguir, serão exploradas as características de cada uma dessas abordagens.

2.5.1 Resposta da Demanda Baseada em Preços

A resposta da demanda baseada em preços envolve a adaptação do padrão de consumo de energia pelos consumidores em resposta às variações de preço ao longo do dia. Os consumidores ajustam seu consumo para aproveitar os períodos em que os preços estão mais baixos e reduzem o consumo durante os horários de pico, quando os preços tendem a ser mais elevados. As concessionárias definem intervalos de horário em que os preços são mais altos, correspondendo a momentos de alta carga no sistema elétrico, quando o custo de fornecimento de energia é maior. Esse mecanismo visa refletir de forma mais precisa os custos reais de atendimento ao consumo ao longo do dia (EPE, 2019).

2.5.1.1 Time of Use (TOU)

As tarifas TOU dividem o dia em diferentes períodos e estabelecem preços específicos para cada um deles. Essas tarifas visam refletir os custos médios de geração e transmissão durante esses períodos. No entanto, como o perfil de carga e os custos são dinâmicos, as definições estáticas dos períodos e das tarifas podem tornar-se desatualizadas. Por isso, é fundamental revisar essas definições periodicamente para garantir que continuem refletindo adequadamente a realidade do sistema (HILBERT; DELLNITZ; KLEINE, 2023).

2.5.1.2 Critical Peak Pricing (CPP)

Sob a tarifa *Critical Peak Pricing* (CPP), os consumidores pagam preços elevados durante períodos de alta demanda ou quando o sistema elétrico está sobrecarregado. Em compensação, os participantes recebem um desconto em relação à tarifa padrão durante outros horários ou períodos do ano, de forma a garantir que a receita total anual da concessionária de distribuição permaneça constante (FARUQUI; SERGICI; WARNER, 2017).

2.5.1.3 Real Time Pricing (RTP)

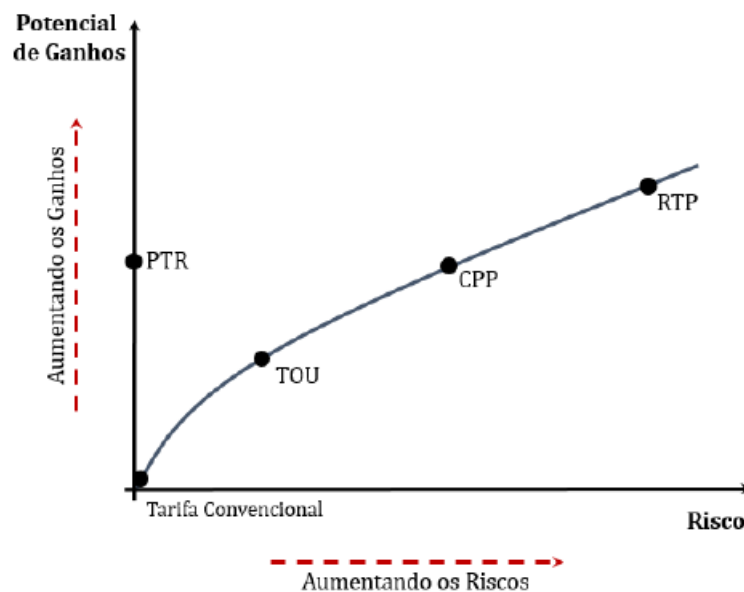
No programa de *Real Time Pricing* (RTP), os consumidores pagam preços que refletem o custo real da energia em cada hora do dia, similar ao preço *spot*. Os preços são atualizados em tempo real, com os consumidores sendo informados sobre as tarifas com antecedência, que pode variar de um dia a uma hora antes do evento. Este modelo de

tarifa pode ser aplicado a diferentes tipos de consumidores, adaptando-se a um mercado mais dinâmico (FARUQUI; PALMER, 2011).

2.5.1.4 Peak Time Rebate (PTR)

Semelhante ao CPP, o programa *Peak Time Rebate* (PTR) oferece uma abordagem diferente: em vez de cobrar tarifas mais altas durante períodos de pico, os participantes recebem um reembolso se conseguirem reduzir o consumo de energia em comparação com uma linha de base pré-determinada. Aqueles que optam por não participar continuam a pagar o preço normal de energia. O PTR é aplicável aos setores residencial, comercial e industrial. A Figura 9 ilustra a relação entre os riscos e os ganhos em cada tipo de tarifação. Essa diferenciação reflete a relação entre risco e retorno: os tipos de tarifação que apresentam maior risco ao consumidor também proporcionam maior potencial de ganho.

Figura 9 – Relação entre Riscos e Ganhos



Fonte: (EPE, 2019)

2.5.2 Resposta da Demanda Baseada em Incentivos

A resposta da demanda baseada em incentivos visa estimular os consumidores a reduzir seu consumo durante períodos críticos, como escassez de oferta ou baixa confiabilidade do sistema elétrico. Esses incentivos financeiros são ativados por ordens de despacho emitidas pelo operador do sistema e podem ser oferecidos independentemente do modelo de tarifação, podendo ser implementados simultaneamente com tarifas dinâmicas. Os consumidores são motivados a diminuir seu consumo em comparação com uma

linha de base definida, com penalidades aplicáveis caso não atinjam o nível de redução de demanda acordado, conforme destacado por (ENERGY, 2016) e (SOUZA, 2010).

2.5.2.1 Mercados de Capacidade

Neste modelo, os consumidores podem oferecer a redução de sua carga nos mercados de capacidade, atuando como substitutos para a geração convencional ou fornecendo novos recursos ao sistema elétrico (BURGER; JENKINS et al., 2023).

2.5.2.2 Mercado de Serviços Ancilares

Os consumidores têm a oportunidade de reduzir sua carga para fornecer serviços ancilares ao sistema, como reserva ou regulação de frequência. Caso sua oferta seja aceita, eles são remunerados com o preço de mercado para ficarem em *standby*, prontos para serem acionados pelo operador do sistema. Quando a redução de demanda é efetivamente necessária, os consumidores são chamados e pagos pelo preço *spot* (PIRBAZARI, 2010).

2.5.2.3 Controle Direto de Carga

Neste tipo de programa, a concessionária ou operadora do sistema tem a capacidade de desligar ou reduzir remotamente a carga de consumidores em momentos pré-determinados. Este mecanismo está disponível para os setores industrial, residencial e comercial (LIN et al., 2018).

2.5.2.4 Interruptibilidade

O programa de interruptibilidade integra a redução de carga ao sistema de tarifação, oferecendo descontos ou créditos nas tarifas em troca da redução de carga durante períodos de contingência. Este modelo é direcionado a grandes consumidores industriais e comerciais, que concordam em reduzir seu consumo em momentos críticos (ALBADI; EL-SAADANY, 2008).

2.5.2.5 Programas de Emergência

Os programas de emergência oferecem incentivos financeiros aos consumidores para reduzir sua demanda em momentos de crise ou emergência no sistema elétrico, garantindo maior confiabilidade no fornecimento de energia (CAO, 2023).

2.5.2.6 Demand Bidding

No programa *Demand Bidding*, os consumidores têm a oportunidade de fazer ofertas para reduzir sua carga no mercado de energia, substituindo geradores mais caros no despacho econômico. Esse programa pode ser oferecido a grandes consumidores de forma

individual ou agrupada por meio de agregadores de carga ([ALBADI; EL-SAADANY, 2008](#)).

2.6 Tipos de Resposta da Demanda por Serviço Prestado

Os Programas de Resposta da Demanda também podem ser classificados com base no tipo de serviço que oferecem, considerando o impacto que o mecanismo tem sobre a curva de carga do sistema elétrico, conforme destacado por ([LAB., 2015](#)).

2.6.1 Alteração de Formato

Esse tipo de serviço envolve adaptações no perfil de carga e nos hábitos de consumo dos consumidores, geralmente em resposta a preços ou campanhas, com aviso prévio de alguns dias ou até meses. Exemplos de mecanismos de RD por alteração de formato incluem tarifas do tipo TOU, CPP, RTP e a participação no mercado atacadista de energia elétrica (*Demand Bidding*) ([ÇELEBI; FULLER, 2012](#)).

2.6.2 Deslocamento de Consumo

O serviço de deslocamento de consumo tem como objetivo transferir o uso de energia de horários de pico para períodos com menor carga ou de melhor desempenho de fontes de energia renovável. Exemplos de serviços que promovem o deslocamento de consumo incluem os programas baseados em RTP, os programas de controle direto de carga nas distribuidoras, além dos mercados de capacidade e *Demand Bidding* ([FARIA; VALE, 2023](#)).

2.6.3 Alívio ou Corte de Carga

Este serviço disponibiliza unidades consumidoras que podem ser cortadas ou ter sua carga reduzida, a fim de aumentar a capacidade de atendimento nos horários de pico e aliviar o sistema durante emergências ou contingências. Exemplos de ferramentas de alívio de carga incluem os programas de interruptibilidade, mercado de capacidade, emergência e *Demand Bidding* ([SIVANEASAN; THACHINAMOORTHY; GOH, 2016](#)).

2.6.4 Flutuação

A flutuação envolve o uso de cargas capazes de ajustar dinamicamente a demanda do sistema, fornecendo serviços para mitigar rampas de curta duração e distúrbios em escalas temporais que podem variar de segundos a uma hora. Um exemplo de mecanismo de RD voltado para flutuação é o mercado de serviços ancilares ([CORCHERO et al., 2018](#)).

2.7 Experiência Internacional

2.7.1 Resposta da Demanda Baseada em Preços

2.7.1.1 Ontário - Canadá

O operador independente do setor elétrico de Ontário, o *Independent Electricity System Operator* (IESO) ([IESO, 2024](#)), determina o preço horário, conhecido como *Hourly Ontario Energy Price* (HOEP), aplicado aos grandes consumidores do mercado e às distribuidoras de energia, chamadas *Local Distribution Companies*. O HOEP é calculado como a média dos doze preços de liquidação de mercado (*Market Clearing Prices - MCP*) de cada hora e serve de base para as tarifas cobradas de clientes residenciais e pequenas empresas.

Com base no HOEP, foi estabelecido em 2005 o *Regulated Price Plan* (RPP). Este plano oferece duas modalidades: TOU e *Tiered Pricing*. A tarifa TOU divide o dia em três períodos: fora de pico, intermediário e de pico. Os horários de pico variam conforme a sazonalidade, refletindo a demanda e o despacho das usinas. A diferença de preços entre os períodos visa refletir os custos médios de geração e transmissão ([FARUQUI et al., 2016](#)).

Embora o RPP ofereça a tarifa TOU como padrão, os consumidores podem optar por contratar outra tarifa convencional de um fornecedor alternativo, no processo conhecido como *opt-out*. Contudo, mais de 90% dos consumidores optam por permanecer na tarifa TOU. Essa tarifa é ajustada anualmente pela *Ontario Energy Board* (OEB) e considera fatores como os custos de geração e transmissão ([OEB, 2024](#)).

2.7.1.2 Califórnia - EUA

Na Califórnia, a tarifa CPP é usada como padrão nas principais empresas de serviços públicos: San Diego Gas & Electric ([SDGE, 2024](#)), Southern California Edison ([SCE, 2024](#)) e Pacific Gas and Electric Company ([GAS; PGE, 2024](#)). A tarifa CPP é aplicada a grandes consumidores e oferecida voluntariamente para pequenos e médios consumidores.

Nos dias em que a demanda de energia atinge níveis críticos (*CPP Days*), os consumidores são incentivados a reduzir o consumo entre 14h e 18h, quando os preços são significativamente mais altos. Esses dias, que ocorrem principalmente entre maio e outubro, têm um limite de 18 eventos anuais. Durante essas horas de pico, os preços podem ser até 35 vezes maiores do que nas horas fora do evento. Para compensar os altos preços, a energia durante outras horas do ano é mais barata.

Ao aderirem à tarifa CPP, os consumidores são automaticamente incluídos na tarifa TOU, o que exige uma gestão cuidadosa do consumo para evitar grandes variações nas faturas. Além disso, os participantes podem contratar o *Capacity Reservation Charge*

(CRC), uma reserva de capacidade para protegê-los dos altos preços durante os *CPP Days*, com um pagamento fixo mensal ([ALSTONE, 2017](#)).

2.7.1.3 Espanha

Desde 2014, os consumidores espanhóis com potência contratada inferior a 10 kW e atendidos em tensão inferior a 1 kV têm três opções de contratação de energia elétrica:

1. *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)*: O preço é calculado diariamente e por hora, com base no mercado de energia diário. A *Red Eléctrica de España* publica o preço por volta das 20h. O PVPC é uma tarifa regulada e só pode ser contratada por meio das comercializadoras de referência.
2. Preço anual em 12 parcelas fixas: Essa modalidade é oferecida pelas comercializadoras e o preço é livremente determinado por elas, embora seja uma opção obrigatória em comparação ao PVPC.
3. Oferta do mercado livre: O consumidor pode negociar diretamente com as comercializadoras do mercado livre, com condições acordadas entre as partes.

A tarifa PVPC, um dos modelos mais avançados de tarifação horária na Espanha, é baseada nos preços de mercado diário e intradiário. Ela inclui três componentes: custo de produção de energia, custo de acesso e custo de gestão comercial, e é regulamentada pelo Real Decreto n° 216/2014 ([CNMC, 2014](#)).

2.7.1.4 Maryland - EUA

O programa PTR é oferecido pela Baltimore Gas and Electric Company ([GAS; BGE, 2024](#)) para todos os clientes com medidores inteligentes. Durante os *Energy Savings Days*, que ocorrem em dias de alta demanda, os consumidores recebem um pagamento de US\$ 1,25 por quilowatt-hora economizado em relação ao valor-base de consumo. Esse valor-base é calculado comparando o consumo nos dias de evento com os dias de temperatura semelhante.

Além disso, os consumidores podem participar do programa *Peak Rewards*, no qual a BGE controla automaticamente os aparelhos de ar-condicionado, reduzindo sua potência em 50% das 13h às 19h durante eventos críticos. Após o evento, os participantes recebem um relatório detalhado sobre a redução de consumo, comparando seu desempenho com outros participantes, utilizando princípios da economia comportamental ([MARYLAND, 2017](#)).

2.7.2 Resposta da Demanda Baseada em Incentivos

2.7.2.1 Colômbia

No mercado de energia colombiano, os geradores vencedores dos leilões de Obrigações de Energia Firme (OEF) devem injetar energia no sistema quando o preço *spot* exceder o preço teto de escassez, estabelecido pelo regulador. Os consumidores pagam o Encargo de Confiabilidade para compensar esses geradores, garantindo o fornecimento de energia, especialmente em condições hidrológicas críticas. Alternativamente, consumidores podem firmar contratos de Demanda Desconectável Voluntária (DDV) com geradores para respaldar suas OEFs ([TécNICA, 2016](#)).

2.7.2.2 Canadá

O *Alberta Electric System Operator* (AESO) ([AESO, 2024](#)), responsável pelo sistema elétrico de Alberta, permite a participação da demanda na prestação de serviços ancilares. A demanda pode oferecer reduções de carga em serviços como reserva de regulação e reserva suplementar. Para participar, a carga deve atender a requisitos técnicos, como uma redução mínima de 5 MW para reserva suplementar. O AESO também regula o serviço de controle de frequência *Load Shed Service for Imports* (LSSi), que alivia os limites de importação entre mercados vizinhos, garantindo a estabilidade da rede elétrica ([GROUP, 2015](#)).

2.7.2.3 China

Nas regiões de Jiangsu e Xangai, as distribuidoras de energia controlam a demanda através de medidores inteligentes conectados a dispositivos de controle automático em aparelhos de ar-condicionado. Quando necessário, as distribuidoras ajustam a temperatura ou desativam os aparelhos remotamente para equilibrar a carga do sistema elétrico. Esse sistema otimiza o consumo de energia, reduzindo a sobrecarga e promovendo eficiência no uso dos recursos ([GUO; LI; LAM, 2017](#)).

2.7.2.4 Califórnia - EUA

A Califórnia utiliza programas de interruptibilidade, como o *Base Interruptible Program*, oferecido pela SDG&E ([SDGE, 2024](#)). Grandes consumidores se comprometem a reduzir seu consumo durante horários de pico, com uma redução mínima de 15% do consumo médio. Os participantes recebem um pagamento de USD\$ 10,80 por cada kW reduzido ([BELL et al., 2017](#)).

2.7.2.5 Texas - EUA

No Texas, o *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) ([ERCOT, 2024](#)) opera mercados de energia com um preço teto de USD\$ 9000/MWh e oferece diversos programas de resposta da demanda. Consumidores com uma capacidade mínima de 0,1 MW podem participar de leilões anuais, com um montante total de 50 milhões de dólares disponíveis. Os participantes podem optar por produtos como o ERS-10 e ERS-30, que exigem uma resposta à redução de carga em 10 e 30 minutos, respectivamente ([GROUP, 2015](#)).

2.7.2.6 PJM: Pennsylvania-New Jersey-Maryland

No mercado Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) ([PJM, 2017a](#)), a resposta da demanda é despachada somente quando o benefício líquido da redução de carga supera o custo de remunerar os participantes ([PJM, 2017b](#)). O Preço de Benefício Líquido é utilizado para calcular quando a demanda pode ser ativada. Os consumidores são representados por agregadores (*Curtailment Service Provider* - CSP), que auxiliam na identificação de oportunidades e no cumprimento das ordens de despacho. A divisão das receitas é negociada entre o agregador e os consumidores, e o CSP tem um incentivo financeiro para promover a participação na resposta da demanda ([SPEES et al., 2017](#)).

2.8 Considerações Finais

Com base na revisão da literatura apresentada, fica evidente que a Resposta da Demanda é um instrumento essencial para a modernização e a eficiência do setor elétrico, promovendo maior flexibilidade ao sistema e possibilitando a redução de custos operacionais. Inicialmente, foi abordada a estrutura do mercado brasileiro e, em seguida, foram explorados os diferentes tipos de programas de RD, tanto os baseados em preços quanto os fundamentados em incentivos, evidenciando suas características e impactos. A análise de experiências internacionais reforçou a importância da adoção de estratégias regulatórias e de mercado que estimulem a participação ativa dos consumidores na gestão do consumo de energia. Assim, os conceitos discutidos ao longo deste capítulo fornecem a base teórica para este trabalho, orientando a identificação de estratégias que viabilizem a participação dos consumidores no PRD.

3 Os Programas de Resposta da Demanda no Brasil

Neste capítulo, aborda-se de forma concisa a experiência nacional sobre programas de resposta da demanda baseada em preços e em incentivos.

3.1 Resposta da Demanda Baseada em Preços

A resposta da demanda baseada em preços é uma estratégia bastante utilizada no mundo para a gestão eficiente do consumo de energia elétrica. No Brasil, essa abordagem tem sido implementada através de diferentes estruturas tarifárias que incentivam os consumidores a ajustarem seu uso de energia de acordo com os sinais de preço. Entre as principais estruturas tarifárias estão a tarifa horo-sazonal para consumidores de média tensão e a tarifa branca para consumidores de baixa tensão, cada uma com características específicas que visam promover a eficiência energética e a redução de custos tanto para os consumidores quanto para o sistema elétrico como um todo.

3.1.1 Estrutura Tarifária Horo-Sazonal

A estrutura tarifária horo-sazonal foi estabelecida pela Portaria nº 33/1988 ([ANEEL, 1988](#)) do antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e aplica tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, com base nas horas do dia e nos períodos do ano. Existem dois tipos principais:

- **Tarifa Azul:** Obrigatória para os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3, e opcional para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. Essa tarifa aplica tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, variando conforme o horário do dia (postos tarifários) e o período do ano.
- **Tarifa Verde:** Disponível para as unidades consumidoras do Grupo A dos subgrupos A3a, A4 e AS. A principal diferença em relação à tarifa azul é que, na tarifa verde, a tarifa de demanda é única, independentemente do horário ou período do ano.

A aplicação da estrutura tarifária horo-sazonal pelos consumidores industriais tem contribuído para o deslocamento do horário de pico do SIN para o meio da tarde, especialmente em meses de menor vazão hídrica. Esse deslocamento é possível devido ao uso de geração distribuída movida a diesel ou gás natural ([EPE, 2019](#)). Vale destacar que

para que o programa de resposta da demanda seja efetivamente sustentável, é fundamental que essa substituição se dê por fontes limpas e renováveis de energia.

3.1.2 Tarifa Branca

A tarifa branca, regulamentada pela REN nº 1.000/2021 da ANEEL ([ANEEL, 2021b](#)), oferece tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica ao longo do dia, divididas em três postos tarifários. Essa modalidade está disponível para consumidores do Grupo B, exceto para unidades consumidoras da subclasse baixa renda, iluminação pública e pré-pagamento. Os postos tarifários da tarifa branca são definidos como:

- **Horário de ponta:** Período de 3 horas consecutivas, definido pela distribuidora, levando em consideração a curva de carga do sistema elétrico. Esse horário não se aplica a sábados, domingos e feriados nacionais.
- **Posto intermediário:** Período de 2 horas, sendo 1 hora anterior e 1 hora posterior ao horário de ponta.
- **Fora de ponta:** Período complementar ao horário de ponta e intermediário, aplicável aos dias úteis, além de 24 horas durante os feriados e finais de semana.

A relação de valores entre os postos tarifários é estabelecida proporcionalmente na TUSD, com um fator de cinco vezes entre o posto de ponta e o posto fora de ponta, e três vezes entre o posto intermediário e o posto fora de ponta. A tarifa fora de ponta é definida por um fator específico (kz), determinado pela distribuidora e pelo subgrupo tarifário. O fator kz é uma razão que compara a TUSD da tarifa branca fora de ponta com a da tarifa convencional. Ele é menor que 1 e indica o ponto de indiferença entre as duas tarifas.

A implantação da tarifa branca ocorreu de forma gradual e opcional, começando em 2018 para novas ligações e unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 500 kWh, em 2019 para consumidores com média anual superior a 250 kWh, e em 2020 para todas as unidades consumidoras.

A tarifa branca, assim como a verde e a azul, segue a lógica de um modelo tarifário TOU, onde o preço varia ao longo do dia. Isso incentiva os consumidores a deslocarem sua demanda para horários em que a probabilidade de ocorrer pico no sistema elétrico é menor.

O monitoramento do comportamento dos consumidores sob a tarifa branca é essencial para a análise do perfil de carga e consumo, além de ajudar a calcular a elasticidade da demanda de diferentes grupos de consumidores (residenciais, comerciais e industriais),

mudanças por região, submercado, faixa de consumo, grupo e renda, bem como variações sazonais, como demonstrado em (FIRMINO, 2023).

As tarifas são estáticas e são anualmente revisadas pela ANEEL considerando fatores como inflação, investimentos em infraestrutura, variações no custo dos combustíveis e outras despesas operacionais. Elas representam o custo necessário para garantir a continuidade e a qualidade do fornecimento pelas concessionárias. Essas informações são úteis para a definição de uma possível tarifação dinâmica no Brasil e para o planejamento energético.

3.2 Resposta da Demanda Baseada em Incentivos

A experiência nacional da resposta da demanda baseada em incentivos começou em 2017 com um programa piloto, seguido pelo mecanismo voluntário de redução da demanda. Atualmente, essa prática é um recurso permanente do ONS por meio do programa estrutural e da resposta da demanda por disponibilidade. Existem conceitos básicos que são comuns a todos os programas, descritos a seguir:

- **Linha base:** A linha base é uma curva de consumo de referência utilizada para avaliar a redução no consumo de energia. Ela representa o perfil de consumo típico de um consumidor ou grupo de consumidores antes da implementação das medidas de resposta da demanda. A comparação entre a linha base e o consumo real durante os eventos de resposta da demanda permite calcular a redução de consumo.
- **Grade horária:** A grade horária é um cronograma divulgado pelo ONS que especifica os períodos do dia em que as ações de resposta da demanda podem ser ativadas. Essa grade é baseada na previsão de demanda e na disponibilidade de recursos energéticos, realizada pelo operador, e ajuda a coordenar a redução de consumo de forma eficiente.
- **Estrutura das ofertas:** A estrutura das ofertas refere-se aos detalhes das propostas de redução de demanda apresentadas pelos consumidores participantes. Essas ofertas incluem o montante de redução de consumo que o participante está disposto a realizar e o preço pelo qual está disposto a reduzir a demanda.

3.2.1 Programa Piloto de Resposta da Demanda

O primeiro programa baseado em incentivos foi regulamentado pela REN nº 792/2017 (ANEEL, 2017), em novembro de 2017, com vigência até 30 de junho de 2019, o programa teve foco na região Nordeste, considerando a significativa penetração de geração variável e a escassez hídrica recente na área. A participação foi restrita aos consumidores

da região Nordeste e Norte, devido à facilidade de exportação de energia entre esses dois submercados.

Para participar, os consumidores deviam ser livres, parcialmente livres ou ter contratos de compra de energia conforme a Lei nº 13.182/2015 ([REPÚBLICA, 2015](#)) e deviam estar conectados à rede de supervisão do operador. Os consumidores elegíveis poderiam formar grupos sob a figura de um agregador, responsável por gerir as ofertas de redução de consumo e fazer ofertas ao operador. Os consumidores, então, firmavam um Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) temporário.

O programa exigia a definição de uma linha base de consumo para calcular a redução de consumo oferecida pelos participantes. A construção da linha base no programa piloto de Resposta da Demanda foi realizada em duas etapas. A primeira linha base foi calculada pela média aritmética do consumo horário dos últimos dez dias, excluindo feriados nacionais, no mesmo dia da semana, na primeira semana do mês corrente da assinatura do CPSA. Isso gerou um histórico de dez semanas. Essa linha base foi usada como referência para avaliar se a redução de consumo prometida pelos participantes foi cumprida. A seguir, são definidas as bandas de tolerância de consumo superior e inferior, aplicando fatores de 110% e 90% sobre os valores da primeira linha base. Nas semanas seguintes, novas linhas base foram calculadas com base na linha base anterior, considerando os últimos cinco dados de medição típicos dentro das bandas de tolerância.

A linha base é essencial para caracterizar o produto de resposta da demanda e avaliar o cumprimento das ofertas. Caso o participante não cumprisse as condições estabelecidas pela linha base ou ultrapassasse a banda superior, ele não teria direito ao pagamento pela redução de consumo. A banda superior definia um limite máximo de tolerância em relação à linha base de consumo de energia, e a CCEE descontava do montante da redução da demanda o volume que excedesse essa margem no dia do despacho de redução da demanda. O ONS deveria definir mensalmente a grade horária para despacho de redução da demanda. Os consumidores deviam fazer suas ofertas para produtos com duração da redução da demanda de 1, 2, 3, 4 e 7 horas, em lotes com volume padrão de 1 MWm e no mínimo 5 MWm, conforme dois tipos de aviso prévio de despacho: com ordem de despacho até as 18h do dia anterior à redução ofertada (D-1) ou com ordem de despacho realizada até as 9h do dia da redução ofertada (D-0).

As ofertas deviam ser realizadas até meio-dia da quinta-feira para a semana operativa seguinte e confirmadas diariamente até meio-dia do dia anterior ao despacho. O ONS podia aceitar ou rejeitar essas ofertas com base na necessidade. O consumo nas horas que antecederiam e sucediam o produto despachado para a unidade consumidora devia estar acima do limite inferior da linha base, desconsiderando as três horas imediatamente anteriores e posteriores ao produto, pois esses períodos, denominados deltas, flexibilizavam as verificações de tipicidade, permitindo que o consumidor reduzisse e retomasse seu

nível típico de consumo. A remuneração do programa é calculada multiplicando o montante reduzido pela diferença entre o PLD e o preço ofertado. O consumo verificado que ficava acima da banda superior da linha base era descontado do montante efetivamente reduzido e distribuído de forma proporcional às horas do produto. Caso fosse verificado um consumo abaixo da banda inferior da linha base, durante o intervalo ofertado, não havia pagamento para o consumidor correspondente ao produto ofertado. Era necessária uma redução de no mínimo 90% do valor despachado em relação à linha base e, caso a unidade não atendesse ao comando de despacho para redução em 3 produtos, ela seria excluída do programa piloto.

De acordo com o 1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda (ONS, 2018), até outubro de 2018, apenas dois participantes aderiram ao programa. A Braskem realizou 15 ofertas de resposta da demanda, todas de redução de 10 MW no produto de 4 horas e, não teve nenhuma confirmação de disponibilidade, por parte do consumidor, no dia prévio ao despacho, resultando em ausência de redução de demanda. As ofertas realizadas pela Braskem são apresentadas na Tabela 1. Esses dados são públicos, não sendo necessário ser agente da CCEE para ter acesso.

Tabela 1 – Ofertas apresentadas para participação no programa piloto entre junho e outubro de 2018

Consumidor	Dia Início	Dia Fim	Preço (R\$/MWh)
Braskem	23/06/18	29/06/18	485,00
Braskem	30/06/18	06/07/18	530,00
Braskem	14/07/18	20/07/18	700,00
Braskem	21/07/18	27/07/18	700,00
Braskem	04/08/18	10/08/18	730,00
Braskem	18/08/18	24/08/18	730,00
Braskem	25/08/18	31/08/18	730,00
Braskem	01/09/18	07/09/18	730,00
Braskem	08/09/18	14/09/18	730,00
Braskem	15/09/18	21/09/18	730,00
Braskem	22/09/18	28/09/18	730,00
Braskem	29/09/18	05/10/18	730,00
Braskem	06/10/18	12/10/18	550,00
Braskem	13/10/18	19/10/18	350,00
Braskem	20/10/18	26/10/18	350,00

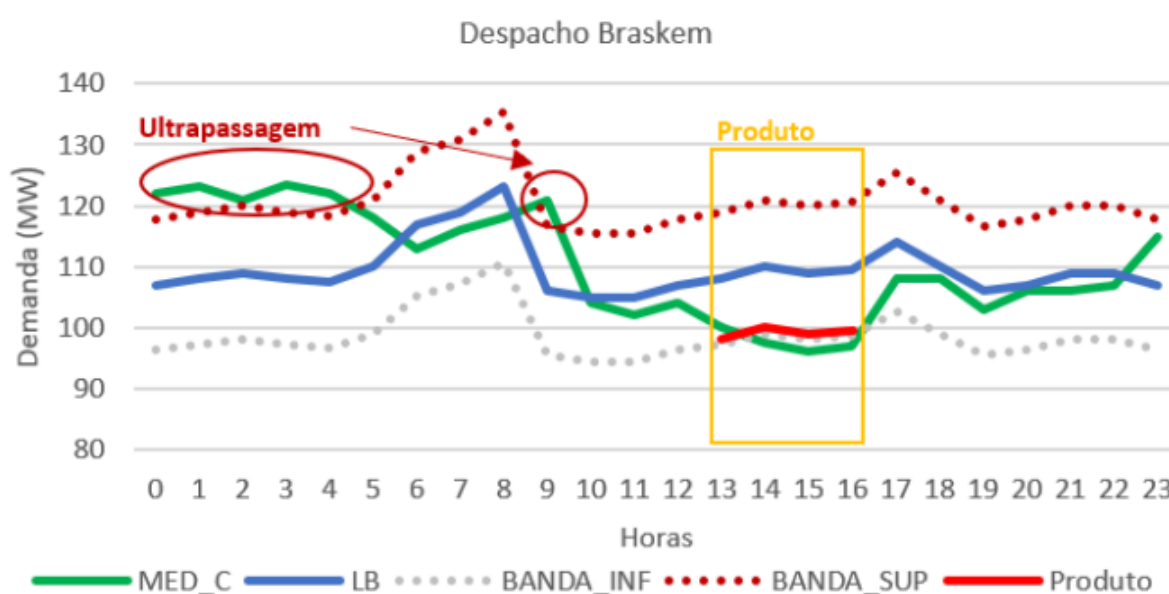
Fonte: (ONS, 2019)

No dia 1º de novembro de 2018, a Braskem teve sua primeira unidade consumidora despachada, com as seguintes características: o produto era de redução de demanda com aviso de acionamento para o dia seguinte, com um intervalo de quatro horas, e a redução esperada era de 10 MWm, com um preço ofertado de 350 R\$/MWh. Embora a Braskem tenha cumprido todos os requisitos nos períodos antes e após o despacho (deltas), exceto pelas ultrapassagens dos limites superiores, que seriam descontadas do pagamento,

a redução de consumo não atingiu a meta de pelo menos 90% do valor despachado em relação à linha base. Este cenário é ilustrado na Figura 10.

Como resultado, o evento foi classificado como "descumprimento no atendimento do produto", sendo contabilizado como a primeira ocorrência da empresa para fins do contador de não atendimento, utilizado para a exclusão do programa piloto, tendo em vista que caso o consumidor não atenda ao comando do despacho do ONS de redução em três produtos, ele será excluído do programa piloto.

Figura 10 – Redução Braskem em novembro de 2018



Fonte: (ONS, 2019)

Algumas observações foram feitas pela CCEE e pelo ONS no 1º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda (ONS, 2018) em relação à metodologia do programa. Uma delas é que a formação da linha base, com base em dados contabilizados, só é disponibilizada aos participantes dois meses após o despacho da redução de consumo pelo ONS. Apesar do consumidor possuir uma estimativa própria do seu consumo no momento de realizar a oferta, isso pode prejudicar a previsibilidade para uma oferta adequada de redução. Outra observação no relatório se refere à baixa liquidez do mercado de curto prazo na época, que gerou falta de recursos financeiros para os pagamentos. Assim, os consumidores que participassem do programa piloto e reduzissem seu consumo não receberiam a compensação financeira esperada dentro dos prazos normais de contabilização. Este é um ponto crítico, pois o consumidor é duplamente impactado: reduz sua produção e não recebe a compensação em um prazo razoável. No entanto, é importante destacar que se trata de um risco de liquidez, não de crédito.

A CCEE recebeu manifestações de agentes que desejariam prorrogar a retomada do consumo, uma vez que realizariam manutenções em suas plantas industriais no momento da redução. Há também um desconhecimento sobre o que é “resposta da demanda” por parte dos consumidores potenciais e do próprio programa piloto, apesar da ampla divulgação realizada pelas instituições envolvidas, incluindo workshops. A resposta da demanda é um mecanismo novo no setor elétrico brasileiro, e é natural que haja um tempo para que os consumidores entendam sua natureza e adequem seus processos para participar efetivamente. A amplificação do conhecimento sobre resposta da demanda pode ocorrer por meio de campanhas junto às associações de consumidores. Os consumidores potenciais do programa piloto devem estar localizados nos submercados Norte e Nordeste e conectados à rede de supervisão do ONS. Essas restrições excluem outros potenciais participantes, que manifestaram interesse mas não atendem aos requisitos por não estarem conectados à rede de supervisão do ONS ou por estarem localizados em outros submercados. Outro ponto relevante é a forma de remuneração da redução do consumo, que ocorre pela diferença entre o preço da oferta vencedora e o PLD. Nos casos em que o valor ofertado para a redução for menor que o PLD, o consumidor não é remunerado de nenhuma forma. Alternativas para solucionar essa questão incluem vincular a oferta do consumidor ao PLD, de modo que a oferta de redução seja um percentual vinculado ao PLD verificado, e implementar uma remuneração fixa acrescida de uma parcela variável, conforme sugerido por agentes e potenciais agregadores de cargas, que deverão investir em suas instalações para se habilitarem a ofertar a redução de consumo.

Em junho de 2019, foi publicado o 2º Relatório de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda (ONS, 2019), que abordou a redução da demanda realizada pelo ONS no âmbito do programa e discutiu outros aprimoramentos. Os dados utilizados para calcular a linha base são provenientes de medições contabilizadas, divulgadas em MS+21du¹, e a linha base do consumidor participante é divulgada em MS+22du². Isso significa que o consumidor só conhece sua linha base no vigésimo segundo dia útil após o mês em que ocorreu a redução de consumo, o que o obriga a fazer ofertas de redução sem conhecer sua linha base, que serve de referência para a redução. Uma forma de mitigar esse descasamento temporal seria usar dados de medição do Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE). No entanto, a efetividade dessa abordagem precisa ser analisada, pois os dados do SCDE não incluem perdas e possíveis ajustes feitos pelo agente de medição, podendo não ter a precisão necessária para formar a linha base. Dessa forma, nota-se a necessidade da CCEE divulgar a linha base antecipadamente e avaliar as bandas superiores e inferiores tendo em vista os diferentes perfis de consumo. Conforme citado no Primeiro Relatório de Análise do Programa Piloto, os agentes solicitaram a prorrogação da retomada do consumo para viabilizar manutenções nas plantas industriais durante a redução

¹ MS+21du: Vinte e um dias úteis após o encerramento do mês de serviço.

² MS+22du: Vinte e dois dias úteis após o encerramento do mês de serviço.

de consumo. Nesse sentido, seria possível eliminar o delta para retomada de consumo, considerando que se trata de um programa piloto para testar as regras desenvolvidas. Na última sugestão do Primeiro Relatório, também incluída por contribuições dos agentes e potenciais agregadores de cargas, destacou-se a possibilidade de pagamento de uma parcela fixa para cobrir os investimentos necessários para que os participantes atendam aos despachos do ONS. Outra possibilidade seria implementar uma remuneração fixa, com ou sem uma parcela variável, sem vinculação ao PLD. Essa metodologia consiste em o consumidor declarar sua própria linha base para a semana seguinte, junto com a oferta de redução. O incentivo para a correta declaração da linha base seria a vinculação da remuneração ao atendimento da linha base declarada ao longo da semana. O benefício dessa alternativa, que ainda precisa ser aprofundada, é eliminar a necessidade de desenvolver metodologias de definição de linha base que atendam diferentes perfis de consumo.

Em julho de 2019, a ANEEL lançou a Nota Técnica nº 054 ([ANEEL, 2019](#)) propondo a abertura de uma Audiência Pública para revisar o programa de Resposta da Demanda, com o objetivo de implementar melhorias e postergar a data de vigência do programa.

Alguns aprimoramentos ainda foram ressaltados a fim de evoluir a Resposta da Demanda no Brasil, conforme destacado por ([SANTOS; BAJAY, 2023](#)), como a proposta de flexibilizar essas regras e revisar as limitações nas janelas horárias anteriores e posteriores aos produtos despachados (a restrição na rampa de entrada antes do despacho, que determina um período de três horas no qual as cargas devem obedecer a uma estabilidade de consumo antes da ativação da redução, e a exigência de retorno imediato às bandas mínimas e máximas após o período de redução da demanda) para permitir uma participação mais ampla de empresas. A inclusão de produtos com diferentes durações e a criação de categorias diversificadas aumentariam a flexibilidade e a competição. Sugere-se que cada consumidor possa propor sua própria curva base de consumo, sujeita a validação pela CCEE. Ainda propôs-se a inclusão de produtos de pagamento fixo pela disponibilidade para redução de consumo, aumentando a competição entre consumidores e geradores. As métricas de acionamento e despacho dos consumidores, tais como limites máximos e mínimos de acionamento, quantidade limite de acionamentos por período, tempo entre aviso prévio do Operador e redução de consumo, duração do despacho e potenciais penalidades por descumprimento, devem ser estabelecidas em edital específico, permitindo que as empresas avaliem o risco de interrupção da produção em relação aos benefícios de participação. E por fim houve a proposta de permitir que consumidores participem na prestação de serviços ancilares, como a reserva girante, competindo com agentes de geração. A combinação de ofertas de resposta da demanda com geração termelétrica minimizaria os custos operacionais.

Em 29 de junho de 2021, a Associação dos Grandes Consumidores Industriais

de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE), juntamente com outras associações como Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) e Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base (ABDIB), apresentou quatro propostas ao Ministério de Minas e Energia visando incentivar a redução voluntária da demanda de energia elétrica, tendo em vista o período crítico de seca que o país estava enfrentando.

A primeira proposta consistia na redução voluntária da demanda no ACL. Nessa modalidade, os consumidores que aderissem se comprometeriam a reduzir sua demanda durante determinados horários e dias da semana. Em contrapartida, receberiam uma bonificação semanal determinada pelo ONS e pela CCEE. A remuneração seria calculada com base na energia reduzida em relação a uma linha de base e à bonificação vigente.

A segunda proposta consistia no despacho da demanda no ACL, em que o consumidor que aderisse ficaria sujeito a interrupções programadas pelo Operador. Essas interrupções ocorreriam por períodos de 1, 2 ou 3 horas, com avisos emitidos no mesmo dia, pouco antes da interrupção. Os consumidores receberiam uma receita fixa, além de uma receita variável baseada no PLD máximo e na energia economizada em relação ao consumo médio dos 10 dias anteriores.

A terceira proposta consistia na redução voluntária de energia no ACL, em que os consumidores seriam incentivados a reduzir pelo menos 5% do seu consumo energético por 10 dias consecutivos. A bonificação seria determinada mensalmente para cada submercado, levando em consideração as necessidades do sistema energético e as ofertas dos consumidores. O bônus seria calculado como um múltiplo do valor da bandeira tarifária vigente naquele mês.

Por fim, a quarta proposta consistia no deslocamento voluntário do posto tarifário ponta. Essa proposta requeria uma adequação regulatória para permitir que os consumidores pudessem aderir voluntariamente a um novo período de tarifas ponta dentro de uma janela temporal nos dias úteis. Isso ajudaria a reduzir a demanda em uma região ou no SIN. Seria necessário flexibilizar o regulamento atual para autorizar a aplicação de diferentes postos tarifários e incentivar a mudança do perfil de carga dos consumidores.

É importante ressaltar que a adesão a essas propostas seria voluntária, ou seja, não haveria restrições compulsórias ou punições para os consumidores que optassem por não participar. Cada consumidor teria a liberdade de avaliar suas características de produção, principalmente no caso da indústria, e escolher uma ou mais modalidades de acordo com sua conveniência. Essas medidas têm o potencial de promover uma redução racional da demanda e do consumo de energia elétrica, o que traria benefícios para o conjunto de consumidores como um todo. Além disso, evitariam o despacho sistemático de usinas térmicas mais caras, contribuindo para uma operação mais eficiente e sustentável do sistema elétrico.

3.2.2 Mecanismo de Redução Voluntária da Demanda

O Programa de RVD foi instituído pela Portaria Normativa nº 22 do MME em 23 de agosto de 2021 ([ANEEL, 2021a](#)), como uma medida estratégica em resposta às condições hidrológicas adversas enfrentadas pelo SEB, especialmente no segundo semestre de 2021. Diferente do programa piloto de 2017, o programa de RVD permitiu que consumidores do Ambiente de Contratação Livre realizassem a redução voluntária do consumo de energia, conforme os produtos disponibilizados pelo ONS. Esses produtos tinham vigência variando de um a seis meses e exigiam a redução de consumo por períodos consecutivos de quatro a sete horas, com preços definidos pelos participantes e uma quantidade mínima de 5 MWm para despacho.

De acordo com as regras de comercialização provisórias aprovadas ([CCEE, 2021](#)), a definição do atendimento ao produto despachado leva em consideração o conceito de linha base. No caso do programa de RVD, existem duas métricas distintas para o cálculo da linha base: a linha base para os dias úteis, que é baseada no consumo médio dos dias úteis do último mês contabilizado pela CCEE disponível na data de divulgação e a linha base para os sábados, que é calculada com base no consumo dos sábados dos dois últimos meses contabilizados pela CCEE disponíveis na data de divulgação.

A partir do cálculo da linha base, a CCEE estabelece uma margem de tolerância superior, correspondente a 110% do valor da linha base em uma base horária. Essa faixa representa o limite de tolerância para verificar ultrapassagens durante horários não designados pelo ONS para o deslocamento de carga. Esses horários, indicados periodicamente pelo Operador, podem comportar aumentos de consumo como compensação à redução de carga de cada consumidor despachado. Para que o produto seja considerado cumprido, a unidade consumidora deve reduzir, durante as horas de atendimento, pelo menos 80% do valor indicado no despacho. Caso ocorra uma sétima reincidência de não atendimento no mesmo mês, as ofertas do consumidor podem ser canceladas. Além disso, se houver compensação ou deslocamento de carga em horários não previstos pelo ONS, esses episódios serão descontados dos pagamentos dos produtos atendidos com redução de consumo.

O programa entrou em vigor em setembro de 2021 e teve validade até abril de 2022, mas o recebimento de ofertas ocorreu até 5 de novembro, sendo que as ofertas aceitas pelo ONS abrangeram os dias úteis entre 13 de setembro a 08 de outubro. A partir de outubro de 2021, as condições hidrológicas melhoraram com a chegada do período úmido. Além disso, a redução do consumo de energia devido às temperaturas mais amenas levou o ONS e o CMSE a concluir que não seria necessário utilizar recursos adicionais de RVD para atender à demanda de pico do sistema até o final do mecanismo.

No primeiro trimestre de vigência, de setembro a novembro de 2021, foram realizadas análises detalhadas das ofertas, por parte do ONS no PEN 2022 ([ONS, 2022b](#)),

resultando em lições aprendidas que contribuíram significativamente para futuras evoluções regulatórias do mecanismo e de programas estruturais de Resposta da Demanda. O número de agentes ofertantes aumentou ao longo desse período, passando de 31 em setembro para 50 em outubro e 52 em novembro. Os segmentos de metalurgia e produtos de metal, minerais não-metálicos e produtos químicos tiveram uma representatividade significativa, além disso, houve a adesão de novos segmentos, como têxtil, veículos, comércio e transporte, evidenciando a expansão da participação de diversos setores da economia. O submercado Sudeste/Centro-Oeste se destacou, representando 76% das ofertas de redução da demanda e é onde está mais concentrada as ofertas do segmento de metalurgia e produtos de metal. Esse dado indica uma adesão expressiva e uma significativa contribuição desse submercado para o sucesso do programa RVD. Os preços médios ponderados nas ofertas para o trimestre analisado, apresentados na Tabela 2, ficaram em R\$ 2200/MWh para o setor de comércio, R\$ 1800/MWh para o setor de transporte e R\$ 1500/MWh para o setor de têxteis. No setor de metalurgia e produtos de metal o preço médio ponderado na oferta ficou em R\$ 1352/MWh. Esses preços foram obtidos a partir das ofertas aprovadas pelo CMSE e refletem a dinâmica do mercado e as estratégias de precificação adotadas pelos agentes ofertantes em cada segmento. Conforme mostrado na Figura 4, o PLD máximo estrutural no período estava em R\$ 583,88/MWh e o PLD máximo horário estava em R\$ 1.197,87/MWh. Foram aceitas ofertas com preços maiores que o PLD máximo horário neste programa emergencial. É interessante observar que o custo do déficit no período era R\$ 6.524,05/MWh, bastante maior que as ofertas aceitas. Ainda, no SEB há usinas térmicas com CVUs maiores que as ofertas aceitas.

Tabela 2 – Preços Médios Ponderados nas Ofertas por Segmento (R\$/MWh)

Setor	Preço Médio (R\$/MWh)
Comércio	2200
Transporte	1800
Têxteis	1500
Metalurgia e Produtos de Metal	1352

Fonte: (ONS, 2022b)

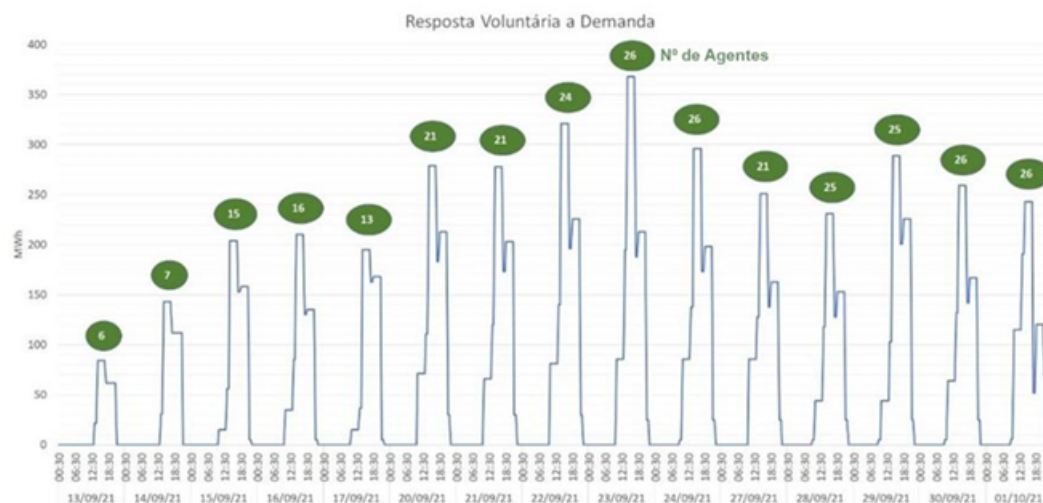
As figuras 11 e 12 apresentam os valores de RVD considerados na programação diária da operação pelo ONS nos meses de setembro e outubro de 2021, respectivamente, demonstrando o número de agentes envolvidos e o montante de redução. Esses dados demonstram a contribuição efetiva das ofertas de RVD para o atendimento da demanda elétrica em cada um desses meses.

Durante esses meses foi observada uma redução total de consumo de 28,8 GWh, sendo 15,8 GWh em setembro somente no submercado sudeste/centro-oeste e 5,4 GWh em outubro. Na Tabela 3 pode-se observar a redução de consumo discretizado por mês e

Figura 11 – Ofertas aprovadas pelo ONS em setembro (13 a 30/09)

Ordenadas: MWh

Verde: Número de agentes envolvidos



Fonte: (ONS, 2022b)

submercado. De acordo com a CCEE, nesses meses os impactos financeiros das ofertas de RVD totalizaram R\$26,1 milhões em ESS.

Tabela 3 – Montantes de RVD em MWh por submercado e por mês

Mês	SE/CO	S	NE	N
Setembro	15.772	3.772	1.568	100
Outubro	5.417	935	1.209	60

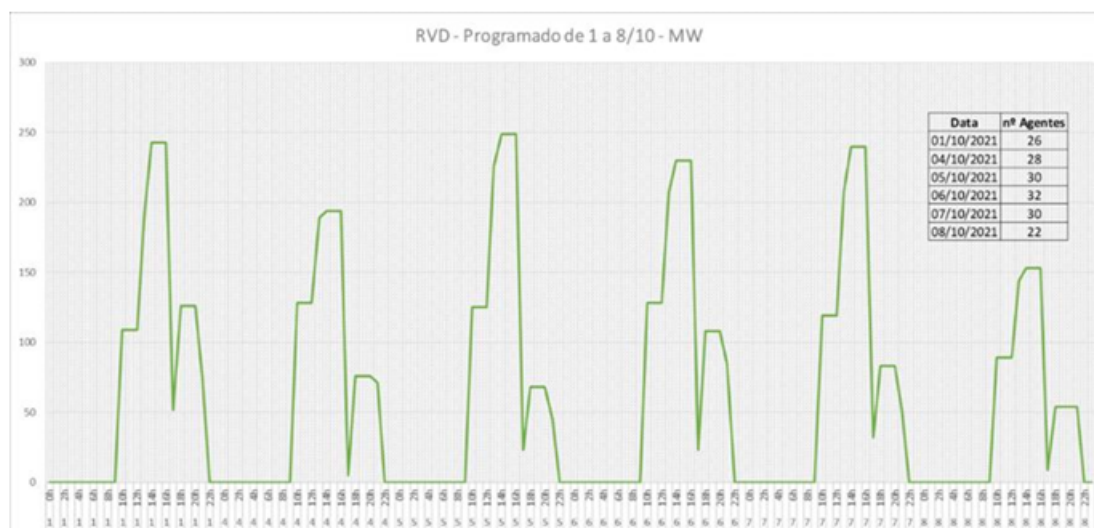
Fonte: (ONS, 2022b)

Na perspectiva do ONS, o mecanismo de RVD, juntamente com outras medidas emergenciais adotadas pelo CMSE, contribuiu para superar com sucesso o período de crise hídrica, além de promover o aprimoramento do SEB. Além do sinal econômico atrativo proveniente do cenário emergencial, algumas simplificações no processo também facilitaram a adesão ao programa de RVD. Entre essas facilidades estão a dispensa da exigência de CPSA, a eliminação de requisitos de supervisão, controle e comunicação, a evolução da figura do agregador de carga por agentes da CCEE, e a não cobrança por ultrapassagens do uso da rede em casos de compensação, dada a natureza emergencial do programa, tendo em vista que no mecanismo de RVD foi estabelecida uma grade horária que permitia a compensação da demanda durante os períodos de menor consumo. Esses aspectos serviram de base para o aprimoramento do programa piloto de Resposta da Demanda, juntamente com outras propostas regulatórias da ANEEL. Entre essas propostas, destaca-se a possibilidade de participação no processo competitivo, juntamente com usi-

Figura 12 – Ofertas aprovadas pelo ONS em outubro/21 (1 a 8/10)

Ordenadas: MWh

Tabela: Número de agentes envolvidos



Fonte: (ONS, 2022b)

nas termelétricas, na manutenção da reserva de potência operativa (RPO), bem como a criação de produtos com receita fixa pela disponibilidade e receita variável pelo uso do recurso adquirido por meio de leilão anual realizado pelo ONS, além de outros produtos com prazos mais curtos (EPE, 2019).

3.2.3 Programa Estrutural de Resposta da Demanda

A ANEEL, por meio da REN n° 1.040/2022 (ANEEL, 2022b), estabeleceu critérios e condições para o programa de resposta da demanda, que visa considerar a redução de carga dos consumidores habilitados como um recurso adicional para o atendimento ao SIN. O programa, que antes era uma medida emergencial, tornou-se uma estratégia estrutural permanente, contribuindo para a confiabilidade do sistema elétrico e a modicidade tarifária. Agora, ele é uma ferramenta essencial para equilibrar a oferta e a demanda de energia, evitando sobrecargas e garantindo a estabilidade do sistema.

A Tabela 4 apresenta o histórico mensal de montantes de redução contabilizados no programa, por submercado. Já a Tabela 5, apresenta o histórico mensal de ESS associado à RD. Pode-se observar que os meses de outubro, novembro e setembro de 2024 apresentaram os maiores volumes de redução. Já os meses de novembro, setembro e agosto de 2024 apresentaram os maiores valores de encargo associado à RD, ou seja, ofertas com preços mais elevados.

Com o objetivo de esclarecer as diferenças entre os mecanismos de RD por incen-

Tabela 4 – Montante de Redução Mensal, em MWh, do Programa Estrutural de Resposta da Demanda por Submercado

Mês	Sudeste	Sul	Nordeste	Norte	Total
Novembro/2023	697	0	0	0	697
Dezembro/2023	5.340	85	0	0	5.425
Janeiro/2024	1.554	341	624	0	2.519
Fevereiro/2024	0	0	0	0	0
Março/2024	530	0	0	0	530
Abril/2024	605	0	0	0	605
Maio/2024	0	0	0	0	0
Junho/2024	881	0	0	0	881
Julho/2024	7.296	0	1.729	0	9.025
Agosto/2024	9.433	0	861	0	10.294
Setembro/2024	7.906	722	2.611	0	11.240
Outubro/2024	9.613	1.666	4.440	0	15.719
Novembro/2024	9.540	183	406	1.501	11.630
Dezembro/2024	169	0	0	0	169
Total	53.565	2.997	10.671	1.501	68.734

Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (CCEE, 2024c)

tivos no Brasil, o ONS divulgou uma comparação entre os programas. Essa comparação está apresentada na Tabela 6, visando aumentar a transparência sobre esses mecanismos.

A seguir, serão descritas as principais características do programa.

3.2.3.1 Descrição do Programa

A: Participantes

De acordo com as regulamentações atuais, as cargas elegíveis para participar desse mecanismo incluem consumidores livres, parcialmente livres, especiais, autoprodutores e aqueles cujos contratos de compra de energia seguem as diretrizes estabelecidas no artigo 5º da Lei nº 13.182/2015 (REPÚBLICA, 2015). Esses consumidores podem estar conectados à rede de supervisão do ONS ou fora dela, desde que forneçam os dados necessários para o monitoramento do despacho e estejam em conformidade com suas obrigações perante a CCEE.

B: Linha Base

A linha base utilizada para as ofertas de redução de demanda, da mesma forma que no mecanismo de RVD, é estabelecida de acordo com dois critérios: a linha base de dias úteis e a linha base dos sábados.

- **Linha base de dias úteis:** Calculada com base nos dados de consumo dos dias

Tabela 5 – Encargo total associado à RD, em R\$/MWh

Mês	ESS (R\$/MWh)
Novembro/2023	5,94
Dezembro/2023	52,06
Janeiro/2024	38,12
Fevereiro/2024	0,00
Março/2024	10,88
Abril/2024	11,60
Maio/2024	0,00
Junho/2024	2,00
Julho/2024	124,56
Agosto/2024	194,88
Setembro/2024	204,76
Outubro/2024	161,74
Novembro/2024	236,12
Dezembro/2024	4,04
Total	826,96

Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (CCEE, 2024c)

úteis do último mês disponível na data de divulgação.

- **Linha base dos sábados:** Construída com base nos dados de consumo dos sábados dos dois últimos meses disponíveis na data de divulgação.

A linha base é divulgada pela CCEE no mês anterior à redução. Dias com consumo atípico, como feriados nacionais e dias com oferta de redução, são excluídos do cálculo da linha base. A partir da linha base, é determinada a margem superior, que representa a faixa de tolerância da linha base. Durante o período de redução, o consumo pode oscilar entre a linha base e a margem superior sem que haja penalidades. Além disso, durante a grade horária, o consumo deve permanecer abaixo da margem superior estabelecida e não pode ser aumentado de forma a compensar a redução realizada.

Diferentemente do Programa Piloto, a linha base do programa estrutural é divulgada previamente para o consumidor. Além disso, não se adota a banda de tolerância de consumo inferior, e a linha base não é mais calculada semanalmente, onde inicialmente se consideravam os últimos 10 dias e, posteriormente, se atualizava com base na linha base anterior. Essas mudanças proporcionaram uma melhor previsibilidade para o consumidor ao realizar a oferta.

C: Grade Horária do ONS

O ONS deverá definir mensalmente a grade horária para despacho de redução da demanda. Sendo o foco do programa de atendimento à demanda horária do SIN, a

Tabela 6 – Comparativo entre os programas

Características	Piloto ANEEL	RVD	Programa estrutural
Necessidade de CPSA	Sim	Não	Não
Atendimento aos Requisitos de Supervisão, Comunicação e Controle	Sim	Não	Não
Permite Agregador	Sim	Sim	Sim
Tipo de produto	Recurso alternativo ao despacho Termelétrico fora da Ordem de Mérito	Recurso Adicional ao SIN	Recurso Adicional ao SIN
Duração dos Produtos	1,2,3,4 e 7h	Dois produtos de 4h e Dois produtos de 7h	Produtos de 4h até 17h, conforme grade horária divulgada pelo ONS
Abrangência	Consumidores livres conectados à Rede de Supervisão do ONS	Consumidores livres conectados ao SIN	Consumidores livres conectados ao SIN
Validação	Para o dia seguinte/intradiária	Para o dia seguinte	Para o dia seguinte
Periodicidade Ofertas	Semana seguinte	Mês seguinte	Semana seguinte
Oferta mínima	5 MW médio	5 MW	5 MW
Formação de Preço	Não	Não	Não
Data Limite Oferta	Penúltimo dia útil da semana até às 12h	Último dia útil da semana operativa anterior ao PMO até às 11h	Quinta-feira até às 12h
Regulamentação	REN ANEEL n° 792/2017	Portaria MME n° 22/2021	REN ANEEL n° 1.040/2022
Grade Horária	Mês seguinte	6 meses à frente	1 mês à frente
Linha Base	Histórico de 10 dias de consumo do mesmo dia da semana com exclusão de dias atípicos	Média dos dias úteis do último mês contabilizado (3 meses anterior ao consumo)	Média dos dias úteis do último mês contabilizado (3 meses anterior ao consumo)
Linha Base para Agregadores	Conceito simplificado Linha base individualizada	Perfil CCEE com cargas agregadas	Soma das linhas bases individuais das cargas agregadas
Penalidade	Excluir o consumidor que descumprir a entrega de três produtos despachados	Exclusão das ofertas do Agente após o não atendimento a 7 eventos mensais	Exclusão das ofertas do Agente após o não atendimento a 7 eventos mensais
Sistema para Ofertas	Sistema Web Programação Diária da Produção (PDPw)	Plataforma de Oferta (SINTEGRE)	Plataforma de Oferta (SINTEGRE)
Aprovação	ONS	CMSE e ONS (Ofertas inferiores a um mês)	ONS
Vigência	Até 27 de junho de 2022. Não vigente	Até 30 de abril de 2022. Não vigente	Desde 1° de outubro de 2022. Vigente

Fonte: Adaptado de (ONS, 2022a)

grade horária mensal constitui-se, para cada dia do mês, do período horário em que há maior probabilidade para o despacho de redução de consumo, em função não somente do comportamento da carga no SIN, mas também das fontes intermitentes de energia, principalmente a eólica e solares.

A oferta de redução de demanda no programa estrutural de resposta da demanda varia de acordo com os horários e submercados, não sendo permitidas ofertas para domingos e feriados nacionais. A janela de horários em que é permitido fazer ofertas de redução são divulgados pelo ONS mensalmente para cada submercado. A oferta é feita para um produto em horas estabelecidas pelo ONS atendendo ao mínimo de 4 horas de redução. O deslocamento do consumo pode ocorrer fora dos horários específicos dos produtos. O ONS divulga mensalmente as horas em que a compensação com aumento de consumo será permitida. Caso haja deslocamento de carga durante o dia da oferta para horas não permitidas, o montante contabilizado como atendimento à oferta será reduzido proporcionalmente, de forma uniforme ao longo das horas do produto. É importante observar que a participação do agregador não afeta o processo de verificação do atendimento do produto, deslocamento de carga ou montante reduzido.

D: Características da Oferta

As ofertas de redução de consumo são submetidas ao ONS, que tem a prerrogativa de aceitá-las ou não, dependendo da confirmação do agente ofertante. Essas ofertas têm uma duração horária que varia de quatro a dezessete horas, com lotes de volume mínimo de 5 MW, e são discretizadas em incrementos de 1 MW. O preço é expresso em R\$/MWh e as ofertas são associadas a um dia da semana e a um submercado específico.

No sistema, os agentes têm a possibilidade de realizar múltiplas ofertas, desde que sejam feitas em dias diferentes da semana, com quantidades reduzidas e preços ofertados. É importante observar que não é permitido que as ofertas coincidam no mesmo horário e dia da semana para a mesma unidade consumidora. Porém, agregadores podem ofertar no mesmo horário e dia, desde que não haja coincidência entre as ofertas das cargas que representam.

O PRD tem uma periodicidade semanal, diferentemente do mecanismo de RVD que tinha uma periodicidade mensal. O processo de oferta requer que os interessados realizem suas ofertas até às 12h de quinta-feira para a semana operativa seguinte e confirmem a oferta até às 10h do dia anterior ao despacho da redução. O ONS aceitará e incluirá as ofertas na programação até às 23h do dia correspondente. O agente participante deverá verificar o aceite ou a rejeição da oferta pelo ONS por meio da plataforma. No dia da operação, o agente realizará a redução de acordo com a oferta, e essa informação será registrada no SINtegre. Após essa etapa, a CCEE fará a apuração e liquidação da operação em questão.

A aprovação das ofertas pelo ONS acontece na etapa pós-Dessem. Vale ressaltar que não é necessário formalizar contratos para oficializar as ofertas de redução de demanda.

E: Agregador

Para ampliar a eficácia do mecanismo de Resposta da Demanda, foi introduzida a figura do agregador. O agregador atua como representante das cargas apenas no contexto da RD, sem afetar outras áreas da comercialização. Ele é responsável por oferecer reduções de consumo em nome das cargas que representa.

O agregador é reconhecido como um agente da CCEE e deve cumprir suas obrigações financeiras junto à CCEE. Para a RD, o agregador cria um perfil exclusivo no qual todas as cargas que representa são modeladas, exclusivamente para fins de RD, após obter a autorização dos proprietários dessas cargas. É importante destacar que os efeitos desse perfil do agregador se aplicam exclusivamente ao mecanismo de Resposta da Demanda.

F: Retorno Econômico

O retorno econômico do consumidor é calculado multiplicando-se o preço da oferta pela redução efetiva. O montante da oferta que exceder o PLD é pago aos agentes auto representados e agregadores por meio dos encargos do serviço do sistema. Qualquer valor remanescente da oferta contido no PLD é liquidado no mercado de curto prazo.

G: Penalização

A oferta é considerada como atendida quando a redução realizada é pelo menos 80% da redução ofertada. Como medida de penalização, está previsto que o sétimo não atendimento de um consumidor em um mesmo mês resulte na sua suspensão do programa por um período, determinado pelo ONS, de 3 meses. Da mesma forma, caso um agregador acumule sete não atendimentos, ele também será suspenso do programa, independentemente das cargas que estavam envolvidas nos produtos não atendidos. Além disso, caso seja verificado o deslocamento do consumo dentro da janela definida pelo ONS, o valor que exceder a linha base é reduzido de forma flat nas horas em que o produto foi atendido como forma de penalidade. A compensação diária da energia pode ser realizada em qualquer período fora da grade horária ofertada pelo ONS. Vale ressaltar que caso haja duas janelas de redução definidas pelo ONS para um mesmo dia e o consumidor realizar oferta para somente uma janela, o consumo não pode ser deslocado para a janela em que ele não realizou ofertas. A comprovação é realizada utilizando-se a linha base.

3.2.3.2 Implementação do PRD na Programação Diária da Operação

No âmbito do Grupo de Trabalho (GT) PMO (Programa Mensal da Operação Energética)/PLD (ONS, 2024a), foi estudada a implementação das ofertas de redução de demanda no modelo DESSEM como recurso despachável na Programação Diária da

Operação. O objetivo é otimizar o despacho e reduzir o custo total de operação do sistema elétrico.

Para avaliar a viabilidade dessa implementação, foram conduzidas simulações no modelo DESSEM, utilizando casos reais fornecidos pelo ONS. Nessas simulações, as RDs foram representadas como térmicas fictícias, com a redução de demanda e a remuneração associadas à geração da térmica fictícia e ao seu CVU, respectivamente. A inclusão de restrições de unit commitment no estudo visou proporcionar uma caracterização mais realista das RDs. Além disso, o modelo de otimização também contemplou a figura do agregador de carga.

Em 21 de setembro de 2023, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 36/2023 (ANEEL, 2023a) para recolher propostas e opiniões dos agentes sobre a inclusão a Resposta da Demanda nos modelos de otimização eletroenergética utilizados na operação do sistema e na formação de preços. O objetivo era que a representação do programa de Resposta da Demanda fosse incluída nos modelos a partir de 1º de janeiro de 2024.

O relatório elaborado pelo GT/RD (PMO/PLD, 2023) detalhou como seria a inclusão das ofertas no modelo computacional, apresentou os resultados de testes e indicou os aspectos regulatórios que necessitavam de alteração. Para avaliar a proposta, foram criados casos testes metodológicos e realizadas simulações. Os testes foram baseados nas ofertas geradas para o mecanismo de Redução Voluntária da Demanda de 2021 e nos decks criados para a operação também em 2021 devido a volatilidade do PLD. Foram considerados dois cenários. No Cenário 1, com o deck DESSEM de 03/07/2021, o CMO foi originalmente de R\$ 810/MWh. Houve 4 ofertas de RD, sendo uma em cada submercado, no montante de 1200 MW, preço de R\$ 600/MWh e duração de 6 horas (16:30 às 22:30). No Cenário 2, as ofertas de RD foram acionadas, conforme mostrado na Tabela 7, com preços variando entre R\$ 700/MWh e R\$ 1.600/MWh, enquanto o CMO originalmente foi superior a R\$ 2.000/MWh na maior parte do tempo, sendo benéfico o acionamento das ofertas.

Tabela 7 – Relação entre os decks e as datas das ofertas empregadas

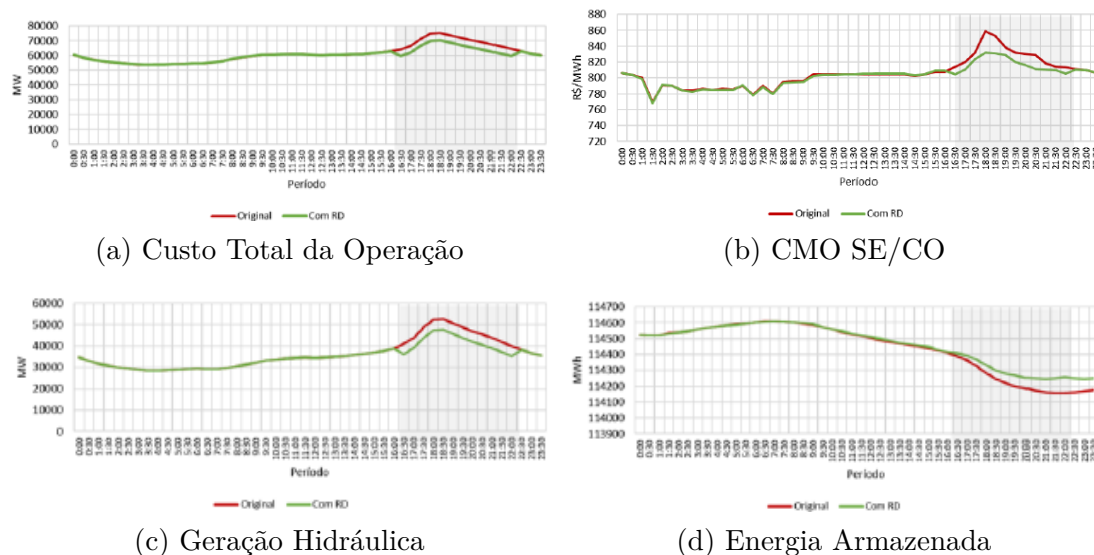
Data do Deck	Data da Oferta de RD	Número de Ofertas	Montante Total no Cenário 2 (MW)
02/08/2021	04/10/2021	28	265
03/08/2021	05/10/2021	30	294
04/08/2021	06/10/2021	32	315
05/08/2021	07/10/2021	30	291
06/08/2021	08/10/2021	22	198

Fonte: (PMO/PLD, 2023)

Como resultado do cenário 1, houve a redução do custo total de operação, do CMO, da geração hidráulica, aumento da energia armazenada e não houve alteração na geração eólica, solar e térmica, pois a redução da carga não foi suficiente para tirar do mérito usinas térmicas. Os resultados podem ser vistos na Figura 13. No cenário 2,

devido à baixa representatividade das ofertas (menos de 0,5% da demanda total do SIN), a operação dos submercados não foi alterada significativamente.

Figura 13 – Resultados Cenário 1



Fonte: (PMO/PLD, 2023)

Apesar das simulações apresentarem resultados satisfatórios, foram destacadas algumas dificuldades e pontos para acompanhamento:

- **Representação da Oferta do Agregador** Os agregadores congregam ofertas de unidades consumidoras conectadas em diferentes barramentos dentro de um submercado. Para uma representação fidedigna, as ofertas deveriam ser representadas em mais de uma unidade térmica, porém não há funcionalidade no DESSEM que vincule a operação de duas ou mais unidades térmicas. Além disso, o GT/RD identificou que a representação da oferta de um agregador em múltiplas unidades ocasionaria o aumento excessivo de variáveis inteiras no problema de otimização, o que ocasionaria um aumento significativo no tempo de processamento. Assim, a solução encontrada foi representar a oferta do agregador em uma única barra, a ser definida pela Programação Diária da Operação, com base nas barras e montantes declarados para oferta.
- **Limitação no Número de Ofertas/Usinas** A versão 19.0.44, que entrou em uso no dia 14 de fevereiro de 2023, que deve também suportar a inserção das ofertas de demanda, possui as seguintes dimensões para as usinas e unidades térmicas:
 - Número máximo de usinas térmicas: 300 (aproximadamente 95 em uso, folga de aproximadamente 205 para RD sem considerar expansão térmica)
 - Número máximo de unidades térmicas: 600 (aproximadamente 425 em uso, aproximadamente 175 para RD sem considerar a expansão térmica)

- Número máximo de unidades térmicas em cada usina térmica: 200

Esses valores devem ser monitorados e, em caso de aumento de ofertas, solicitar ao Cepel, desenvolvedor do modelo DESSEM, o aumento dessas dimensões.

As contribuições recebidas na Consulta Pública nº 36/2023 refletem as preocupações e sugestões dos agentes do setor elétrico para aprimorar a representação do PRD nos modelos de otimização eletroenergética utilizados na operação do sistema e formação de preços. A Tabela 8 apresenta as principais contribuições de cada entidade participante. Integrar as RDs no modelo Dessem representa um avanço crucial na gestão da demanda e na utilização eficiente dos recursos energéticos. Esses estudos são fundamentais para desenvolver políticas e estratégias que incentivem a participação ativa dos consumidores no mercado de energia, promovendo a sustentabilidade e a eficiência energética.

3.2.4 Sandbox Regulatório - Resposta da Demanda por Disponibilidade

Atualmente, dois programas estão em operação no Brasil: PRD Estrutural e RD por Disponibilidade, conforme a Resolução Normativa nº 1.040/2022 (ANEEL, 2022b) e a Resolução Autorizativa (REA) nº 12.600/2022 (ANEEL, 2022a), sendo o produto disponibilidade prioritário. O sandbox regulatório, um projeto piloto para o produto por disponibilidade, inicialmente teria duração de dois anos, mas em fevereiro de 2024, o ONS solicitou a extensão da vigência de 1º de outubro de 2024 para 31 de dezembro de 2026. A principal diferença para o programa estrutural é que o consumidor será remunerado por estar disponível, sendo mais emergencial, enquanto o estrutural visa a integração ao DESSEM.

Em 21 de junho de 2024, o ONS abriu a consulta externa referente à Nota Técnica NT-ONS DGL 0049/2024 (ONS, 2024e), com o objetivo de coletar contribuições dos agentes para aprimorar o mecanismo competitivo de resposta da demanda. Diversas entidades participaram da consulta pública, apresentando sugestões e justificativas para a melhoria do mecanismo proposto, as principais propostas são mostradas na Tabela 9. A participação de agregadores foi mantida com a exigência de oferta mínima de 5 MW. Dentre as contribuições apresentadas pelos agentes, algumas foram aceitas integralmente, enquanto outras foram rejeitadas ou aceitas parcialmente. Foram aceitas a criação de um produto único com duração de 4 horas, a limitação do número de acionamentos a um máximo de 4 por mês e a mudança na unidade de oferta no leilão de R\$/MWh para R\$/MW. Algumas contribuições foram aceitas parcialmente, como a coexistência da RD Disponibilidade com o Programa Estrutural de RD, que foi aprovada com a condição de que o primeiro tenha prioridade sobre o segundo, e a proposta de ajuste na fórmula da remuneração fixa, que foi modificada, mas sem atender integralmente à sugestão dos agentes. No entanto, propostas como a permissão para agregadores alterarem suas carteiras ao longo

Tabela 8 – Contribuições e Agentes da Consulta Pública nº 36/2023

Contribuição	Agente
Sugere maior transparência nas informações sobre as ofertas realizadas por todos os agentes para evitar práticas de manipulação de mercado.	ABRACE, EDP
Apoia a modelagem das ofertas de RD como usinas térmicas fictícias, destacando a simplicidade e abrangência dessa abordagem.	ABRACE
Critica a consideração da RD agregada em uma única barra, pois isso pode afetar o cálculo dos fluxos de potência nas linhas.	ABRAGE, Copel, Eletrobras
Propõe um cronograma de revisões e aprimoramentos para desenvolver a representação das ofertas de forma individualizada e por barramento.	EDP
Recomenda uma reformulação para evitar horários estendidos de fechamento da programação.	ABRAGE
Sugere que a programação poderia ocorrer no dia D-2, alternativamente ao dia D-1, para evitar atrasos.	Eletrobras
Aponta que a representação da RD no modelo DESSEM pode aumentar a complexidade e o tempo de processamento, ativando contingências.	CEMIG, CPFL
Propõe a reavaliação da janela de execução do modelo DESSEM para otimizar o tempo computacional.	CEMIG
Sugere uma nova análise dos valores limites para o PLD, pois podem afetar a RD de maneira indesejada.	Copel
Destaca a necessidade de mecanismos para verificar se os agentes cumpriram suas ofertas e aplicar penalidades em caso de descumprimento.	CPFL, EDP
Destaca o risco de distorção que a RD ofertada por agregadores pode trazer ao modelo se representada de forma concentrada.	Enel
Recomenda a celeridade no desenvolvimento do produto de RD com pagamento por disponibilidade para evitar custos elevados em situações de emergência.	Enel

Fonte: Elaboração própria com base nos dados: ([ANEEL, 2023b](#))

do programa, a exclusão de penalizações para agregadores que ajustam suas carteiras e a divulgação dos custos de rampas (curvas) de acionamento das unidades térmicas, que estão disponíveis apenas em documento do ONS ou nos arquivos do modelo DESSEM em formato próprio, foram rejeitadas sob justificativas operacionais e regulatórias.

As principais características do programa de Disponibilidade são descritas abaixo:

- **Tipo de recurso:** Disponibilidade de redução de demanda para atendimento à ponta.

Tabela 9 – Sugestões dos agentes na Consulta Externa do ONS sobre o Procedimento Competitivo de RD por Disponibilidade

Sugestão	Agente
Incluir a opção de os consumidores se declararem indisponíveis para o dia seguinte após um despacho, sem penalidade.	ABRACE
Limitação do número de acionamentos a um máximo de 4 por mês.	ABRACE, Enel, ABI-APE
Permitir a coexistência do Produto RD-Disponibilidade com o Programa Estrutural de RD.	Eletrobrás, ABRACE
Permitir que agregadores modifiquem a composição de suas carteiras ao longo do programa.	Enel
Ajuste na fórmula da remuneração fixa para considerar todas as horas de disponibilidade.	Enel, ABI-APE
Alteração da unidade de oferta no leilão de R\$/MWh para R\$/MW.	ABI-APE
Criação de um produto único com duração de 4 horas para maior flexibilidade dos consumidores.	ABRACE, Enel
Redução do limite de oferta mínima de 5 MW para 1 MW.	Enel
Excluir penalizações para agregadores que ajustam carteiras de consumidores ao longo do contrato.	Enel
Divulgação dos custos de rampa de acionamento de usinas termelétricas para facilitar participação no mecanismo.	Enel
Participação da Resposta da Demanda em leilão de capacidade.	Enel

Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (ONS, 2024b)

- **Periodicidade:** Não há periodicidade definida; a ativação ocorre conforme a necessidade sistêmica indicada nos estudos realizados pelo ONS.
- **Preço-teto:** Limite orçamentário, ou seja, a receita disponível para o programa, determinada conforme a metodologia do ONS.
- **Tipo de mecanismo:** Leilão de Compra, dividido em lotes que podem ter preços e quantidades de referência alteradas entre as rodadas. O critério de escolha do vencedor é a apresentação do menor valor pela disponibilidade de redução da demanda.
- **Precificação:** Pagamento conforme ofertado (*pay-as-bid*).

- **Remuneração:** Composta por uma receita fixa, determinada pelo produto entre o montante contratado e o preço aceito no leilão. A receita fixa mensal é calculada pela divisão da receita total pelo número de meses do contrato. Além disso, há uma parcela variável, correspondente ao pagamento pelo despacho efetivo quando há acionamento, sendo calculada pelo produto entre a energia efetivamente reduzida e a diferença positiva entre o PLD e o preço contratado no leilão. Dessa forma, se o PLD for maior que o preço contratado no leilão, o participante recebe um valor adicional pelo despacho. Caso contrário, não há pagamento adicional.
- **Contrato RD/Vigência:** Necessário contrato. A vigência foi postergada pela ANEEL, valendo de 01/10/2024 a 31/12/2026.
- **Produto:** Especificamente para os dias úteis, com 4 horas de duração conforme grade horária pré-definida:
 - Sul, Sudeste e Nordeste: 18h - 22h
 - Norte: 20h - 24h
- **Oferta mínima e máxima:** 5 MW a 100 MW, respectivamente (valores inteiros).
- **Nº de ofertas por unidade consumidora:**
 - Uma carga não poderá participar simultaneamente de mais de uma oferta, e todas as cargas de uma oferta devem estar no mesmo submercado.
 - Com a contratação efetivada, serão realizados 16 acionamentos durante a vigência do contrato, considerando que todos os acionamentos contratados serão despachados. Não existe valor mínimo mensal de despacho, porém há um máximo de 4 acionamentos por mês.
- **Antecedência do Despacho:** Todos os agentes se declaram como disponíveis e, no caso de indisponibilidade, deverão declará-la no dia anterior (D-1) à redução até as 10h. O acionamento do ONS ocorrerá até as 23h do D-1.
- **Modelo do Despacho/Preço:** Não será considerado no modelo de despacho, apenas na etapa pós-DESSEM.
- **Interação entre os Programas:** Prioritário em relação ao Programa Estrutural, ou seja, só serão abertas ofertas no programa estrutural quando toda a contratação no programa de disponibilidade for feita.
- **Quantidade a ser contratada:** Não será divulgada, mas será um percentual da carga do SIN. O objetivo é estimular a competição entre os agentes.

- **Penalidade/Suspensão:** Glosa da receita fixa, multa em caso de não entrega ou indisponibilidade e suspensão da participação em mecanismos futuros.

As penalidades aplicáveis incluem:

- Indisponibilidade declarada pelo participante (diariamente).
- Descumprimento da entrega do produto (redução inferior à oferta).
- Não atendimento a todos acionamentos contratados e despachados, que incorrerá na suspensão do participante em mecanismo competitivo futuro.

A receita final do participante é reduzida pelas penalidades por indisponibilidade e não atendimento que são calculadas por dois fatores 3.1 e 3.2.

$$\text{Fator de Indisponibilidade} = \exp \left(\min \left(1, \frac{\text{Dias Indisponível}}{\text{Dias Úteis}} \right) \right) - 1 \quad (3.1)$$

$$\text{Fator de Não-Entrega} = \frac{\sum_{\text{horas}} \exp \left(\min \left(1, \frac{\text{Oferta} - \text{Redução}}{\text{Oferta}} \right) \right) - 1}{\text{Máximo Acionamento Mensal}} \quad (3.2)$$

Participantes inadimplentes serão considerados indisponíveis até regularização, e a falta de atendimento durante o período do sandbox pode resultar em suspensão de futuras rodadas.

3.2.4.1 Procedimento Competitivo

Com o Sandbox de RD de Disponibilidade, houve um procedimento competitivo para que agentes participantes possam reduzir a demanda no dia 15/10/2024. O ONS contratou uma disponibilidade de 93 MW para o período de 4 horas (das 18h às 22h) em dias úteis, com vigência de 1º de novembro de 2024 a 31 de janeiro de 2025. Durante esse período, poderiam ser realizados quatro despachos mensais. O certame resultou em um deságio máximo de até 14,4% sobre o preço-teto de R\$ 70.000/MW do mecanismo de Resposta da Demanda. Todos os vencedores são do setor de Metalurgia e Produtos de Metal, conforme a classificação da CCEE.

Na Tabela 10 pode-se verificar o resultado por agente vencedor, incluindo preço e montante contratados, todos para o submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Os vencedores têm sua receita total proporcionalizada em dias úteis e apurada de forma mensal durante a vigência do contrato. A apuração é realizada com base na disponibilidade contratada e no atendimento aos despachos, podendo resultar em penalidades à receita mensal caso o agente não atenda aos compromissos contratados.

Tabela 10 – Resultados do procedimento competitivo Sandbox RD

Agente	Preço (R\$)	Montante (MW)
Gerdau Aços Longos	59.904	40
Maringá Ferro Liga	60.000	8
Rima	62.380	25
Gerdau Ouro Branco	64.296	20

Fonte: (ONS, 2024f)

3.3 Considerações Finais

A análise do histórico dos programas de RD, destacando sua trajetória e os avanços regulatórios ao longo do tempo, evidencia a evolução e o potencial dessas iniciativas no contexto brasileiro. Neste capítulo foram abordados os programas baseados em preços, como a Estrutura Tarifária Horo-Sazonal e a Tarifa Branca, e aqueles fundamentados em incentivos, incluindo o Programa Piloto de RD, o Mecanismo de Redução Voluntária da Demanda e o Programa Estrutural de RD. Além disso, foi discutida a introdução do sandbox regulatório como uma estratégia para testar novos modelos e ampliar a participação dos consumidores no conceito de disponibilidade. A partir dessa revisão, observa-se que a implementação da RD no Brasil ainda enfrenta desafios regulatórios e operacionais, mas apresenta um grande potencial para aprimorar a confiabilidade do sistema elétrico, reduzir custos e estimular um consumo mais consciente e sustentável.

4 Estratégia de Oferta no Programa de Resposta da Demanda

Neste capítulo, será apresentada a metodologia para definição da estratégia de oferta dos participantes do PRD. Será realizada uma análise exploratória do comportamento do PLD e dos principais fatores que influenciam sua variação.

4.1 Descrição Geral da Estratégia

A análise proposta está relacionada ao programa estrutural de resposta da demanda em andamento no Brasil descrito na seção 3.2.3 e adota o ponto de vista do consumidor que participa do programa. A análise do potencial de redução de demanda deve abranger diferentes cenários possíveis e pode ser descrita em etapas, como ilustrado na Figura 14, respeitando o cronograma descrito na Figura 15. A grade horária e a linha base são publicadas pelo ONS e pela CCEE, respectivamente, no mês anterior a redução. Inicialmente, o consumo e os preços de curto prazo para a próxima semana (semana da oferta) são previstos, com base em dados históricos e nas principais variáveis que afetam o preço. Em seguida, é estimado um preço de oferta para a grade horária, e o retorno econômico esperado é calculado. No dia anterior, a oferta é reavaliada considerando novas informações disponíveis: PLDs horários do modelo DESSEM, consumo, ENA, armazenamento e carga do SIN. Por fim, após a operação, se as ofertas forem aceitas, eventuais penalidades devem ser calculadas.

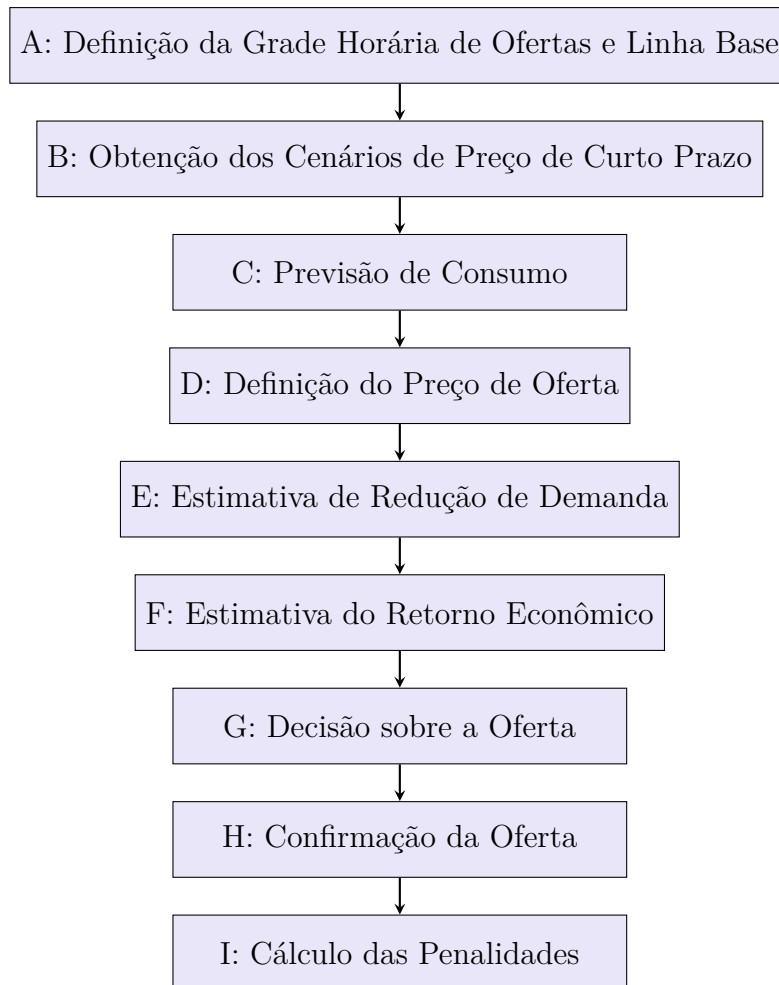
- **A: Grade Horária para Ofertas e Linha Base**

A grade horária para as ofertas e linha base são parâmetros de entrada. O ONS define mensalmente a grade horária para cada um dos quatro submercados, para dias úteis e sábados. Elas indicam os intervalos de tempo para o despacho de reduções de demanda e são estimadas considerando perfis de carga do SIN e o desempenho da geração hidrelétrica, eólica e fotovoltaica. O eventual deslocamento de consumo, caso necessário, pode ser feito para qualquer intervalo de tempo fora dessas janelas.

- **B: Cenários de Preço de Curto Prazo**

A informação disponível no momento da oferta (na quinta-feira anterior) é: (i) o PLD semanal do modelo DECOMP publicado pela CCEE toda sexta-feira, com a ressalva de que essa previsão foi feita seis dias antes e (ii) o PLD horário do modelo de despacho DESSEM publicado diariamente pela CCEE, com a ressalva

Figura 14 – Etapas de cálculo e avaliação de ofertas no programa de resposta da demanda



Fonte: Elaboração própria

de que essa previsão foi feita no dia anterior. O resultado dessa etapa são os preços horários previstos para a próxima semana.

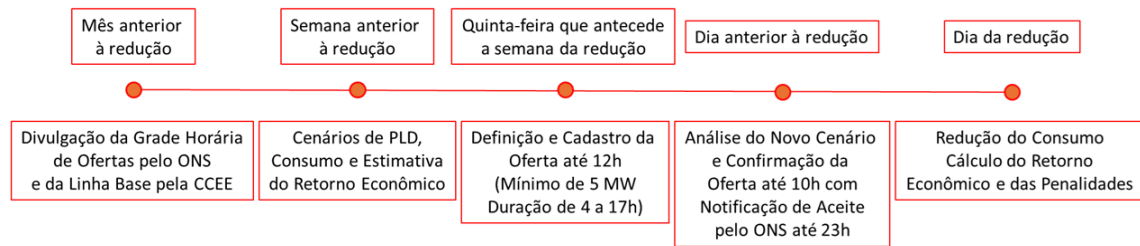
- **C: Previsão de Consumo**

Os consumidores podem considerar qualquer condição especial na previsão de consumo. Pode-se utilizar como base os dados históricos de consumo para se obter valores horários de consumo para a próxima semana. A previsão é feita no momento da oferta, na quinta-feira da semana anterior à redução.

- **D: Definição do Preço de Oferta**

Os cenários atrativos para realizar ofertas de redução são os de PLD elevado. Nesses, a usina marginal é uma usina térmica e o seu CVU se reflete no PLD. O PLD nos modelos de despacho sinaliza a térmica de geração marginal, portanto, um preço de oferta inferior ao PLD previsto tem grandes chances de aceite da oferta, pois

Figura 15 – Cronograma para avaliação de ofertas no programa de resposta da demanda



Fonte: Elaboração própria

o despacho é realizado por meio de modelo de minimização de custos; portanto, o preço de oferta, para ser aceito, deve se tornar o recurso marginal que desloca o gerador marginal originalmente previsto. Deve-se notar que os CVUs das térmicas são conhecidos por todos os agentes. Ao comparar os CVUs das térmicas com o CVU da térmica marginal, é possível definir um preço de oferta conveniente.

- **E: Estimativa de Redução de Demanda**

Para cada hora da grade horária, as possíveis reduções de demanda podem ser calculadas considerando a diferença entre o consumo previsto e a linha base. É muito importante considerar que os pagamentos no programa são contabilizados considerando a redução em relação à linha base. Se o consumo exceder significativamente a linha base durante uma hora específica, pode não ser vantajoso para o consumidor fazer uma oferta. Isso ocorre porque a redução é contabilizada apenas em termos de quanto o consumo fica abaixo da linha base. Se o consumo previsto já for muito superior à linha base, a redução necessária para atingir o nível da linha base não será considerada na oferta, o que pode tornar a oferta menos vantajosa.

- **F: Estimativa de Retorno Econômico**

O retorno econômico é calculado multiplicando o preço da oferta pela quantidade reduzida em relação ao valor da linha base, para cada hora da janela de tempo.

- **G: Decisão sobre a Oferta**

O retorno econômico pode ser calculado para diferentes estratégias de redução de consumo e diferentes cenários de PLD. Comparações podem ser feitas.

- **H: Confirmação da Oferta no Dia Anterior**

Uma vez enviadas as ofertas na plataforma do ONS, elas não podem ser modificadas. No dia anterior, as ofertas devem ser confirmadas até as 10h. Nesse momento, as informações atualizadas sobre consumo, PLD horário do DESSEM, o PLD da semana atual do DECOMP, a ENA, o armazenamento e a carga do SIN realizada

até o dia anterior à confirmação estão disponíveis. Portanto, as ofertas e o retorno econômico podem ser recalculados e comparados com os valores anteriores.

- **I: Cálculo das Penalidades**

Após a operação, e caso as ofertas tenham sido despachadas, penalidades podem ser aplicadas eventualmente caso as reduções de demanda não atendam aos critérios mínimos. A quantidade reduzida (mínimo 80% da oferta) e o deslocamento de consumo são verificados (se houver deslocamento fora da grade horária).

O consumidor deve reduzir pelo menos 80% da quantidade ofertada em cada hora; caso essa meta mínima não seja atingida, não haverá pagamento referente àquela hora. Para identificar deslocamento para janelas não permitidas, compara-se o consumo real com a linha base ao longo do dia da oferta. Se for detectado consumo superior à linha base em horários proibidos, a penalidade é aplicada reduzindo proporcionalmente o volume contabilizado como atendimento da oferta, com essa redução distribuída uniformemente entre as horas do produto atendido.

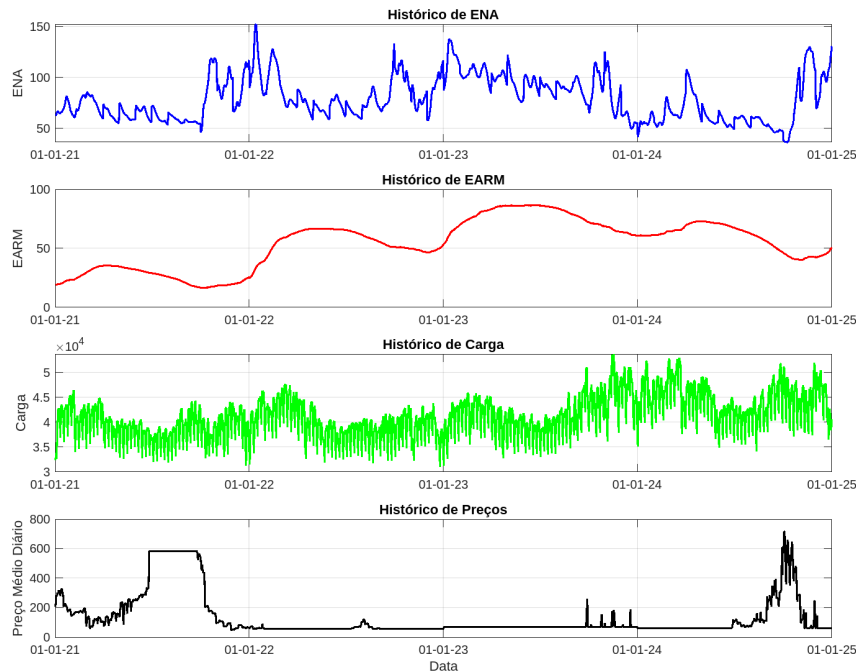
O pseudocódigo utilizado neste trabalho, apresentado no Algoritmo 1, descreve a sequência de etapas principais implementadas para a avaliação de ofertas de redução de consumo. A estrutura considera desde o tratamento dos dados de entrada até a decisão sobre a oferta, sua confirmação no dia anterior e a verificação de penalidades.

4.2 Análise exploratória do comportamento do PLD

Uma análise detalhada dos principais fatores que influenciam o PLD pode revelar informações valiosas sobre a direção futura dos preços. A correlação entre o PLD, a ENA, a Energia Armazenada (EARM) e a Carga de cada submercado é essencial para essa análise, embora represente um desafio devido à multiplicidade de variáveis envolvidas e ao fato de se tratar de um processo não estacionário, cujas propriedades variam ao longo do tempo. A Figura 16 ilustra o histórico dessas variáveis para o submercado Sudeste/Centro-Oeste de janeiro de 2021 a dezembro de 2024, proporcionando uma visão clara das suas inter-relações ao longo do tempo.

A ENA apresentou valores baixos no ano de 2021, refletindo um período de seca que afetou a capacidade de geração hidrelétrica. Nos anos de 2022 e 2023, houve uma recuperação, com a ENA mostrando um comportamento semelhante, com valores elevados no período úmido (geralmente de novembro a abril) e menores no período seco (de maio a outubro). O armazenamento de energia seguiu um padrão semelhante ao da ENA, mas com menos oscilações. A carga do submercado mostrou uma tendência de aumento ao longo do tempo, com flutuações sazonais. O menor valor registrado foi em dezembro de 2022, enquanto o maior valor foi em novembro de 2023. O comportamento da ENA, do

Figura 16 – Histórico de Preço e Variáveis (PLD, ENA, EARM e Carga do submercado Sudeste/Centro-Oeste)



Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (ONS, 2024c)

armazenamento e da carga do submercado ao longo dos anos teve um impacto direto no PLD. Em 2021, os baixos valores da ENA e a alta demanda resultaram em um aumento do PLD, refletindo a escassez de energia e a necessidade de utilizar fontes mais caras. Dessa forma, o PLD se manteve em seu valor máximo estrutural de junho a setembro de 2021. Nos anos de 2022 e 2023, a recuperação da ENA e o aumento do armazenamento ajudaram a estabilizar o PLD, que ficou bastante tempo em seu valor mínimo, com poucas flutuações. Em 2024, o aumento da carga do SIN e a recuperação econômica resultaram em uma maior demanda por energia. No entanto, a expansão da geração distribuída e a melhoria na gestão do armazenamento ajudaram a mitigar aumentos significativos no PLD, embora ainda ocorram picos de PLD bastante elevados num curto intervalo.

As análises foram realizadas considerando o histórico de dados, considerando a média diária, desde janeiro de 2021, os últimos 30 dias de outubro de 2024 e o mês específico de outubro (todo o histórico), nesse caso, escolheu-se o submercado sudeste por ser o mais representativo e o mês de outubro que apresentou maior volatilidade de preços, apesar de não ser o pior do histórico.

As correlações foram calculadas utilizando os coeficientes de correlação de Pearson. A correlação de Pearson mede a força e a direção de uma relação linear entre duas variáveis contínuas. Ela assume que as variáveis são normalmente distribuídas e que a relação entre elas é linear. A fórmula para a correlação de Pearson, para duas sequências

de dados x_i e y_i , é:

$$r = \frac{\sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x_i - \bar{x})^2 \sum (y_i - \bar{y})^2}}$$

Para determinar se um dado valor de correlação pode ser classificado como fraco, moderado ou forte, pode-se utilizar a relação apresentada na Tabela 11.

Tabela 11 – Classificação da Correlação com base no coeficiente de correlação de Pearson

Intervalo da Correlação	Classificação
$ r \geq 0.9$	Correlação Muito Forte
$0.7 \leq r < 0.9$	Correlação Forte
$0.5 \leq r < 0.7$	Correlação Moderada
$0.3 \leq r < 0.5$	Correlação Fraca
$0 \leq r < 0.3$	Correlação Desprezível

Fonte: (MUKAKA, 2012)

A análise das correlações entre o PLD, a ENA, a Energia Armazenada e a Carga de cada submercado permite compreender melhor o comportamento do preço. Essas correlações ajudam a identificar tendências e possíveis direções para onde o preço pode evoluir em determinados contextos operativos. Por exemplo, baixos níveis de armazenamento e redução da ENA geralmente estão associados a preços mais altos, enquanto cargas elevadas também estão associadas ao aumento de preço. Assim, entender essas relações fornece ao consumidor indícios valiosos sobre momentos mais vantajosos para apresentar ofertas de redução de demanda, contribuindo para decisões mais estratégicas e com maior potencial de retorno econômico.

Os resultados da Tabela 12 indicam que a correlação entre os preços e a ENA é negativa em todos os períodos analisados. Já a correlação entre os preços e o armazenamento é negativa no histórico completo e no mês específico de Outubro e positiva nos últimos 30 dias. Dessa forma, quando a ENA e o armazenamento aumentam, os preços tendem a diminuir. No entanto, a intensidade dessa correlação varia de acordo com o período analisado:

- **Histórico Completo:** A correlação entre os preços e a ENA é fraca, enquanto entre os preços e o armazenamento é moderada.
- **Últimos 30 Dias:** A correlação entre os preços e a ENA é forte, enquanto entre os preços e o armazenamento é moderada.
- **Mês Específico (Outubro):** A correlação entre os preços e a ENA é forte, enquanto entre os preços e o armazenamento é fraca.

Nota-se que, no histórico completo, o armazenamento teve maior influência, enquanto nos últimos 30 dias e no mês específico de outubro, a ENA exerceu um impacto mais significativo.

Por outro lado, a correlação entre os preços e a carga apresenta variações; é ligeiramente negativa e desprezível no histórico completo, positiva e forte nos últimos 30 dias, e também positiva, mas sendo moderada no mês específico de Outubro, sugerindo que um aumento na carga do submercado está associado a um aumento nos preços. Na Figura 17, pode-se verificar os gráficos de dispersão.

Tabela 12 – Correlação de Pearson entre preços médios diários e variáveis

Período	ENA	EARM	Carga
Histórico Completo	-0.4051	-0.5535	-0.1022
Últimos 30 Dias	-0.7450	0.6103	0.7201
Mês Específico (Outubro)	-0.8128	-0.4192	0.4043

Fonte: Elaboração própria

A mesma análise foi realizada considerando o CMO, conforme mostrado nas figuras 18 e 19 e na Tabela 13. Pode-se verificar que o CMO médio diário atingiu valores elevados, próximos de R\$ 3.000/MWh, nos meses de agosto e setembro de 2021. Além disso, as correlações com o CMO seguiram o mesmo padrão observado para o PLD. Nos últimos 30 dias, observou-se uma correlação positiva entre o PLD e o armazenamento. Isso ocorreu devido ao aumento da ENA e à priorização da geração hidráulica no início do período úmido, mesmo com os reservatórios ainda em níveis baixos após o período seco. Como a expectativa era de continuidade na elevação da ENA, a estratégia operativa resultou na redução tanto do armazenamento quanto do PLD. Essa dinâmica pode ser observada na Figura 20.

Tabela 13 – Correlação de Pearson entre CMOs médios diários e variáveis

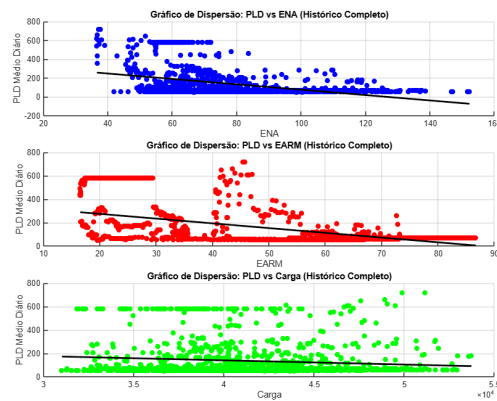
Período	ENA	EARM	Carga
Histórico Completo	-0.3021	-0.4559	-0.1755
Últimos 30 Dias	-0.6431	0.6145	0.7773
Mês Específico (Outubro)	-0.7643	-0.3967	0.4141

Fonte: Elaboração própria

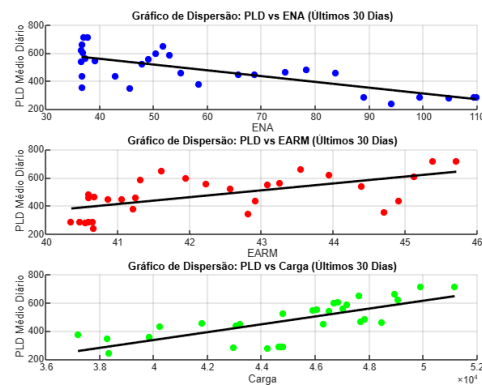
Foi realizada ainda uma análise do comportamento do PLD horário desde janeiro de 2021. A Figura 21 mostra as médias diárias, mensais e anuais dos preços horários para o submercado selecionado.

A Figura 22a mostra o gráfico boxplot do preço médio diário com base no histórico desde janeiro de 2021. Nota-se que de junho a outubro os preços foram mais altos. Pelo histograma da Figura 22b, nota-se que o preço aconteceu mais vezes em torno de R\$

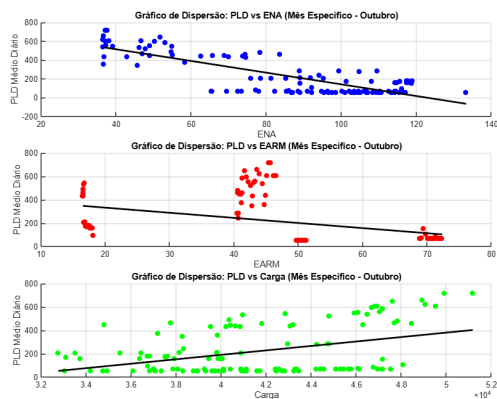
Figura 17 – Gráficos de Dispersão entre preços médios diários e variáveis (ENA, Armazenamento e Carga do Submercado)



(a) Histórico Completo



(b) Últimos 30 Dias



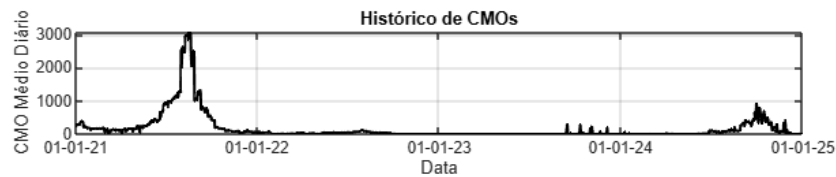
(c) Mês Específico (Outubro)

Fonte: Elaboração própria

50/MWh. Ainda na Figura 22c pode-se verificar a curva de permanência. Nota-se que o preço permanece mais tempo abaixo de R\$ 100/MWh.

Observando o mês de outubro que possui pelo histórico preços médios diários mais elevados, pode-se verificar na Figura 23a o gráfico boxplot do preço médio diário do mês de outubro nos anos de 2021 a 2024. Observa-se que o preço apresentou valores maiores

Figura 18 – Histórico de CMO do submercado Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (ONS, 2024c)

no ano de 2024 próximo do teto devido à seca que afetou o país e valores menores no ano de 2022 próximo do piso devido às boas condições de chuva desse ano, isso demonstra como o preço é impactado pela ENA. Na Figura 23b pode-se verificar o histograma do preço médio histórico diário do mês de outubro. Nota-se que o preço ficou próximo de R\$ 60/MWh devido aos baixos valores de 2022 e 2023. Na Figura 23c pode-se verificar a curva de permanência do preço médio histórico diário do mês de outubro. Houve uma variação significativa nesse caso.

Na Figura 24a mostra o gráfico boxplot do preço horário com base no histórico desde janeiro de 2021. Nota-se que os dias 2 e 3 apresentaram preços mais altos. Pelo histograma da Figura 24b, nota-se que o preço aconteceu mais vezes em torno de R\$ 700/MWh. Ainda na Figura 24c pode-se verificar a curva de permanência. Nota-se que o preço oscilou bastante.

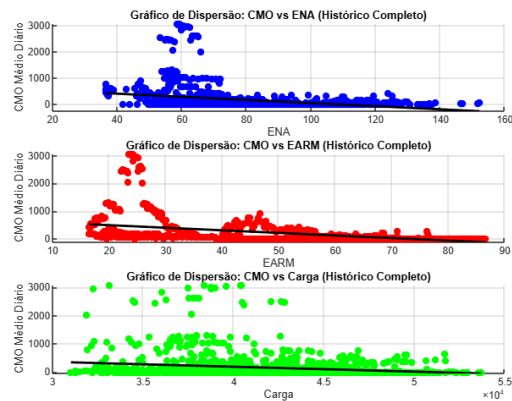
Na Figura 25 pode-se observar a dispersão do preço horário no mês de outubro para os anos de 2021 a 2024. Nota-se que o comportamento em 2021 foi semelhante a 2024 devido à alta volatilidade do preço e que o comportamento de 2022 foi semelhante a 2023 devido à baixa dispersão no preço, valores próximos no mínimo, configurando um cenário desfavorável para a RD.

Pode-se observar que o preço horário possui valores mais elevados na quinta-feira, dessa forma, na Figura 26a pode-se observar a dispersão do preço horários nas quintas-feiras de outubro desde 2021 até 2024. Pelo histograma da Figura 26b, nota-se que o preço aconteceu mais vezes em torno de R\$ 90/MWh. Ainda na Figura 26c pode-se verificar a curva de permanência. Nota-se que o preço oscilou bastante.

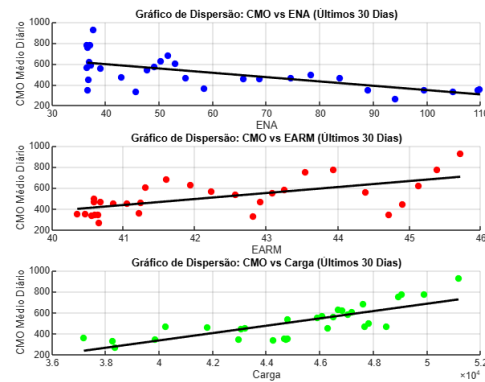
Na Figura 27a pode-se observar a dispersão do preço horário de outubro desde 2021 até 2024 somente das 18:00 às 22:00, que, em geral, é o horário que para o submercado sudeste a grade horária do ONS é estabelecida para realização das ofertas. Pelo histograma da Figura 27b, nota-se que o preço aconteceu mais vezes em torno de R\$ 90/MWh. Ainda na Figura 27c pode-se verificar a curva de permanência. Nota-se que o preço oscilou bastante.

Na Figura 28 pode-se observar a dispersão do preço horário de outubro das 18:00 às 22:00. Essa análise facilita a identificação de padrões e variações ao longo do tempo.

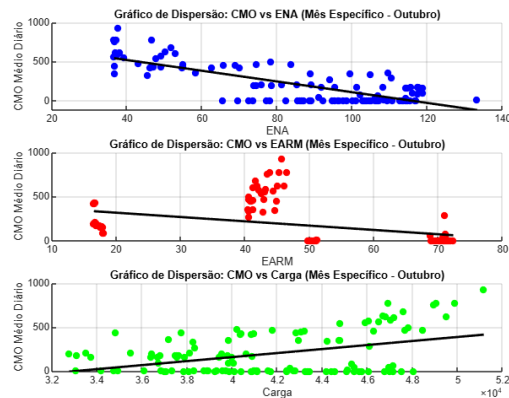
Figura 19 – Gráficos de Dispersão entre CMOs médios diários e variáveis (ENA, Armazenamento e Carga do Submercado)



(a) Histórico Completo



(b) Últimos 30 Dias



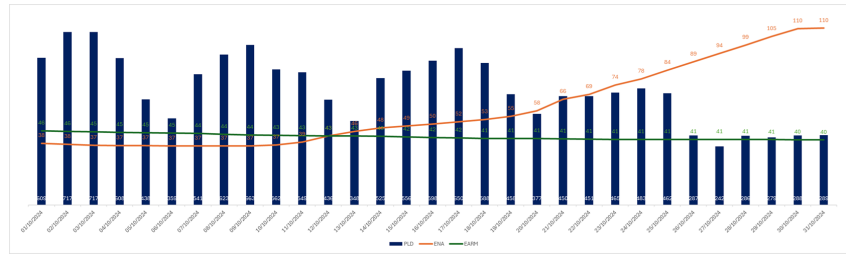
(c) Mês Específico (Outubro)

Fonte: Elaboração própria

As visualizações gráficas ajudam a compreender melhor os dados e a tomar decisões.

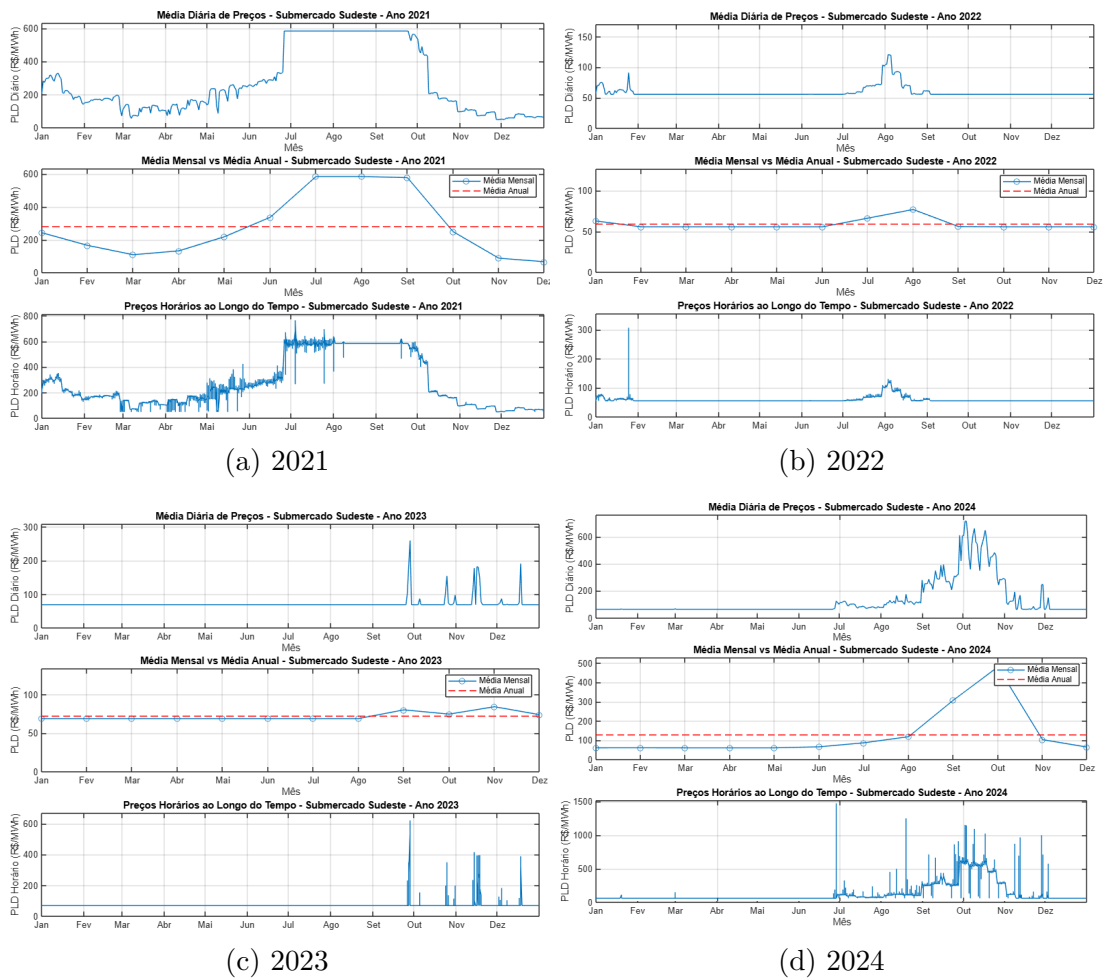
É possível realizar uma análise da probabilidade, com base nos meses de outubro desde 2021 até 2024, do PLD horário ser superior a um preço alvo, que seria o custo de oportunidade do consumidor. Para esse caso, são exibidos os resultados para um preço alvo de R\$ 600/MWh na Tabela 14. Nota-se que quarta, terça e quinta-feira, respectivamente, apresentaram os maiores valores de PLD Horário nesse intervalo.

Figura 20 – PLD Diário (R\$/MWh) x ENA (%) x Armazenamento (%) Últimos 30 Dias



Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (ONS, 2024c)

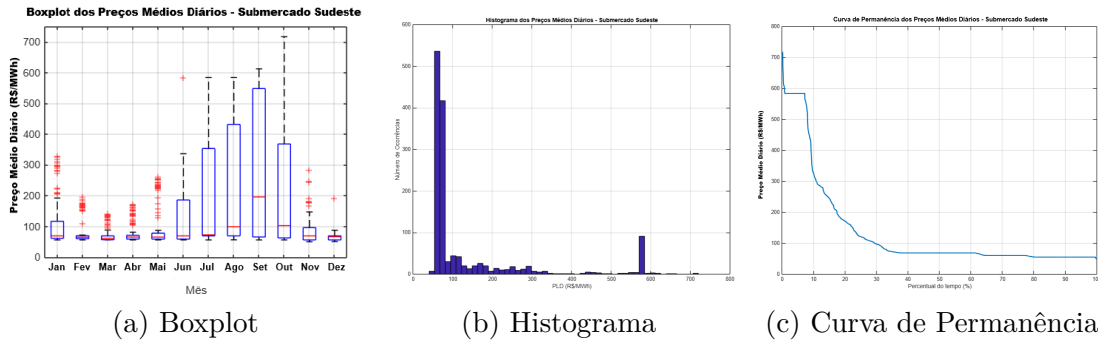
Figura 21 – PLD Sudeste/Centro-Oeste anos 2021 a 2024



Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (CCEE, 2024c)

A probabilidade de o preço ser superior ao preço alvo é calculada dividindo-se o número de ocorrências em que o preço horário foi maior que o preço alvo pelo número total de dias observados para cada dia da semana e hora específica. Inicialmente, verifica-se quantas vezes o preço foi superior ao preço alvo para cada combinação de dia da semana e hora. Em seguida, verifica-se o total de dias para cada dia da semana e hora. A probabilidade é então obtida pela divisão das ocorrências pelo total. Dessa forma,

Figura 22 – Análise do Preço Médio Diário anos 2021 a 2024



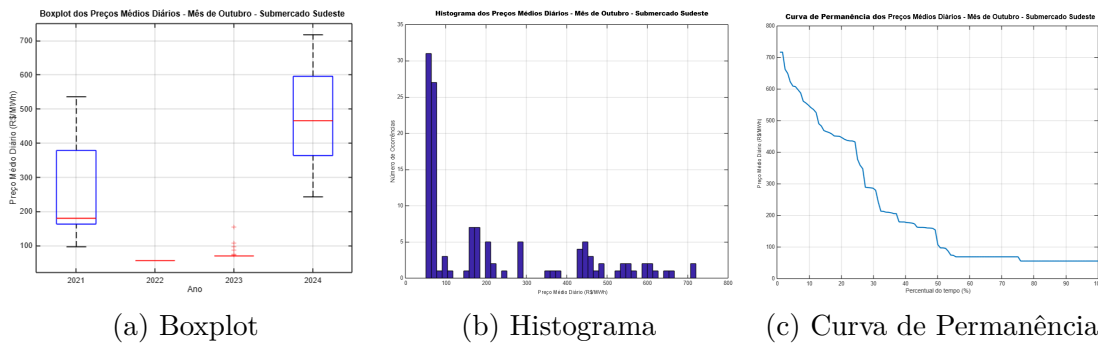
(a) Boxplot

(b) Histograma

(c) Curva de Permanência

Fonte: Elaboração própria

Figura 23 – Análise do Preço Médio Diário do mês de Outubro



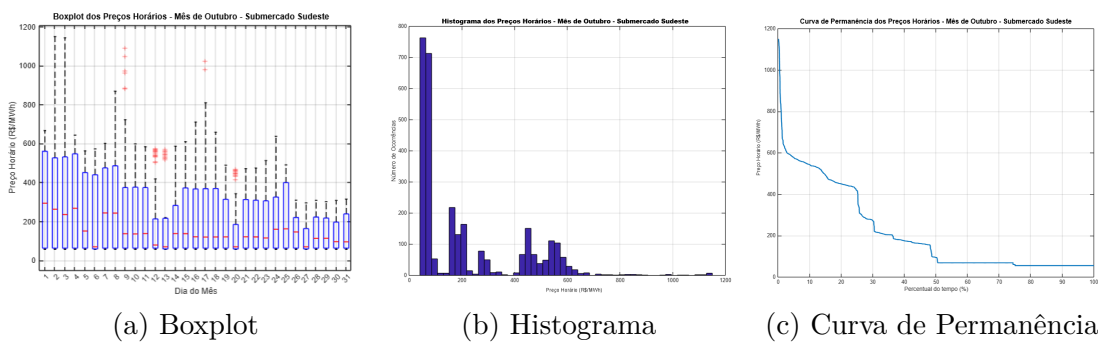
(a) Boxplot

(b) Histograma

(c) Curva de Permanência

Fonte: Elaboração própria

Figura 24 – Análise do Preço Horário anos 2021 a 2024



(a) Boxplot

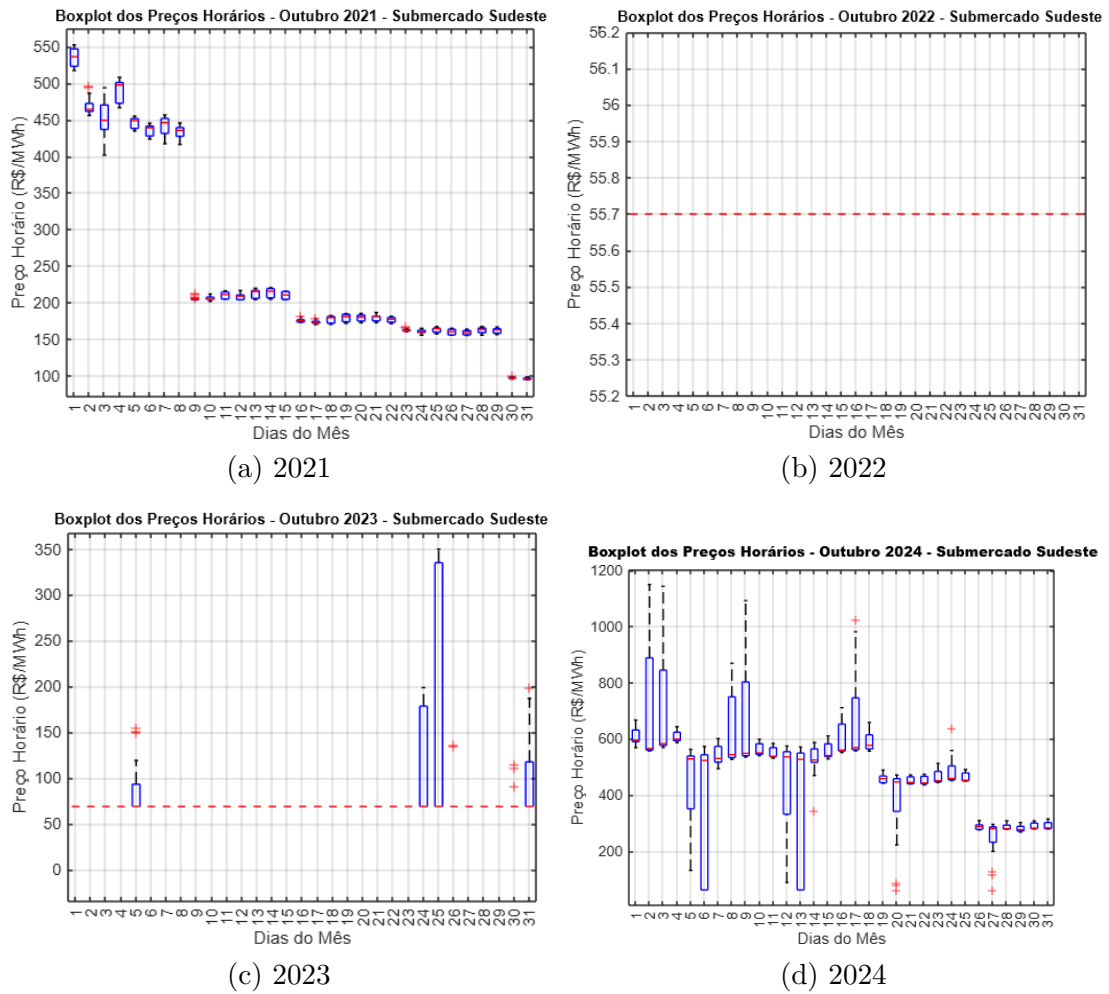
(b) Histograma

(c) Curva de Permanência

Fonte: Elaboração própria

pode-se identificar as horas e dias com maior probabilidade de preços superiores ao custo de oportunidade do consumidor, sendo esses horários mais vantajosos para se realizar a oferta.

Figura 25 – Boxplot PLD Sudeste/Centro-Oeste anos 2021 a 2024



Fonte: Elaboração própria

Tabela 14 – Frequência com que o PLD Horário é superior ao preço alvo de R\$ 600/MWh nos meses de Outubro de 2021 a 2024

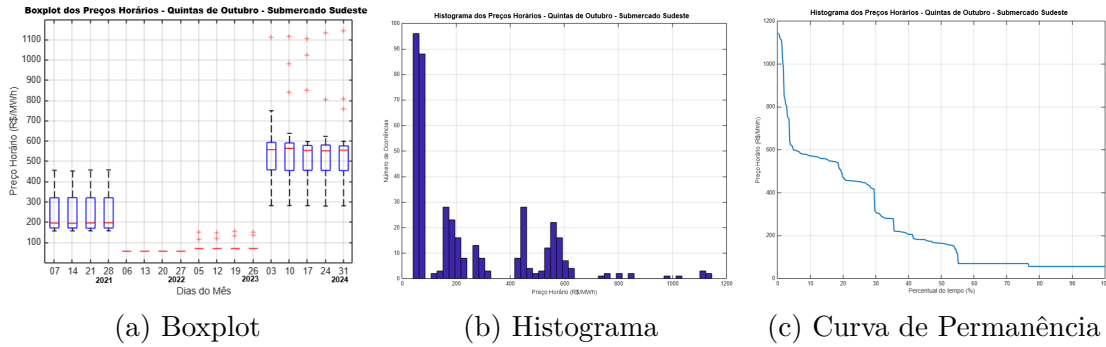
Dia	18:00	19:00	20:00	21:00
Domingo	0%	0%	0%	0%
Segunda	0%	6%	0%	0%
Terça	11%	11%	6%	6%
Quarta	11%	11%	11%	11%
Quinta	6%	11%	6%	6%
Sexta	6%	6%	6%	6%
Sábado	0%	0%	0%	0%

Fonte: Elaboração própria

4.3 Considerações Finais

Este capítulo integra uma análise detalhada dos cenários de preços horários, consumo histórico, e variáveis relevantes que impacta o preço, como ENA, armazenamento e

Figura 26 – Análise do Preço Histórico Horário das Quintas Feiras de Outubro



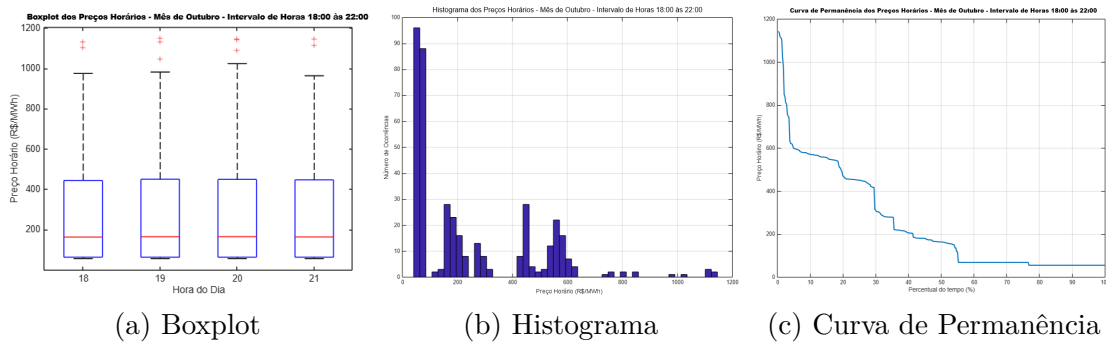
(a) Boxplot

(b) Histograma

(c) Curva de Permanência

Fonte: Elaboração própria

Figura 27 – Análise do Preço Horário Histórico de Outubro das 18:00 às 22:00 anos 2021 a 2024



(a) Boxplot

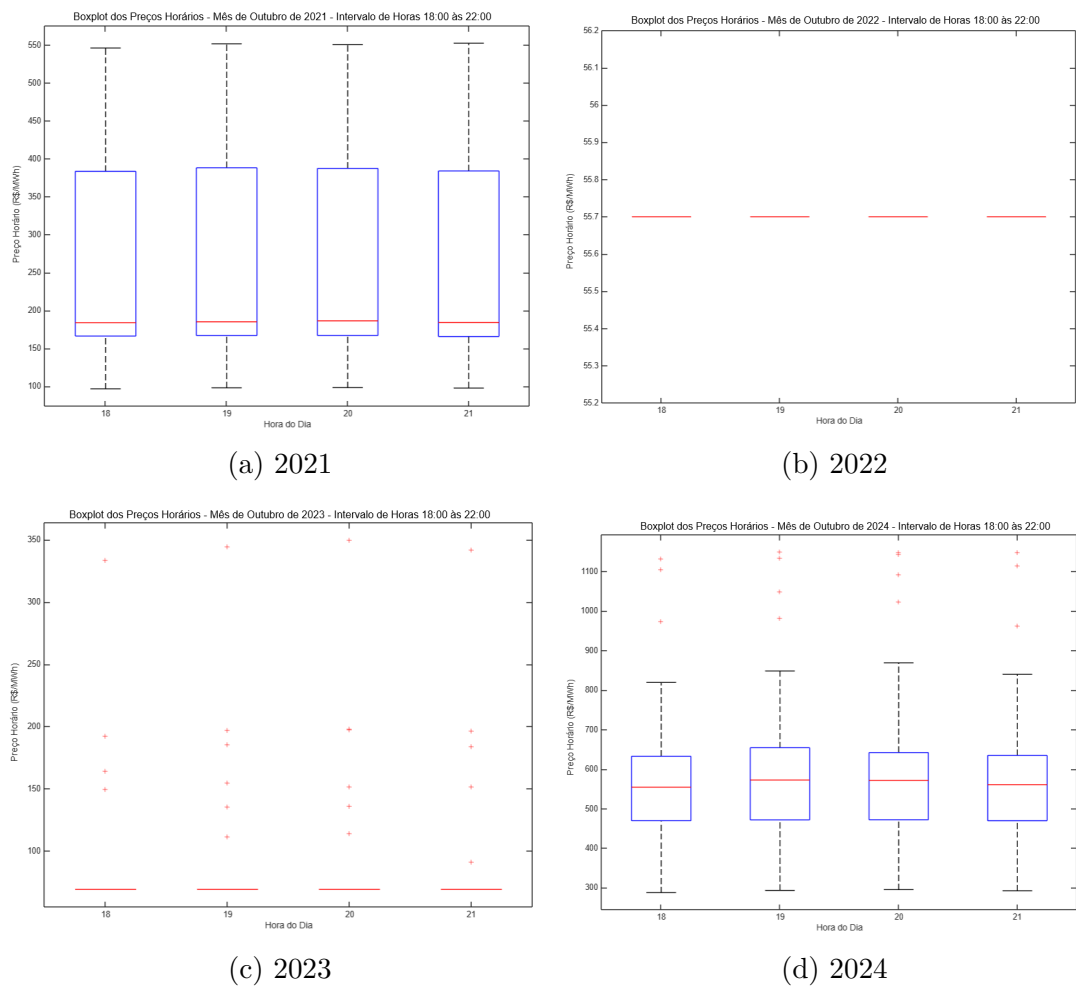
(b) Histograma

(c) Curva de Permanência

Fonte: Elaboração própria

carga do SIN, além das previsões dos modelos de despacho hidrotérmico de custo mínimo. A definição do preço de oferta, com base nos CVUs das usinas térmicas, visa garantir uma participação competitiva no modelo DESSEM, crucial para a implementação eficiente do PRD. Além disso, a metodologia incorpora uma análise cuidadosa da redução de demanda, considerando a distância do consumo previsto em relação à linha base e o custo de oportunidade, buscando maximizar os ganhos financeiros e operacionais. A reavaliação das ofertas no dia anterior ao despacho, com dados atualizados, e a estimativa das penalidades pós-redução, asseguram a confiabilidade e a efetividade do processo decisional.

Figura 28 – Boxplot PLD Horário Sudeste/Centro-Oeste das 18:00 às 22:00 dos anos 2021 a 2024



Fonte: Elaboração própria

5 Estudo de Caso e Resultados

Neste capítulo, será apresentado um estudo de caso que exemplifica a aplicação da metodologia, destacando os resultados obtidos e suas implicações para a tomada de decisão no contexto da resposta da demanda.

5.1 Estudo de Caso

Um consumidor industrial do setor petroquímico é escolhido para ilustrar a participação no programa de RD. O consumidor possui três unidades consumidoras:

- Duas no subsistema Sudeste com 100 MW de demanda contratada total e consumo médio horário total de 40 MWh. Ou seja, o consumidor é 100 MW e 40 MWmédios.
- Uma no subsistema Nordeste com 200 MW de demanda contratada e consumo médio horário de 100 MWh. Ou seja, o consumidor é 200 MW e 100 MWmédios.

Os dados de consumo horário estão disponíveis na plataforma da CCEE para todos os agentes do mercado (CCEE, 2024c). Na Figura 29 pode-se verificar o consumo histórico em MWh de 01/07/2024 a 18/10/2024 para cada unidade consumidora. Pode-se verificar que a unidade sudeste 1 possui um perfil de consumo mais uniforme, enquanto a unidade sudeste 2 possui um perfil mais variável e apresenta picos de consumo. Já a unidade nordeste apresentou uma queda no consumo na última semana de julho, possivelmente devido à manutenção, e que o perfil de consumo dessa unidade varia mais que o das outras duas.

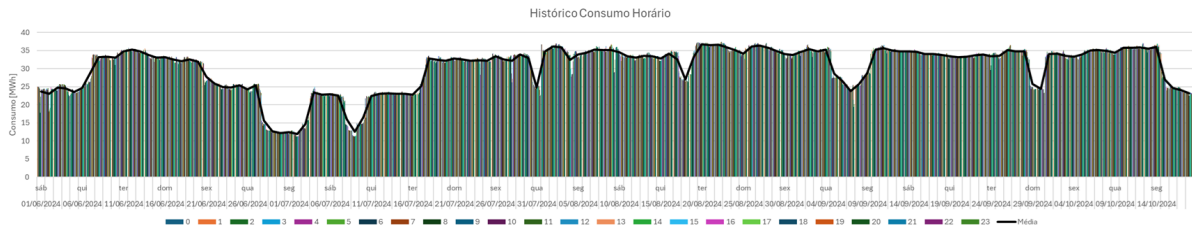
Considera-se a semana de 12 a 18 de outubro de 2024 para ilustrar a metodologia de análise devido à elevada volatilidade do PLD nesse período. A grade horária e a linha base são divulgadas no mês anterior, conforme apresentado na Tabela 15 e na Figura 30.

Tabela 15 – Grade horária para o mês de Outubro de 2024

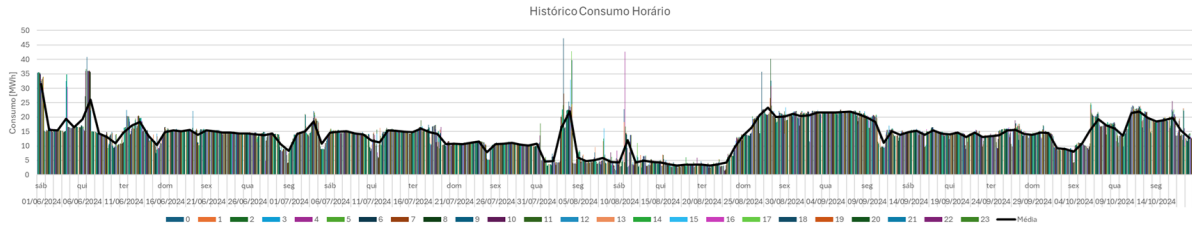
Subsistema	Horário
Dias úteis	
Sudeste e Sul	17:00 às 22:00
Nordeste e Norte	16:00 às 20:00, 18:00 às 22:00, 20:00 às 24:00
Sábados	
Todos os submercados	18:00 às 22:00

Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (ONS, 2024d)

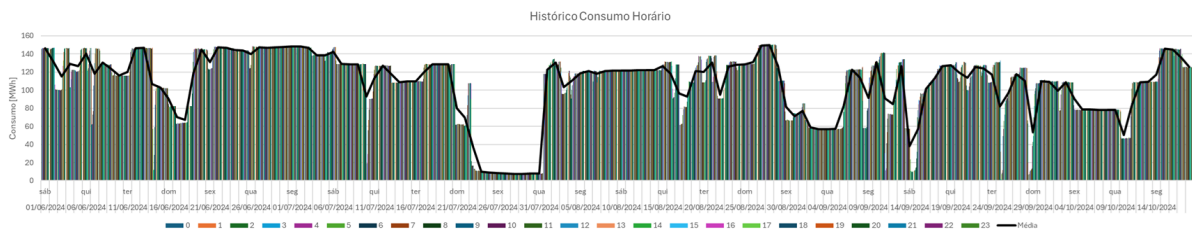
Figura 29 – Histórico de Consumo



(a) Unidade Sudeste 1



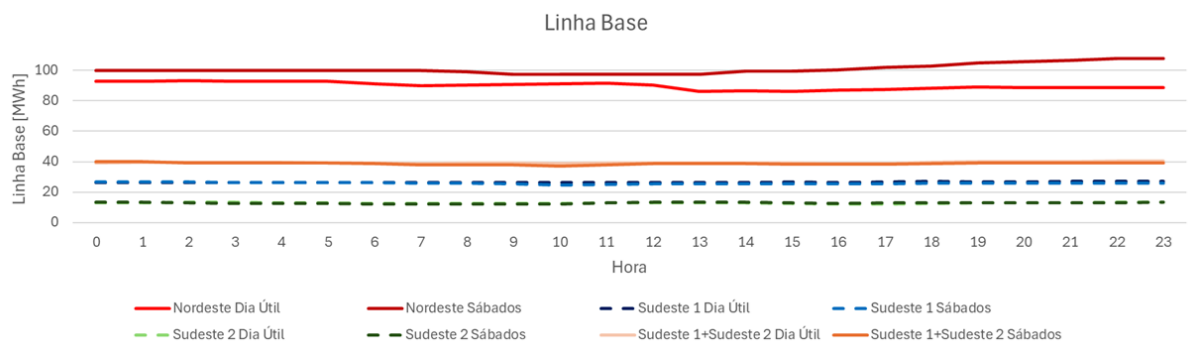
(b) Unidade Sudeste 2



(c) Unidade Nordeste

Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (CCEE, 2024c)

Figura 30 – Linha base para cada unidade consumidora



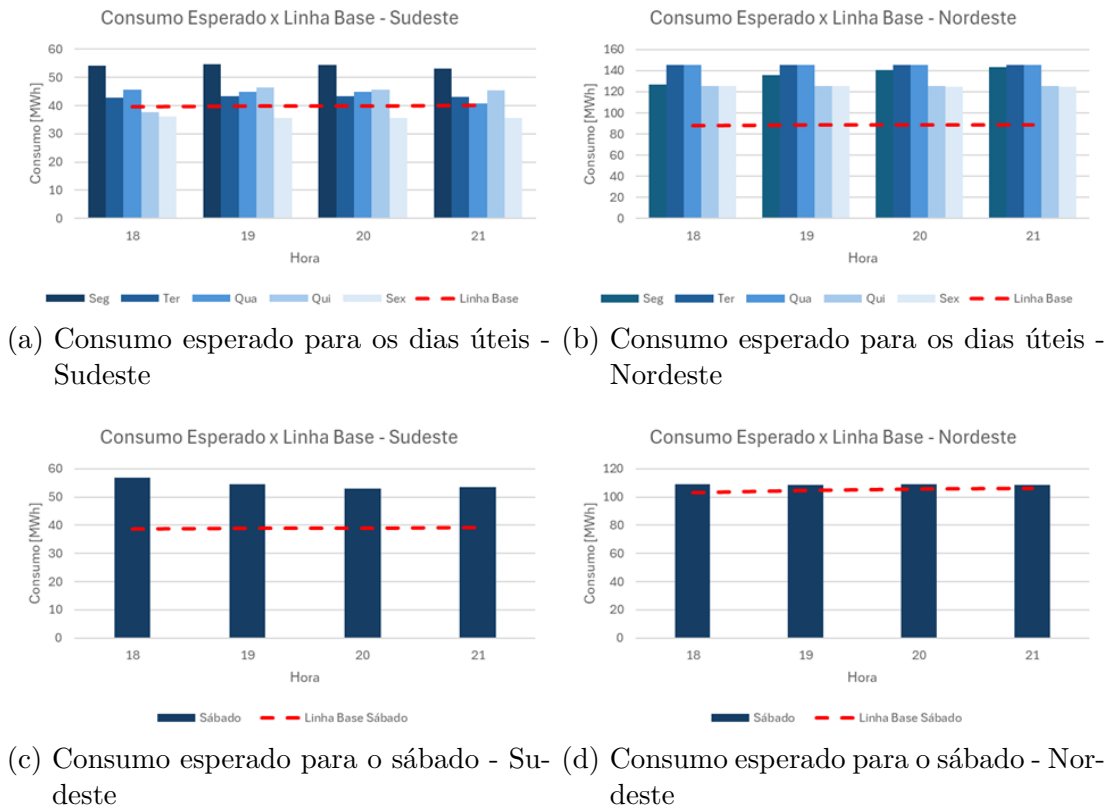
Fonte: Elaboração própria

O consumo esperado para cada unidade consumidora no intervalo de 18 às 22h, que corresponde a um intervalo mínimo de 4 horas de oferta abrangendo a grade horária de ambos os submercados, para os cinco dias úteis e para o sábado da semana da oferta, juntamente com a linha de base, é mostrado na Figura 31. Vale ressaltar que a oferta das unidades Sudeste 1 e 2 é realizada de forma agregada, sendo assim, a linha base e o consumo esperado calcula-se como sendo a soma de cada uma das unidades. Em aplicações

reais, o consumo esperado é uma informação privada do consumidor.

Vale destacar que, nesse caso, o agregador é o próprio consumidor, proprietário das três unidades. Se as unidades pertencessem a empresas distintas, a oferta seria consolidada, considerando o consumo e as reduções de todas as unidades de forma agregada, sob responsabilidade do agregador.

Figura 31 – Consumo Esperado



Fonte: Elaboração própria

A distância entre o consumo projetado e a linha de base para cada dia analisado e para cada submercado, apresentada na Tabela 16, fornece informações importantes, conforme explicado a seguir.

Para o sudeste, pode-se observar que na sexta-feira o consumo esperado está abaixo da linha base em todas as horas e na terça-feira o consumo está bem próximo da linha base. Já no sábado e na segunda-feira, é necessária uma grande redução de demanda para atingir a linha de base, o que não seria considerado no pagamento pelo programa de RD. Como o consumo acima da linha de base não é contabilizado no pagamento da RD, é vantajoso submeter ofertas nos dias em que o consumo projetado está mais próximo da linha de base sempre que não seja possível deslocar o consumo acima da linha base para horários fora da janela de ofertas. Sendo assim, os melhores dias para se realizar oferta no sudeste seriam sexta-feira e terça-feira. Já para o nordeste, o melhor dia seria o sábado,

Tabela 16 – Distância, em MW, entre o consumo esperado e a linha base para cada submercado

Sudeste						
Hora	Sáb	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
18:00	18	15	3	6	-2	-4
19:00	15	15	3	5	7	-4
20:00	14	15	4	5	6	-4
21:00	14	13	3	1	5	-4
Nordeste						
Hora	Sáb	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
18:00	6	39	57	57	37	37
19:00	4	47	56	56	36	36
20:00	3	52	56	56	37	36
21:00	2	55	56	56	37	36

Fonte: Elaboração própria

seguido da sexta-feira e da quinta-feira, apesar de o consumo esperado para esses dias estar significativamente acima da linha base.

A oferta deve ser registrada até as 12h do dia 10 de outubro. As informações disponíveis no dia da oferta para estimar o preço são:

- Preços horários do DESSEM até o dia 10 de outubro,
- PLD semanal do DECOMP para a semana que começa em 5 de outubro,
- ENA até o dia 9 de outubro,
- Energia Armazenada até o dia 9 de outubro,
- Carga do SIN até o dia 9 de outubro.

O preço médio previsto para a semana pelo DECOMP é de R\$ 624,81/MWh, para ambos submercados, e as correlações entre o PLD diário, a ENA, a energia armazenada e a carga de cada submercado encontram-se na Tabela 17. Essas correlações foram calculadas considerando o histórico da semana que antecede o dia de registro da oferta. Pode-se observar que as correlações da ENA e do armazenamento em relação ao preço são negativas, indicando que a redução dessas variáveis estão associadas ao aumento do preço. Por outro lado, a correlação entre a carga do submercado e o preço é positiva, o que significa que um aumento na carga está associado a um aumento no preço.

Os preços horários são estimados para a semana da oferta para cada um dos submercados analisados, como mostrado na Tabela 18. Esses preços são resultados da rodada do DESSEM, realizada com o deck da CCEE disponível no dia da realização da oferta, considerando um horizonte de previsão de 7 dias à frente.

Tabela 17 – Tabela de correlações entre ENA, Armazenamento e Carga com o PLD Diário por submercado

Submercado	Correlação ENA x PLD Diário	Correlação Armazenamento x PLD Diário	Correlação Carga x PLD Diário
Sudeste	-0.29	-0.42	0.50
Nordeste	-0.37	-0.41	0.25

Fonte: Elaboração própria

O preço da oferta para RD deve considerar não apenas o PLD previsto, mas também o custo de oportunidade associado à redução de consumo, garantindo que o retorno econômico da participação no RD seja superior à perda de receita potencial. O fato de os preços do cenário variarem ao longo da janela de tempo torna necessária uma análise mais cuidadosa das ofertas.

Tabela 18 – Preços de energia (R\$/MWh) estimados em 10 de outubro para a semana da oferta para cada submercado

Sudeste						
Hora	Sáb	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
18:00	607	589	583	652	932	819
19:00	607	585	579	638	912	728
20:00	590	582	576	632	896	685
21:00	583	580	574	632	895	683
Nordeste						
Hora	Sáb	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
18:00	607	589	583	652	932	819
19:00	607	585	579	638	912	728
20:00	590	582	576	632	896	685
21:00	583	576	574	632	895	683

Fonte: Elaboração própria

Para definir a oferta, o preço da oferta deve ser escolhido para substituir a unidade marginal no cenário de preços da Tabela 18. Assim, a redução de consumo torna-se o recurso marginal. Como no Brasil os CVUs das térmicas são conhecidos por todos os agentes do setor, o preço da oferta pode ser escolhido considerando o custo variável máximo das unidades térmicas que seja inferior ao PLD previsto, ou seja, a unidade inframarginal mais cara. A Tabela 19 apresenta os custos variáveis das unidades térmicas mencionadas, junto com a média dos custos variáveis das unidades na última linha.

Caso o custo de oportunidade fosse de R\$ 600/MWh, observa-se que, na quinta-feira e na sexta-feira, o CVU das térmicas inframarginais excede esse valor em todas as horas, em ambos submercados. Submeter ofertas nesses dias pode ser vantajoso para os consumidores, pois uma oferta aceita proporcionaria um retorno econômico mais favorável. Para definir a quantidade da oferta, testes podem ser aplicados; neste trabalho, foi

Tabela 19 – CVU das térmicas inframarginais, em R\$/MWh. *Valores acima do custo de oportunidade

Sudeste						
Hora	Sáb	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
18:00	551	551	551	551	871*	778*
19:00	551	551	551	551	871*	680*
20:00	551	551	551	551	871*	680*
21:00	551	551	551	551	871*	680*
Média	551	551	551	551	871*	705*
Nordeste						
Hora	Sáb	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
18:00	551	551	551	551	871*	778*
19:00	551	551	551	551	871*	680*
20:00	551	551	551	551	871*	680*
21:00	551	551	551	551	871*	680*
Média	551	551	551	551	871*	705*

Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (CCEE, 2024c)

escolhida uma quantidade de 10 MW.

A Tabela 20 apresenta a frequência com que o PLD Horário, dos 30 dias que antecedem o dia da oferta, é superior ao custo de oportunidade. Esse valor evidencia a probabilidade que o consumidor teria de ter o aceite da sua oferta superior ao seu custo de oportunidade.

Tabela 20 – Frequência com que o PLD Horário é superior ao custo de oportunidade de R\$ 600/MWh nos últimos 30 dias

Sudeste						
Hora	Sáb	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
18:00	25%	25%	75%	75%	25%	50%
19:00	25%	50%	75%	75%	50%	50%
20:00	25%	25%	50%	50%	25%	25%
21:00	25%	25%	50%	50%	25%	25%
Nordeste						
Hora	Sáb	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
18:00	25%	25%	25%	50%	25%	50%
19:00	25%	25%	25%	50%	25%	25%
20:00	25%	0%	25%	50%	25%	25%
21:00	25%	25%	25%	50%	25%	25%

Fonte: Elaboração própria

Pode-se notar que, para o submercado sudeste, a terça-feira e a quarta-feira, para essa grade horária, apresentam no histórico recente preços superiores ao custo de oportunidade do consumidor. Já para o submercado nordeste, a quarta-feira e a sexta-feira

apresentam no histórico recente preços superiores ao custo de oportunidade do consumidor, tendo uma maior probabilidade de aceite da oferta.

A receita econômica pode ser calculada, como mostrado na tabela 21, multiplicando o preço da oferta pela quantidade reduzida em relação ao valor da linha de base, neste caso 10 MW, para cada hora. Se o preço da oferta for menor ou igual ao PLD, a receita econômica é paga via MCP. No entanto, se o preço da oferta exceder o PLD, a diferença entre a oferta e o PLD é paga via ESS. Isso acontece porque a liquidação do MCP garante que o preço pago ao agente seja o PLD, e qualquer valor superior a isso é ajustado através do ESS para cobrir o custo adicional. Como o preço da oferta é idêntico em ambos os submercados, dada a proximidade dos preços previstos, o retorno econômico estimado também se mantém igual para ambos.

Tabela 21 – Retorno econômico estimado, em R\$, para ambos submercados (MCP+ESS)

Hora	Sáb	Seg	Ter	Qua	Qui	Sex
18:00	5.510	5.510	5.510	5.510	8.710	7.050
19:00	5.510	5.510	5.510	5.510	8.710	7.050
20:00	5.510	5.510	5.510	5.510	8.710	6.850+200
21:00	5.510	5.510	5.510	5.510	8.710	6.830+220
Total	22.040	22.040	22.040	22.040	34.838	28.200

Fonte: Elaboração própria

Para ambos submercados, o retorno econômico calculado para a quinta-feira é o mais alto, porque o preço da oferta, R\$ 871/MWh, é o mais elevado e está acima do custo de oportunidade de R\$ 600/MWh. No entanto, a quantidade que precisa ser reduzida para alcançar a linha de base na quinta-feira é relativamente elevada e, se não puder ser deslocada para outro intervalo de tempo, pode tornar a oferta desfavorável para o consumidor, pois não será considerada no pagamento. No histórico recente, o preço nessa janela de tempo frequentemente realiza-se abaixo do custo de oportunidade, sendo um risco para a oferta não ser aceita. Para a sexta-feira, o consumo esperado já está abaixo da linha base no submercado sudeste e bem próximo da linha base no submercado nordeste. Além disso, o retorno econômico é o segundo maior e está acima do custo de oportunidade em todas as horas, tornando esse dia o mais atraente para submeter uma oferta em ambos submercados.

Uma oferta de 10 MW para a janela de [18h - 22h] na sexta-feira, 18, com o preço de oferta igual ao custo variável médio das usinas térmicas inframarginais, é realizada, sendo R\$ 705/MWh para ambos submercados.

A confirmação da oferta deve ser feita até 10h da quinta-feira, 17. Para avaliar a conveniência de confirmar a oferta realizada, são usados dados atualizados: PLD horário do modelo DESSEM até a quinta-feira e PLD do modelo DECOMP para a semana atual.

Como o PLD do DESSEM para sexta-feira ainda não está disponível, é necessário um novo cenário de preços de curto prazo.

O PLD previsto no dia 11 para a semana atual, de acordo com o DECOMP, é de R\$ 552,40/MWh para ambos os submercados. Esse valor representa uma redução de R\$ 72,41/MWh em relação à previsão anterior de R\$ 624,81/MWh. O comportamento recente, do dia 1 até o dia 16 (dia anterior à confirmação da oferta), do PLD, da ENA, do armazenamento e da carga de cada submercado podem ser observados na Figura 32. Nota-se que a medida que a carga reduz, o preço diminuiu, além disso, a ENA e o armazenamento vem se realizando mais constante, porém, recentemente houve um aumento significativo de carga e sutil de ENA, fazendo o preço aumentar. As correlações entre o PLD diário, a ENA, a energia armazenada e a carga de cada submercado, considerando os 7 dias anteriores ao registro da oferta, encontram-se na Tabela 22.

Tabela 22 – Tabela de correlações entre ENA, Armazenamento e Carga com o PLD Diário por submercado

Submercado	Correlação ENA x PLD Diário	Correlação Armazenamento x PLD Diário	Correlação Carga x PLD Diário
Sudeste	0.85	-0.87	0.51
Nordeste	0.93	-0.79	0.83

Fonte: Elaboração própria

A tabela 23 mostra o novo cenário de preços resultante da rodada do DESSEM realizada com o deck da CCEE disponível no dia da confirmação da oferta, para ambos submercados. Os preços são iguais em ambos submercados. Esses novos preços são menores que os estimados anteriormente, mas ainda superiores ao custo de oportunidade em todas as horas. Nesse caso, o consumidor confirmaria a oferta mas, possivelmente, tanto a oferta do nordeste quanto a oferta do sudeste não seriam aceitas pelo ONS devido ao fato de estarem acima do novo preço previsto.

Tabela 23 – Novo cenário de preços previstos para ambos submercados (R\$/MWh)

Hora	18:00	19:00	20:00	21:00
Preços previstos	677	666	635	633

Fonte: Elaboração própria

O melhor cenário para ofertas ocorre quando o PLD máximo horário é aplicado para toda a janela de ofertas (R\$ 1.470,57/MWh). Isso ocorreu entre julho e agosto de 2021, devido à condição hidrológica desfavorável e aos altos CVUs das usinas térmicas. Assim, o consumidor poderia submeter uma oferta com preço ligeiramente abaixo do PLD máximo, com alta probabilidade de aceite. Por exemplo, uma oferta de R\$ 1.437/MWh (unidade inframarginal mais cara) poderia resultar em um retorno econômico de R\$ 57.480/dia, considerando uma redução de 10 MW durante 4 horas.

Figura 32 – Comportamento PLD Diário x ENA x Armazenamento x Carga por submercado



Fonte: Elaboração própria com base nos dados: (CCEE, 2024c)

5.2 Análise Ex-Post

A performance do produto é avaliada considerando diferentes respostas do consumidor para a sexta-feira. A melhor situação ocorre quando o consumidor reduz exatamente 10 MW em cada hora, como ofertado, resultando em um retorno econômico de R\$ 7.050 por hora. Duas situações ilustrativas são consideradas:

- **Redução 1:** O consumidor reduz pelo menos 80% dos 10 MW nas primeiras duas horas.

- **Redução 2:** O consumidor reduz o consumo apenas nas últimas duas horas. Para 18h e 19h, o consumo ex-post está acima da linha de base, incorrendo em penalidades.

Tabela 24 – Cenários de Consumo (Ex-Post). Valores em MW: Consumo Verificado - Linha de Base

Parâmetro	18:00	19:00	20:00	21:00
Redução 1 (MW)	10	9	8	7
Retorno Econômico (R\$)	7.050	6.345	5.640	0
Redução 2 (MW)	-3	8	10	12
Retorno Econômico (R\$)	0	4.935	6.345	6.345

Na redução 1, não há pagamento para as horas em que a redução for inferior a 8 MW. Na Redução 2, a redução acima da oferta às 21h (2 MW) não é contabilizada. A quantidade total de 3 MW acima da linha de base às 18h é deduzida das reduções às 19h, 20h e 21h, resultando em uma penalidade total de R\$ 2.115. O retorno econômico final é: $7 \text{ MW} \times R\$705/\text{MWh} + 9 \text{ MW} \times R\$705/\text{MWh} + 9 \text{ MW} \times R\$705/\text{MWh}$. Vale ainda destacar que o consumo do nordeste realizado entre 16h e 0h não pode ficar superior à linha base, tendo em vista que essa é a grade horária para o submercado e o deslocamento do consumo é proibido nesse horário para o dia ofertado, ocasionando em penalidade.

([OLIVEIRA; UTURBEY, 2024](#)) ilustra de forma semelhante a metodologia utilizada neste estudo de caso, considerando uma unidade consumidora ao longo de uma semana de outubro de 2021.

5.3 Considerações Finais

Este capítulo ilustra a aplicação prática da metodologia, por meio de um estudo de caso, demonstrando sua eficácia em maximizar os benefícios do PRD, tanto em termos financeiros quanto operacionais. A proposta apresenta uma abordagem estruturada para a definição de ofertas de redução de demanda, alinhando-se com as dinâmicas do mercado brasileiro.

6 Conclusão

Este trabalho descreveu o histórico do programa de resposta da demanda no Brasil e apresentou uma metodologia para a tomada de decisão de consumidores que participam do programa estrutural de resposta da demanda, operado pelo ONS como um recurso adicional de despacho. Inicialmente, foi realizada uma revisão sobre a resposta da demanda, contextualizando sua importância e regulamentação no Brasil. Em seguida, detalhou-se a estratégia adotada, abrangendo etapas como previsão de preço, consumo, potencial de redução, estimativa de retorno econômico e avaliação de possíveis penalidades, auxiliando o consumidor a definir o preço e montante a ser ofertado, visando maximizar os benefícios financeiros ao consumidor e ter uma maior chance de aceite das ofertas.

A abordagem proposta baseia-se na análise do comportamento do PLD nos últimos anos, bem como nas principais variáveis que influenciam sua formação. Utilizaram-se as correlações entre o PLD, a ENA, o armazenamento e a carga do SIN, além dos resultados dos modelos DESSEM e DECOMP para estimar os preços para a semana de oferta. A definição do preço de oferta é feita a partir da comparação com os CVUs das usinas térmicas, buscando um valor competitivo que maximize as chances de aceitação no programa. A decisão de participação deve considerar não apenas o preço esperado da energia, mas também os custos de oportunidade do consumidor e as características de consumo de cada unidade consumidora. O potencial de redução deve levar em conta a distância entre o consumo previsto e a linha base para obter um melhor resultado, tendo em vista que essa diferença não é remunerada. Além disso, a metodologia inclui a projeção de novos preços no dia anterior à redução para confirmação das mesmas a fim de se avaliar a atratividade da confirmação.

Os resultados obtidos no estudo de caso demonstram a aplicabilidade do método para os consumidores, incluindo aqueles que possuem mais de uma unidade consumidora na figura do agregador. Foi analisada a oferta de redução de 10 MW para um consumidor do setor petroquímico que possui três unidades consumidoras localizadas em dois submercados diferentes. A simulação confirma a eficiência da metodologia na otimização da participação no PRD, contribuindo para a eficácia na participação do consumidor no programa. Dessa forma, este estudo reforça a importância da Resposta da Demanda como um instrumento estratégico para a operação do SEB. Como perspectivas futuras, algumas propostas de continuidade para este trabalho incluem:

- Implementação de técnicas de inteligência artificial e gêmeo digital para prever o comportamento do PLD com maior precisão e dinamismo, possibilitando um melhor auxílio na tomada de decisão.

- Avaliação da integração de sistemas de armazenamento, mini e microgeração com o programa de resposta da demanda.
- Análise de impacto regulatório e possíveis melhorias nas regras do programa de resposta da demanda, visando aumentar sua atratividade para os consumidores.
- Melhoria do modelo desenvolvido para definir a quantidade e o preço das ofertas, considerando diferentes formas de gerar cenários de preço e de consumo, utilizando dados históricos combinados com modelos prospectivos.
- Incorporação de modelos avançados para análise de riscos e incertezas associadas ao programa, em linha com o problema de otimização da fronteira de Markowitz.
- Confirmar a eficácia da metodologia proposta após a implementação da Resposta da Demanda no modelo DESSEM.

Com essas propostas, espera-se avançar no entendimento e na aplicação de estratégias eficientes para a participação de consumidores no programa de resposta da demanda, maximizando os benefícios da participação no programa.

APÊNDICE A – Pseudocódigo

Fluxo Principal

- A:** Obter grade horária e linha base para dias úteis e sábados;
 - B:** Obter cenários de preço de curto prazo;
 - C:** Obter previsão de consumo;
 - D:** Analisar os preços previstos, comparar com os CVUs e definir o preço de oferta;
 - E:** Estimar a redução de consumo com base no consumo previsto e a distância com a linha base;
 - F:** Estimar o retorno econômico com base nos preços da oferta e redução de consumo;
 - G:** Realizar tomada de decisão com base nas estimativas realizadas;
 - H:** Confirmar a oferta no dia anterior com a atualização dos cenários de consumo e preço;
 - I:** Avaliar a redução realizada e calcular penalidades, se aplicável;
-

A: Obter grade horária e linha base para dias úteis e sábados

- Dados de Entrada:** Histórico de Consumo e Grade Horária;
 - Armazenar grade horária;
 - Calcular linha base dias úteis: média para cada hora do último mês contabilizado pela CCEE;
 - Calcular linha base sábado: média para cada hora dos últimos dois meses contabilizados pela CCEE;
 - Filtrar linha base conforme grade horária para dias úteis e sábados;
 - Dados de Saída:** Grade Horária e Linha Base;
-

B: Obter cenários de preço de curto prazo

- Dados de Entrada:** Resultado do DECOMP disponibilizado pela CCEE na sexta-feira da semana que antecede a análise, Resultado do DESSEM disponibilizado pela CCEE, ENA, Armazenamento e Carga do SIN até o dia anterior à análise;
 - Calcular correlações entre o PLD, ENA, Armazenamento e Carga do SIN;
 - Gerar cenários de preço;
 - Dados de Saída:** Preços horários para cada dia da semana de análise para cada hora da grade horária;
-

C: Obter previsão de consumo

Dados de Entrada: Consumo realizado até o dia anterior à análise;

Prever consumo;

Dados de Saída: Consumo horário para cada dia da semana de análise para cada hora da grade horária;

D: Analisar os preços previstos, comparar com os CVUs e definir o preço de oferta

Dados de Entrada: Preços previstos e CVUs;

Definir o CVU da usina inframarginal com base nos preços previstos como sendo o preço da oferta;

Definir o custo de disponibilidade;

Calcular a probabilidade do preço ser superior ao custo de oportunidade do consumidor;

Dados de Saída: Preço oferta e probabilidade de aceite para cada dia da semana de análise para cada hora da grade horária;

E: Estimar a redução de consumo com base no consumo previsto e a linha base

Dados de Entrada: Consumo previsto e linha base;

Calcular a distância entre a linha base e o consumo previsto;

Definir a redução de consumo;

Dados de Saída: Montante necessário para redução alcançar a linha base e montante de redução para cada dia da semana de análise para cada hora da grade horária;

F: Estimar o retorno econômico com base nos preços de oferta e redução

Dados de Entrada: Preços da oferta e redução de consumo;

Calcular o retorno econômico: produto entre o preço da oferta e o montante de redução;

Dados de Saída: Retorno econômico para cada dia da semana de análise para cada hora da grade horária;

G: Tomada de decisão com base nas estimativas

Dados de Entrada: Preços da oferta, redução de consumo, custo de oportunidade, probabilidade de aceite, distância entre a linha base e o consumo previsto, retorno econômico estimado;

Comparar entre todos os dias qual a oferta trás o maior retorno econômico, que a linha base esteja próxima do consumo esperado e o preço da oferta seja superior ao custo de oportunidade;

Dados de Saída: Preço da oferta e redução para os dias da semana mais atrativos de se realizar a oferta sugerida;

H: Confirmar a oferta no dia anterior com atualização dos cenários

Dados de Entrada: Resultado atualizado do DECOMP disponibilizado pela CCEE na sexta-feira da semana que antecede a confirmação, Resultado do DESSEM disponibilizado pela CCEE, Consumo, ENA, Armazenamento e Carga do SIN até o dia anterior à confirmação;

Prever consumo;

Calcular a distância entre a linha base e o consumo previsto;

Calcular as novas correlações entre o PLD, ENA, Armazenamento e Carga do SIN;

Gerar novos cenários de preço;

Definir o CVU da usina inframarginal com base nos novos preços previstos;

Comparar o CVU com o preço da oferta;

Calcular a probabilidade do novo preço ser superior ao custo de oportunidade do consumidor;

Confirmar se a oferta ainda é atrativa ao consumidor;

Dados de Saída: Decisão sobre a confirmação da oferta;

I: Avaliar redução realizada e calcular penalidades

Dados de Entrada: PLD realizado, consumo realizado, linha base;

Calcular a redução realizada: diferença entre a linha base e o consumo realizado;

Verificar se houve deslocamento de consumo para o horário da grade horária

comparando o consumo realizado com a linha base e, caso positivo, calcular penalidade: reduzir de forma *flat* o consumo realizado acima da linha base;

Verificar se houve montante de redução superior ao montante ofertado no horário da redução e, caso positivo, considerar no cálculo somente o montante ofertado;

Verificar se no horário da redução reduziu-se pelo menos 80% do montante ofertado , caso negativo, zerar o retorno econômico na hora que não atendeu e sinalizar como produto não atendido. Caso ocorra 7 não atendimentos notificar suspensão do programa por 3 meses;

Calcular o retorno econômico total considerando a redução e as penalidades;

Dados de Saída: Retorno econômico total e valor das penalidades;

Referências

- AESO, A. E. S. O. *Alberta Electric System Operator*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.aeso.ca>>. Citado na página 52.
- ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 78, n. 11, p. 1989–1996, 2008. Disponível em: <https://faratarjome.ir/u/media/shopping_files/store-EN-1516863431-7440.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 48 e 49.
- ALSTONE, P. *2025 California Demand Response Potential Study - Charting Californias Demand Response Future - Final Report on Phase 2 Results*. 2017. Acesso em: 14 dez. 2024. Disponível em: <<https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl-2001113.pdf>>. Citado na página 51.
- AMER, A. A.; SHABAN, K.; MASSOUD, A. M. Drl-hems: Deep reinforcement learning agent for demand response in home energy management systems considering customers and operators perspectives. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, p. 239–250, 2023. doi: 10.1109/TSG.2022.3198401. Citado na página 26.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Portaria nº 33*. 1988. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/prt1988033.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 54.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Resolução Normativa nº 792/2017*. 2017. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017792.pdf>>. Citado na página 56.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Nota Técnica 054/2019 - SRG/ ANEEL*. 2019. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?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_idDocumento=45537&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>. Citado na página 61.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Portaria Normativa nº 22/2021*. 2021. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2021/portaria-normativa-n-22-gm-mme-2021.pdf>>. Citado na página 63.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Resolução Normativa nº 1.000/2021*. 2021. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>. Citado 3 vezes nas páginas 31, 36 e 55.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Resolução Autorizativa nº 12.600/2022*. 2022. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202212600ti.pdf>>. Citado na página 74.

ANEEL, A. N. de E. E. *Resolução Normativa nº 1.040/2022*. 2022. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221040.pdf>>. Citado 4 vezes nas páginas 26, 27, 66 e 74.

ANEEL, A. N. de E. E. *Consulta Pública nº 036/2023*. 2023. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=WSYb5YnT&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=3824&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Citado na página 72.

ANEEL, A. N. de E. E. *Contribuições Consulta Pública 036/2023*. 2023. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=ZwOxFUpa&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=3824&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Citado na página 75.

ANEEL, A. N. de E. E. *Agência Nacional de Energia Elétrica*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br>>. Citado na página 29.

ANEEL, A. N. de E. E. *Bandeiras Tarifárias*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>>. Citado na página 37.

ANEEL, A. N. de E. E. *PLD para 2025*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-define-tarifas-de-energia-de-otimizacao-de-servicos-ancilares-e-pld-para-2025>>. Citado na página 32.

ANEEL, A. N. de E. E. *Tarifas*. 2024. Acesso em: 30 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>>. Citado na página 37.

BELL, E. et al. *California Statewide Critical Peak Pricing Evaluation*. San Francisco: Nexant, 2017. Disponível em: <<https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/files/legacyfiles/d/6442453388-drmec-presentation-statewide-cpp.pdf>>. Citado na página 52.

BURGER, S.; JENKINS, J. et al. The challenge of integrating demand response in capacity remuneration mechanisms. *IEEE Power & Energy Magazine*, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/MPE.2023.3269551>>. Citado na página 48.

CAO, L. Ai and data science for smart emergency, crisis and disaster resilience. *International Journal of Data Science and Analytics*, v. 10, n. 3, p. 393–410, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s41060-023-00393-w>>. Citado na página 48.

CARDOSO, M. V. B.; ROCHA, J. F. Estudo de viabilidade na migração para o mercado livre de energia. *Revista Uningá Review*, v. 29, n. 1, 2017. Disponível em: <https://revista.uninga.br/uningareviews/article/view/1938>. Citado na página 32.

- CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Regras de Comercialização Provisórias para operacionalização da Redução Voluntária de Demanda*. 2021. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/Pacote%20de%20Regras%20Provis%C3%B3rias%20-%20RVD%20\(PRT%2022%20MME%20-%202021\).zip/5590bda6-ce68-9b35-4bdd-735a3b892058](https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/Pacote%20de%20Regras%20Provis%C3%B3rias%20-%20RVD%20(PRT%2022%20MME%20-%202021).zip/5590bda6-ce68-9b35-4bdd-735a3b892058)>. Citado na página 63.
- CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Procedimentos de Comercialização - Submódulo 5.2: Liquidação no Mercado de Curto Prazo*. 2022. <https://www.ccee.org.br/documents/80415/29314541/5.2_-_Liquidacao_MCP_v4.0.pdf/9ee8a2fb-869a-e552-b98c-8a31341dbe7c>. Acesso em: 30 nov. 2024. Citado na página 39.
- CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Procedimentos de Comercialização - Submódulo 5.1: Contabilização e recontabilização*. 2023. <https://www.ccee.org.br/documents/80415/29314541/5.1_-_Contab_e_recontab_v4.0.pdf/b0455d82-656c-0c62-8d17-de1f601ed796>. Acesso em: 30 nov. 2024. Citado na página 39.
- CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Conceitos de Preço*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>>. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 36.
- CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://ccee.org.br>>. Citado na página 31.
- CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Dados Abertos CCEE*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/>>. Citado 7 vezes nas páginas 67, 68, 90, 95, 96, 100 e 103.
- CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Regras de Comercialização - Caderno 00: Preço de Liquidação das Diferenças*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/29147671/00%20-%20Pre%C3%A7o%20de%20Liquida%C3%A7%C3%A3o%20das%20Diferen%C3%A7as_2025.1.0-JAN.pdf/0d92a98b-b5d8-c12d-8d37-a477eeca94a>. Citado na página 33.
- CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Órgãos do Setor*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/governanca>>. Citado na página 30.
- CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Regras de Comercialização - Encargos*. 2025. <https://www.ccee.org.br/documents/80415/29532639/09_-_Encargos_2025.7.0-MAR.pdf/41286faf-9cd9-c225-9b77-31a5322d5841>. Acesso em: 11 mar. 2025. Citado na página 39.
- CEPEL, C. de Pesquisas de E. E. *Modelo DESSEM*. 2023. Acesso em: 30 nov. 2024. Disponível em: <https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2024/01/DESSSEM_ManualUsuario_Outubro2023.pdf>. Citado na página 36.
- CEPEL, C. de Pesquisas de E. E. *Modelo DECOMP*. 2024. Acesso em: 30 nov. 2024. Disponível em: <https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/05/DECOMP_ManualUsuario_v31-Dez2021.pdf>. Citado na página 35.

CEPEL, C. de Pesquisas de E. E. *Modelo NEWAVE*. 2024. Acesso em: 30 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2024/10/ManualUsuario-2.pdf>>. Citado na página 35.

CEPEL, C. de Pesquisas de E. E. *Modelos de Precificação*. 2024. Acesso em: 30 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.cepel.br>>. Citado na página 34.

CEPEL, C. de Pesquisas de E. E. *Usinas Eólicas*. 2024. <https://see.cepel.br/manual/libs/latest/usinas_eolicas/descricao-geral.html>. Acesso em: 30 dez. 2024. Citado na página 36.

CMSE, C. de Monitoramento do S. E. *Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>>. Citado na página 29.

CNMC, C. N. de los Mercados y la C. *Real Decreto nº 216/2014*. 2014. Acesso em: 30 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.cnmc.es/>>. Citado na página 51.

CNPE, C. N. de P. E. *Conselho Nacional de Política Energética*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe>>. Citado na página 30.

Copel. *Rede Elétrica Inteligente*. 2025. Acesso em: 15 abr. 2025. Disponível em: <<https://copelsustentabilidade.com/gestao-da-sustentabilidade/programas-asg/programas-sociais/rede-eletrica-inteligente/>>. Citado na página 40.

CORCHERO, C. et al. Integrating ancillary services from demand side management and distributed generation: An optimal model. In: *2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. [s.n.], 2018. p. 1–6. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/SEST.2018.8495818>>. Citado na página 49.

CPFL Energia. *CPFL Energia prevê investir R\$ 1,2 bilhão em projeto de medidores inteligentes*. 2025. Acesso em: 15 abr. 2025. Disponível em: <<https://www.grupocpfl.com.br/noticia/cpfl-energia-preve-investir-r-12-bilhao-em-projeto-de-medidores-inteligentes>>. Citado na página 40.

ENERGY, U. D. of. *Smart Grid Investment Grant Program Final Report*. 2016. Acesso em: 14 dez. 2024. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/files/Final_SGIG_Report_20161220.pdf>. Citado na página 48.

EPE, E. de P. E. *Resposta da Demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento Energético*. 2019. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf>. Citado 5 vezes nas páginas 40, 46, 47, 54 e 66.

EPE, E. de P. E. *Empresa de Pesquisa Energética*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>. Citado na página 30.

ERCOT, E. R. C. of T. *Electric Reliability Council of Texas*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ercot.com/>>. Citado na página 53.

FARIA, P.; VALE, Z. Demand response in smart grids. *Energies*, v. 16, n. 2, 2023. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en16020863>>. Citado na página 49.

- FARUQUI, A. et al. *Analysis of Ontarios Full Scale Roll-out of TOU Rates Final Study*. IESO, 2016. Acesso em: 14 dez. 2024. Disponível em: <https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2017/10/7305_the_impact_of_time_of_use_rates_in_ontario.pdf>. Citado na página 50.
- FARUQUI, A.; PALMER, J. Dynamic pricing of electricity and its discontents. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 34, n. 3, p. 16–22, 2011. Disponível em: <<https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1908963>>. Citado na página 47.
- FARUQUI, A.; SERGICI, S.; WARNER, C. Arcturus 2.0: A meta-analysis of time-varying rates for electricity. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 30, n. 10, p. 64–72, 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2017.11.003>>. Citado na página 46.
- FEHR, V. D.; WOLAK, F. A. N. H. *Power Sector Reforms in Brazil: Some Issues*. 2003. Dissertação, Stanford University. Disponível em: <<https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/vonderfehrwolak.pdf>>. Citado na página 45.
- FIRMINO, L. F. M. Dissertação, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, *Metodologia para avaliação do potencial de participação em programas de resposta da demanda de energia elétrica de consumidores industriais*. 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.11606/D.3.2023.tde-04032024-100053>>. Citado na página 56.
- FREIRE, L. *Modelo de comercialização de energia renovável no ambiente de contratação livre via teoria de jogos cooperativos*. 2013. Dissertação, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/22134/22134.PDF>>. Citado na página 32.
- FUGA, F. L.; RAMOS, D. S. Proposals to improve the demand response in brazil. *The Electricity Journal*, v. 36, p. 107237, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107237>>. Citado na página 26.
- GAO, L.; LI, G. Design and implementation of smart home control system based on stm32. Springer Nature Singapore, Singapore, p. 112–125, 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-981-96-2409-6_12>. Citado na página 41.
- GAS, B.; BGE, E. C. *Two ways to save*. 2024. Acesso em: 30 nov. 2024. Disponível em: <<https://www.bge.com/WaysToSave/ForYourHome/Pages/TwoWaystoSave.aspx>>. Citado na página 51.
- GAS, P.; PGE, E. C. *Pacific Gas and Electric Company*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.pge.com/en.html>>. Citado na página 50.
- GELLINGS, C. W. *The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response*. Fairmont Press, 2009. Disponível em: <<https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.1201/9781003151524/smart-grid-clark-gellings>>. Citado na página 40.
- GROUP, T. B. *International review of demand response mechanisms*. 2015. <<https://www.brattle.com/>>. Acesso em: 30 nov. 2024. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 53.
- GUO, P.; LI, V. O.; LAM, J. C. Smart demand response in china: Challenges and drivers. *Energy Policy*, Elsevier, v. 107, p. 1–10, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.019>>. Citado na página 52.

- HILBERT, M.; DELLNITZ, A.; KLEINE, A. Production planning under rtp, tou and ppa considering a redox flow battery storage system. *Annals of Operations Research*, v. 328, n. 2, p. 1409–1436, 2023. ISSN 1572-9338. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s10479-023-05338-x>>. Citado na página 46.
- IESO, T. I. E. S. O. *The Independent Electricity System Operator*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ieso.ca>>. Citado na página 50.
- KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley Sons, 2004. Disponível em: <<https://www.wiley.com/en-us/Fundamentals+of+Power+System+Economics%2C+2nd+Edition-p-9781119213253>>. Citado 3 vezes nas páginas 41, 42 e 43.
- LAB., L. B. N. California demand response potential study charting californias demand response future: Final. *Final Report on Phase 2 Results*, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.2172/1421793>>. Citado na página 49.
- LI, K. et al. Precision and accuracy co-optimization-based demand response baseline load estimation using bidirectional data. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, n. 1, p. 266–276, 2023. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/362121868_Precision_and_Accuracy_Co-optimization_Based_Demand_Response_Baseline_Load_Estimation_Using_Bi-directional_Data>. Citado na página 26.
- LIN, C.-H. et al. Direct electronic load control for demand response in a dc microgrid using a virtual internal impedance screening model and pid controller. *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, v. 3, n. 1, p. 2, 2018. ISSN 2199-4706. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40866-018-0039-8>>. Citado na página 48.
- MARYLAND, P. S. C. of. *2017 Annual Report*. Maryland: Public Service Commission of Maryland, 2017. Acesso em: 14 dez. 2024. Disponível em: <<http://www.psc.state.md.us/wp-content/uploads/2017-MD-PSC-Annual-Report.pdf>>. Citado na página 51.
- MENDES, L. G. *Análise da viabilidade econômica de uma usina termoeletrica usando modelagem estocástica e teoria de opções reais*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <<http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001229.pdf>>. Citado na página 23.
- MME, M. de Minas e E. *Portaria nº 514/2018*. 2018. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria-n-514-2018.pdf/@download/file>>. Citado na página 32.
- MME, M. de Minas e E. *Ministério de Minas e Energia*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <mme.gov.br>. Citado na página 31.
- MUKAKA, M. *Statistics corner: A guide to appropriate use of correlation coefficient in medical research*. 2012. Malawi-Liverpool Wellcome Trust Clinical Research Program. Disponível em: <<https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC3576830/>>. Citado na página 85.
- MULLER, G. M. *Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro*. Tese (Doutorado) — COPPE-UFRJ, Rio de

Janeiro, 2016. Disponível em: <<https://pantheon.ufrj.br/handle/11422/5120>>. Citado na página 40.

OEB, O. E. B. *Electricity Rates*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.oeb.ca/consumer-information-and-protection/electricity-rates>>. Citado na página 50.

OLIVEIRA, M. C.; UTURBEY, W. Bidding assessment in the brazilian demand response program. *2024 IEEE URUCON*, p. 1–5, 2024. doi: 10.1109/URUCON63440.2024.10850264. Citado na página 104.

ONS, O. N. do S. E. *Relatório do Programa Piloto de Resposta da Demanda*. 2018. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/201812_ONS_CCEE_Relatorio%20Programa%20Piloto%20Resposta%20Demanda.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 59.

ONS, O. N. do S. E. *2º Relatório do Programa Piloto de Resposta da Demanda*. 2019. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Nota%20t%C3%A9cnica%20-%20Relat%C3%B3rio%20do%20Programa%20de%20Resposta%20da%20demanda.pdf>>. Citado 3 vezes nas páginas 58, 59 e 60.

ONS, O. N. do S. E. *Perguntas e Respostas sobre o Programa de Resposta da Demanda*. 2022. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Perguntas%20e%20respostas%20-%20Resposta%20da%20Demanda.pdf>>. Citado na página 69.

ONS, O. N. do S. E. *Plano da Operação Energética 2022-2026*. 2022. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200102-2022_PEN%202022%20-%20Condi%C3%A7%C3%B5es%20de%20Atendimento.pdf>. Citado 4 vezes nas páginas 63, 64, 65 e 66.

ONS, O. N. do S. E. *Comitê Técnico PMO e PLD*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://ctpmopld.org.br/web/ct-pmo-pld>>. Citado na página 71.

ONS, O. N. do S. E. *Contribuições Consulta Externa ONS Sandbox Resposta da Demanda*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Contribui%C3%A7%C3%B5es%20Consulta%20Externa%20ONS%20Sandbox%20RD-Disponibilidade.pdf>>. Citado na página 76.

ONS, O. N. do S. E. *Dados Abertos*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/>>. Citado 3 vezes nas páginas 84, 88 e 90.

ONS, O. N. do S. E. *Grade horária para despacho de redução de demanda*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/9/51/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=%7Babd39658-dbb9-4573-944c-cb1aa79a5cb2%7D&action=interactivepreview>. Citado na página 95.

ONS, O. N. do S. E. *Nota Técnica Sandbox Resposta da Demanda Produto Disponibilidade*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Nota%20T%C3%A9cnica%20Revisada%20-%20Disponibilidade.pdf>>. Citado na página 96.

20Sandbox%20Resposta%20da%20Demanda%20Produto%20Disponibilidade.pdf>.

Citado na página 74.

ONS, O. N. do S. E. *ONS divulga resultado do Mecanismo Competitivo para contratação de Resposta da Demanda por Disponibilidade*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=10831>>. Citado na página 79.

ONS, O. N. do S. E. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br>>. Citado na página 31.

ONS, O. N. do S. E. *Plano da Operação Energética 2024-2028*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20PEN%202024.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

ONS, O. N. do S. E. *Sistema Interligado Nacional*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Citado na página 24.

PANDA, S. et al. A comprehensive review on demand side management and market design for renewable energy support and integration. *Energy Reports*, v. 10, 2023. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/374754919_A_comprehensive_review_on_demand_side_management_and_market_design_for_renewable_energy_support_and_integration>. Citado na página 25.

PERERA, A. et al. Optimal design of microgrids to improve wildfire resilience for vulnerable communities at the wildland-urban interface. *Applied Energy*, v. 335, p. 120744, 2023. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120744>>. Citado na página 24.

PIRBAZARI, A. M. Ancillary services definitions, markets and practices in the world. In: *2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (TD-LA)*. [s.n.], 2010. p. 32–36. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2010.5762857>>. Citado na página 48.

PJM. *Reliability Pricing Model*. 2017. Acessado: 16 jul. 2023. Disponível em: <<https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/reliability-pricing-model-fact-sheet.ashx?la=en>>. Citado na página 53.

PJM. *Reliability Pricing Model*. 2017. Acesso em: 14 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/reliability-pricing-model-fact-sheet.ashx?la=en>>. Citado na página 53.

PMO/PLD, C. T. P. e P. C. *Relatório Representação da Resposta da Demanda na Programação Diária da Operação*. 2023. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?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_idDocumento=51947&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Ffp%2Fvisualizar.jsp>. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 73.

RAMOS, D. et al. New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems: The case of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109468>>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

REPÚBLICA, P. da. *Lei nº 9.427/96*. 1996. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm>. Citado na página 29.

REPÚBLICA, P. da. *Decreto nº 2.335/97*. 1997. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2335.HTM>. Citado na página 29.

REPÚBLICA, P. da. *Decreto nº 2.655/1998*. 1998. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2655.htm>. Citado na página 31.

REPÚBLICA, P. da. *Lei nº 9.648/1998*. 1998. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm>. Citado na página 31.

REPÚBLICA, P. da. *Decreto nº 5.081/2004*. 2004. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5081.htm>. Citado na página 31.

REPÚBLICA, P. da. *Decreto nº 5.163/2004*. 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm>. Citado na página 31.

REPÚBLICA, P. da. *Decreto nº 5.175/2004*. 2004. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/Decreto/D5175.htm>. Citado na página 30.

REPÚBLICA, P. da. *Decreto nº 5.184/2004*. 2004. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5184.htm>. Citado na página 30.

REPÚBLICA, P. da. *Lei nº 10.847/2004*. 2004. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm#:~:text=LEI%20N%C2%BA%2010.847%2C%20DE%2015%20DE%20MAR%C3%87O%20DE%202004.&text=Autoriza%20a%20cria%C3%A7%C3%A3o%20da%20Empresa,EPE%20e%20d%C3%A1%20outras%20provid%C3%AAs>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.

REPÚBLICA, P. da. *Lei nº 10.848/2004*. 2004. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Citado na página 31.

REPÚBLICA, P. da. *Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015*. 2015. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13182.htm>. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 67.

RODILLA, P.; MASTROPIETRO, P.; BRITO-PEREIRA, P. The challenge of integrating demand response in capacity remuneration mechanisms: Providing a comprehensive theoretical framework. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 21, n. 4, p.

64–71, 2023. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/10158940>>. Citado na página 25.

RODRIGUES, C. *Avaliação do potencial de programa de resposta da demanda em ambiente de contratação livre*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2021. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/handle/10183/235700>>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.

SANTOS, W. D.; BAJAY, S. V. Mecanismos de resposta da demanda no setor elétrico brasileiro: Panorama atual e perspectivas. *Revista Brasileira de Energia*, 2023. Disponível em: <<https://sbpe.org.br/index.php/rbe/article/download/720/552/>>. Citado na página 61.

SCE, S. C. E. *Southern California Edison*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.sce.com/>>. Citado na página 50.

SDGE, S. D. G. . E. *San Diego Gas & Electric*. 2024. Acesso em: 17 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.sdge.com/>>. Citado 2 vezes nas páginas 50 e 52.

SILVA, H. *Resposta à demanda via precificação em tempo real para controle da demanda de energia*. Dissertação (Mestrado) — Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, 2013. Disponível em: <<https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/BUBD-9FTH5U>>. Citado na página 27.

SILVA, W. D. d. et al. *A cogeração de energia elétrica a partir da biomassa inserida na matriz energética brasileira*. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2009. Disponível em: <https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/830f10eb-74a9-4bd2-be85-504f46d61e86/Silva_Wilson_Damatto_da.pdf>. Citado na página 23.

SIVANEASAN, B.; THACHINAMOORTHY, K.; GOH, K. P. Interruptible load scheme: Demand response management for buildings. In: *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*. [s.n.], 2016. p. 1716–1719. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TENCON.2016.7848311>>. Citado na página 49.

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*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.11606/T.3.2017.tde-27062017-140317>>. Citado na página 45.

SOARES, F. H. N.; RAMOS, D. S. Proposal of industrial demand side bidding in brazilian power market: An approach with aluminium industry. *IEEE Latin America Transactions*, v. 15, n. 11, p. 2120–2125, 2017. doi: 10.1109/TLA.2017.8070417. Citado na página 26.

SOUZA, Z. F. *A importância da reação da demanda na formação dos preços de curto prazo em mercados de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2010. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-25032010-200356/publico/ZebedeuSouza_DemandResponseSpotPrice.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 43, 44 e 48.

- SPEES, K. et al. *Demand Response Participation in PJM Markets*. Boston: [s.n.], 2017. Acesso em: 14 dez. 2024. Disponível em: <<https://www.aeso.ca/assets/Uploads/2017-09-21-DR-Participation-in-PJM-Markets.pdf>>. Citado na página 53.
- STOFT, S. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley-IEEE Press, 2002. ISBN 9780471150404. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/book/5264048>>. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 45.
- TORRITI, J.; HASSAN, M. G.; LEACH, M. Demand response experience in europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*, v. 35, n. 4, p. 1575–1583, 2010. ISSN 0360-5442. Demand Response Resources: the US and International Experience. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.021>>. Citado na página 25.
- TÉCNICA, G. T. P. B. M. de C. *Smart Grids Colombia: Visión 2030*. Colombia: Banco Interamericano de Desarrollo, 2016. Acesso em: 14 dez. 2024. Disponível em: <<https://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>>. Citado na página 52.
- YUAN, Z.-P. et al. Data-driven risk-adjusted robust energy management for microgrids integrating demand response aggregator and renewable energies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, n. 1, p. 365–377, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TSG.2022.3193226>>. Citado na página 25.
- ZHANG, P. et al. A framework for several electricity retailers cooperatively implement demand response to distributed data center. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, n. 1, p. 277–289, 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/tsg.2022.3189835>>. Citado na página 26.
- ÇELEBI, E.; FULLER, J. Time-of-use pricing in electricity markets under different market structures. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 27, p. 1170–1181, 08 2012. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2180935>>. Citado na página 49.