

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA EM
AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

por

CAROLINA SOUBIRON RODRIGUES

Proposta de monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, novembro de 2021



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA EM
AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

por

Carolina Soubiron Rodrigues

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Bibiana Maitê Petry Ferraz

Banca examinadora:

Eng. Msc. Ary Paixão Borges – Engie Soluções

Prof^º. Dr^º. Flávio Antônio Lemos Becon – DELAE/ UFRGS

Prof^ª. Dr^ª. Mariana Resener – DELAE / UFRGS

Porto Alegre, 05 de novembro de 2021.

RODRIGUES, C.S, AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA EM AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE. 2021. 20 f. Monografia (Proposta de Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo a avaliação do potencial dos Programas de Resposta da Demanda (PRDs) em Ambiente de Contratação Livre (ACL). Vislumbra-se com trabalho, a possibilidade de cooperação entre grandes consumidores, presentes no ACL, e concessionárias de energia elétrica, para evitar e atender picos de demanda por meio do despacho de usinas térmicas. A revisão bibliográfica apresentada, define os tipos de PRDs existentes, bem como o panorama mundial e nacional de aplicação desses programas. Inúmeras pesquisas em todo o mundo têm explorado constantemente o tema, e no Brasil, o Ministério de Minas e Energia abriu a consulta pública em agosto/2021 para estabelecer as diretrizes para a oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica para atendimento ao Sistema Interligado Nacional. Uma metodologia de PRD contendo 7 etapas foi proposta e estudada para quatro consumidores dos ramos de metalurgia e automotivo. Os resultados apresentados demonstram a variabilidade do comportamento de consumidores presentes no ACL e a dificuldade de propor um PRD único. Todavia, resultados preliminares demonstraram um potencial expressivo ao propor 5% de redução da demanda do horário de ponta, independente do ramo de atividade do consumidor.

PALAVRAS-CHAVE: Programa de Resposta a Demanda, Ambiente de Contratação Livre, Mercado Livre.

RODRIGUES,C.S, AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE PROGRAMA DE RESPOSTA DA DEMANDA EM AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE. 2021. 20 f. Monografia (Proposta de Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ABSTRACT

This work aims to assess the potential of Demand Response Programs (PRDs) in a Free Contracting Environment (ACL). This work envisages the possibility of cooperation between large consumers, present at the ACL, and electricity concessionaires, to avoid meeting peak demand through the dispatch of thermal power plants. A literature review presented, defining the types of existing PRDs, as well as the global and national panorama of clinical applications. In Research Surveys around the world have constantly explored the topic, and in Brazil, the Ministry of Mines and Energy opened a public consultation in August / 2021 to establish guidelines for the offer of Voluntary Electricity Reduction to serve the National Interconnected System. A 7-step PRD methodology was proposed and studied for four consumers in the metallurgy and automotive industries. The results found demonstrate the variability of the behavior of consumers present in the ACL and the difficulty of proportioning a single PRD. However, preliminary results showed an expressive potential for a 5% reduction in peak hour demand, regardless of the consumer's field of activity.

KEYWORDS: Demand Response Program, Free Contracting Environment, Energy Market.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	PROGRAMA DE RESPOSTA A DEMANDA.....	2
	2.1. Contexto Mundial.....	7
	2.2. Contexto Nacional.....	8
	2.2.1. Ambiente de Contratação Livre (ACL).....	9
	2.2.2. Consulta Pública N°114 de 02/08/2021	12
	2.2.3. Portaria Normativa N°22/GM/MME.....	12
	2.3. Considerações Finais.....	12
3.	METODOLOGIA	13
	3.1. Levantamento de Ações Existentes	13
	3.2. Levantamento de Dados	13
	3.3. Escolha dos Consumidores.....	13
	3.3.1. Seleção do Ramo de Atividade	13
	3.3.2. Seleção de Consumidores por Ramos	14
	3.4. Filtragem de <i>outliers</i> e representação dos valores por unidade (p.u.)	14
	3.5. Traçado das curvas de carga do caso base	14
	3.6. Proposição do PRD	14
	3.7. Análise do Potencial de Impacto do PRD nos consumidores selecionados	15
4.	ESTUDO DE CASO E RESULTADOS.....	15
	4.1. Levantamento de PRDs para ACL no Brasil.....	15
	4.2. Escolha das Ramos.....	16
	4.3. Escolha dos Consumidores do Caso Base.....	17
	4.4. Curvas de Carga do Caso Base.....	18
	4.5. Aplicação do PRD nos Consumidores Selecionados	19
	4.5.1. Ramo da Metalurgia	20
	4.5.2. Ramo Automotivo	21
	4.6. Impacto Financeiro da Aplicação do PRD nos consumidores	22
5.	CONCLUSÕES.....	23
	REFERÊNCIAS	24
	APÊNDICE A – IMPACTO MENSAL DO PRD	27

1. INTRODUÇÃO

Segundo a Organização das Nações Unidas (ONU), a energia elétrica constitui um insumo fundamental para a qualidade de vida e o seu acesso é um dos objetivos de desenvolvimento sustentável traçados pela ONU. Em 2018, o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) reportou que 99,8% da população brasileira possui acesso à energia elétrica, estando diariamente presente no cotidiano mais de 206 milhões de brasileiros. Segundo o ranking da *U.S Energy Information Administration* (EIA), o Brasil foi o oitavo país no mundo em termos de consumo per capita em 2018. Considerando o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2020, durante o período de 2015 a 2019, houve um crescimento de 7,71% na geração de energia elétrica, o que corresponde a 44.838 GWh.

Dentre os desafios do setor elétrico, destacam-se o atendimento adequado da crescente demanda de energia elétrica no país, a partir de uma tarifa módica, a modernização do sistema e discussões de novas políticas. A Empresa de Pesquisa Energética publicou a Nota Técnica DEA 13/15, que trata da demanda de energia para 2050, e ressalta que o consumidor final será um importante ator na equação de expansão do setor energético. Em diversos países, quando se trata de modernização do sistema elétrico, o assunto está diretamente ligado ao uso de tecnologias inteligentes nas redes de distribuição (do inglês, *smart grid*). Considerando a inserção crescente de geração distribuída, surge a figura do prosumidor, que é um produtor e consumidor de energia elétrica, assim como conceitos de armazenamento de energia, que integram os recursos elétricos distribuídos (RED, ou do inglês, *Distributed Energy Resources*), e a inserção de tecnologias inteligentes na rede oferecerá maior liberdade ao consumidor, possibilitando a escolha e o acompanhamento do seu consumo de eletricidade. Além disso, novas tecnologias de medição, viabilizam ações de gerenciamento energético, sugerindo tarifas com precificação dinâmica e, conseqüentemente, a implantação de Programas de Resposta a Demanda (PRDs).

Os PRDs têm como objetivo estimular o consumidor a reduzir o seu consumo de energia elétrica ou que ocorra o deslocamento da sua curva de carga ao longo do dia, dessa forma podendo contribuir para a redução de carga no sistema em um dado momento no tempo. A gestão pelo lado da demanda pode ser benéfica em vários aspectos, como o equilíbrio do sistema elétrico, a diminuição da volatilidade dos preços, a postergação de investimentos de expansão, a redução de custos e a redução de gases do efeito estufa. O êxito de um PRD está diretamente relacionado à conduta do consumidor, aliada à tecnologia disponível para efetuar as devidas medições e realizar o controle da demanda de energia elétrica (FERRAZ, 2016). Em função da crise hídrica enfrentada pelo país em 2021, cada vez mais são necessários PRDs. Em 02 de agosto de 2021, o Ministério de Minas e Energia abriu a consulta pública nº 114, com a minuta de Portaria Normativa contendo as diretrizes para a oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica (RVD) para atendimento ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

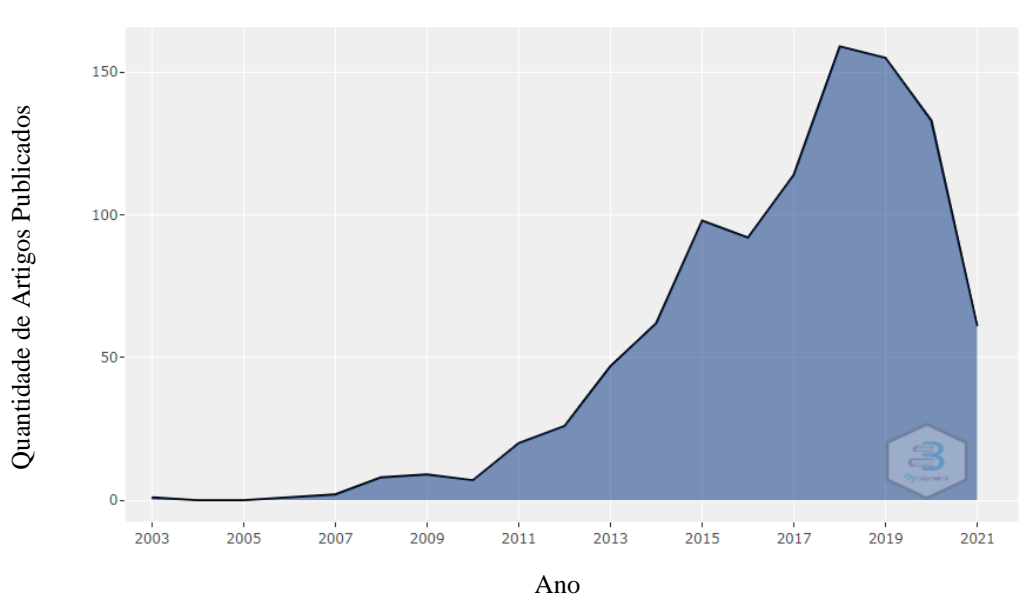
Considerando a relevância do tema, baseando-se no crescimento das pesquisas em relação ao assunto na última década, e tendo em vista atualidade do assunto no contexto nacional atual, vislumbra-se uma oportunidade de pesquisa. Deste modo, o objetivo geral deste trabalho de conclusão de curso consiste na avaliação do potencial de PRDs em Ambiente de Contratação Livre (ACL). Foi escolhido o ACL para a realização do estudo, em função dos principais consumidores atacadistas do mercado estarem operando neste ambiente. Segundo o presidente do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE), Carlos Ratto, de janeiro a junho de 2021, foram negociados pela BBCE 188.943 GWh, representa alta de 35% em relação ao mesmo período de 2020, num volume financeiro de R\$ 29,1 bilhões, o que equivale a 20% das transações dos últimos nove anos em apenas um semestre (RUDDY, 2021).

Esta pesquisa será realizada através da proposta de metodologia que segue sete passos, com o intuito de propor um PRD e analisar o impacto nos clientes. O primeiro passo será a análise dos atuais programas no Brasil, após isso serão analisados os dados disponíveis para pesquisa. Através desses dados ocorrerá a escolha dos ramos de atividades a serem estudados e seus consumidores. Após essa definição os dados serão tratados e as curvas de cargas desenhadas. Com todas as etapas anteriores realizadas será proposto um PRD e irá ser analisado o impacto financeiro deste PRD nos consumidores selecionados.

2. PROGRAMA DE RESPOSTA A DEMANDA

Durante a crise do petróleo em 1973, os membros da Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo proclamaram um embargo petrolífero, houve o acréscimo de 400% no valor do petróleo. Em função da crise energética causada, em 1980 o *Electric Power Research Institute* (EPRI) publicou pela primeira vez o termo *Demand Side Management* (DSM), conhecido como Gestão pelo Lado da Demanda na sua tradução, que possui como objetivo que haja uma alteração por parte de consumidor em relação a sua demanda de energia. Desde então, o termo difundiu-se pelo mundo e estudos sobre este modelo cresceram exponencialmente. A partir de uma revisão bibliográfica sobre o tema verificou-se que com o passar dos anos passou a ser chamado de Programa de Resposta a Demanda (PRD). Conforme ilustra a Figura 2.1, houve um aumento significativo de publicações na década de 2010, com o auge registrado em 2018.

Figura 2.1 - Produção científica anual.



Fonte: Autora (2021).

Os PRDs podem ser divididos em dois grandes grupos conforme o tipo de sinalização que é dada ao consumidor: baseados em preços e baseados em incentivo (EPE, 2019). Segundo Chuang (2011), a resposta da demanda pode ser classificada de acordo com a forma como as mudanças de carga são induzidas:

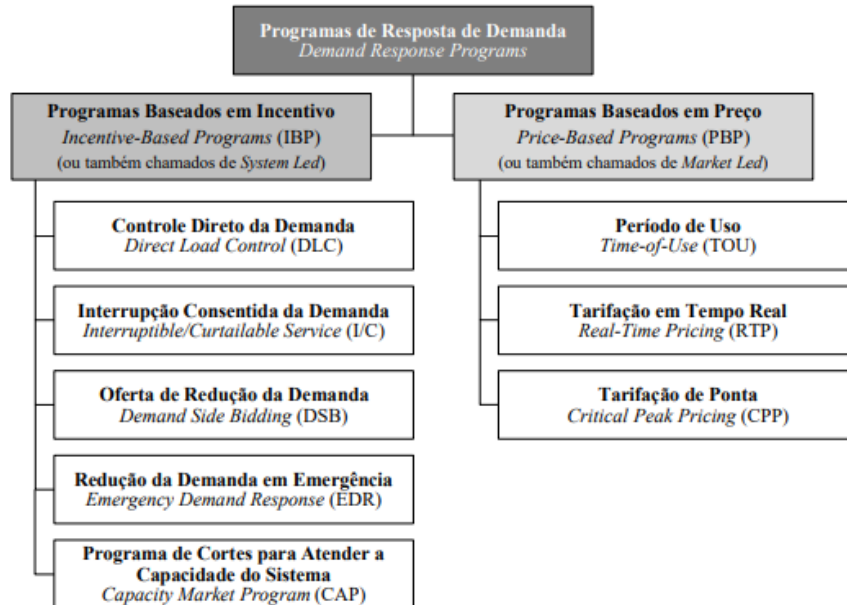
Implementações de resposta à demanda com base em preços induzem mudanças no uso pelos clientes em resposta às mudanças nos preços que os clientes irão pagar. Isso inclui preços em tempo real, pico crítico de preços e taxas de tempo de uso. Se os diferenciais de preço entre horas ou períodos de tempo são significativos o suficiente para os clientes, eles respondem à estrutura de preços alterando o uso de energia. Os clientes podem reduzir suas contas de eletricidade se ajustarem o tempo de uso de eletricidade para aproveitar os períodos de preços mais baixos e / ou evite consumir quando os preços estão mais altos. Em esquemas de preços que variam no tempo, as modificações de uso da carga do cliente são induzidas voluntariamente, em oposição a controlado diretamente.

Programas de resposta à demanda baseados em incentivos são facilitados por concessionárias, entidades de serviço de carga ou um operador de rede regional. Esses programas oferecem aos clientes incentivos de redução de carga que são separados de, ou além de, suas taxas de eletricidade de varejo, independentemente se as taxas são fixas (com base nos custos médios) ou variáveis com o tempo. As reduções de carga são coordenadas conforme solicitado pelo operador do programa. Por exemplo, as reduções podem ser acionadas com base nas condições de preço. Os programas de resposta à demanda baseados em incentivos especificam um método para estabelecer o nível de

consumo de energia de linha de base dos clientes participantes. Isso é obrigatório para medir e verificar a magnitude da resposta de carga alcançada, que é um determinante do pagamento de incentivo. Alguns programas de resposta à demanda penalizam os clientes que participam, mas deixam de responder ou cumprir compromissos contratuais quando eventos de resposta de demanda são declarados.

Por meio da Figura 2.2 é possível verificar quais as subclassificações dentro de cada grupo. Nota-se que os programas baseados em incentivo são classificados em cinco subcategorias e os baseados em preço em três.

Figura 2.2 - Classificação de Programas de Resposta a Demanda.



Fonte: Ferraz (2016).

Chuang (2011) cita que definições semelhantes são dadas afirmando que os mercados de resposta à demanda em sistemas liberalizados podem operar de duas maneiras:

Liderado do sistema: O operador do sistema, ou um agregador de serviço ou agente, sinaliza o lado da demanda clientes que há uma necessidade de redução de carga ou deslocamento. Frequentemente, são programas baseados em confiabilidade, onde os preços são definidos pelo mercado ou pelo operador do sistema de um concorrente mercado grossista de eletricidade.

Liderado pelo mercado: O cliente responde diretamente ao sinal de preços de mercado, causando comportamento ou mudanças de consumo. Os preços são definidos por mecanismos de mercado por meio da interação entre mercados de atacado e varejo.

A Figura 2.3 possibilita a visualização dos PRDs em escala temporal.

Figura 2.3 - PRDs em escala temporal.



Fonte: Ferraz (2016).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na nota técnica de publicada em julho de 2019 sobre Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Enérgico definiu da seguinte forma cada um dos PRDS:

Controle Direto da Carga: Neste tipo de programa, o operador (concessionária ou operador do sistema) pode remotamente desligar ou reduzir parcelas da carga do consumidor em momentos pré-definidos. Oferecido para os setores industrial, residencial e comercial.

Interruptibilidade: Redução de carga integrada ao sistema de tarifação que proporciona desconto ou crédito nas tarifas com a consequente diminuição de carga em momentos de contingência. Oferecido a grandes consumidores industriais e comerciais.

Demand Bidding ou **Participação Econômica nos Mercados de Energia:** Consumidores fazem ofertas para a redução da carga no mercado de energia, substituindo geradores mais caros no despacho econômico. É oferecido a grandes consumidores ou a diversos consumidores através de agregadores de carga.

Programas de Emergência: Programa que realiza pagamentos de incentivos a consumidores para redução de demanda em momentos de emergência do sistema.

Participação no Mercado de Serviços Ancilares: Consumidores ofertam redução da carga para operar como reserva ou regulação de frequência. Se a oferta for aceita, eles pagam o preço do mercado para funcionar como por se comprometerem a ficar de prontidão. Se a redução da demanda ofertada for necessária, eles são chamados pelo operador e são remunerados pelo preço *spot*.

Participação no Mercado de Capacidade: Consumidores ofertam redução de carga em mercados de capacidade para substituir geração convencional ou entregar novos recursos.

Time-of-use (TOU): A tarifa do tipo TOU divide o dia em períodos de tempo e oferece uma programação de tarifas para cada período. Essa tarifa reflete, idealmente, o custo médio de geração e transmissão durante esses períodos. Como tanto o perfil de carga quanto os custos são dinâmicos, as definições estáticas de período e preço podem ficar defasadas e devem ser atualizadas de tempos em tempos.

Critical Peak Pricing (CPP): Sob uma tarifa CPP, os consumidores pagam preços mais altos durante os dias em que o custo de energia está alto ou quando a rede

elétrica é severamente estressada. Em troca, os participantes recebem um desconto sobre o preço da tarifa padrão durante as outras horas da estação ou ano, para manter constante a receita total anual da concessionária de distribuição.

Peak Time Rebate (PTR): Similar ao CPP, mas ao invés de cobrar uma tarifa mais elevada durante os eventos críticos, os participantes são pagos para reduzir o consumo em relação a uma linha base. Se os clientes não desejam participar, basta pagar a tarifa de energia em vigor. A tarifa é oferecida para os setores residencial, comercial e industrial.

Real Time Pricing (RTP): Os participantes de programas RTP pagam energia a uma tarifa com valor mais próximo ao preço *spot* de energia, retratando os custos reais de geração e transmissão em cada hora. Os consumidores são informados sobre os preços de energia por hora com um dia de antecedência ou até uma hora de antecedência. Pode ser oferecido a todas as classes de clientes.

A Figura 2.4 apresenta os princípios adotados em TOU e CPP. Percebe-se que CPP trata-se de uma sobreposição em relação ao TOU ou preço fixo. É possível analisar o funcionamento de duas alternativas ao *Real-Time Pricing* que vincula os preços em tempo real ou referente ao custo do dia anterior.

Figura 2.4 - Análise de programas baseados em preços.

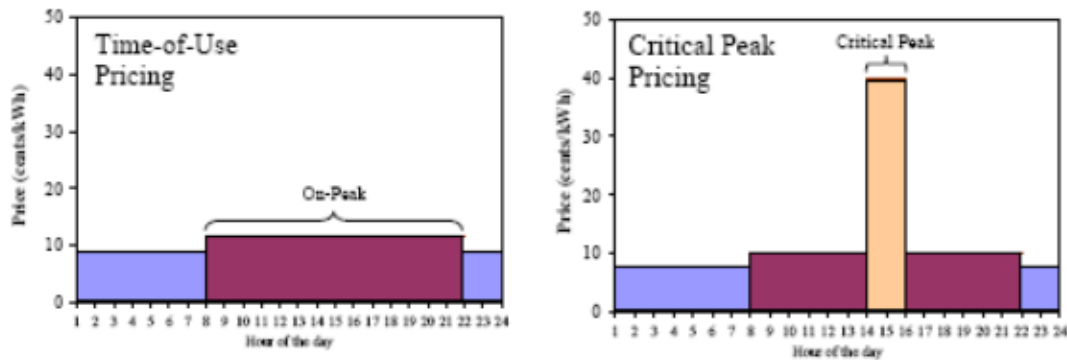
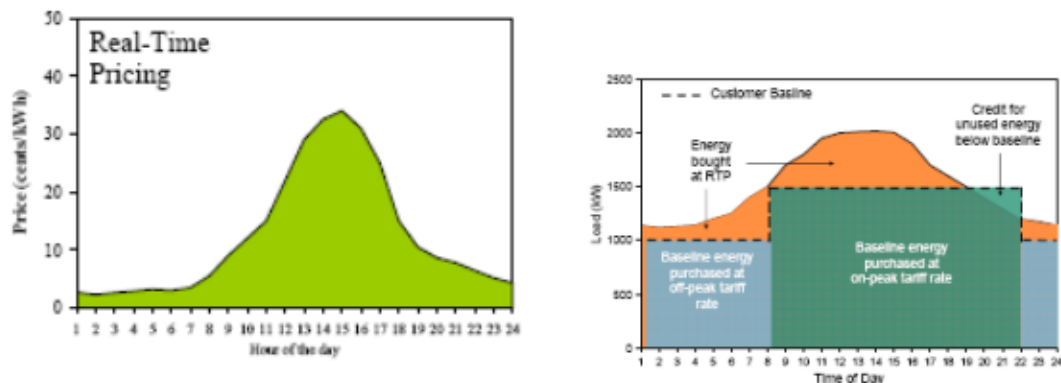


Figure 2-7 Principles of Time-of-Use (TOU) and Critical Peak Pricing (CPP)



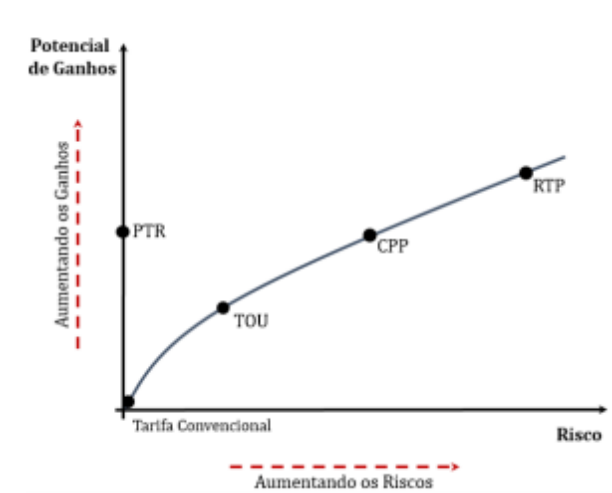
Fonte: Chuang (2011).

A Figura 2.5 ilustra relação de risco e ganhos nos PRDs baseados em preço, conforme apresentado pela EPE em 2019. Nota-se que ao aumentar a complexidade no arranjo de preços, o risco tornar-se maior. Isso porque a tarifa TOU tem uma proposta mais simples se comparada com a RTP, por exemplo. Além disso, como é de se esperar e seguindo a lógica mercadológica, quanto maior o risco, maior poderá ser o ganho.

Apesar de todos os benefícios da aplicação de PRDs, para o sistema e agentes do mercado, ainda existem diversas barreiras para suas implementações. A falta de tecnologia leva a barreiras técnicas, por exemplo, os medidores atuais não são horários e as medições ainda são realizadas de forma manual para

consumidores residenciais. Os aspectos regulatórios muitas vezes acabam dificultando a implementação desses programas, assim mesmo como questões educacionais em relação ao consumidor final. Além disso tem-se as duas principais barreiras, a financeira, onde falta incentivo econômico e a barreira de cultural, pois há uma crença que a gestão pelo lado da demanda não é tão confiável quanto a gestão pelo lado da oferta.

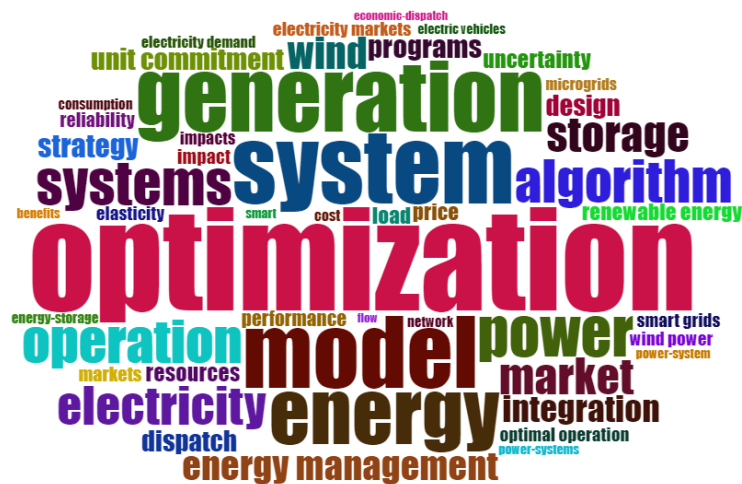
Figura 2.5 - Relação de risco e ganho.



Autor: EPE (2019).

A partir do levantamento bibliométrico realizado na plataforma Scopus, da Elsevier, foram encontradas mais de mil referências com o assunto *Electrical Demand Response Program*. Para depurar os resultados e mapear os estudos mais relevantes, foi utilizada a plataforma *bibliometrix*, que possibilitou analisar as principais palavras relacionadas ao título com este tema. A Figura 2.6 ilustra uma nuvem de palavras, a qual destaca a quantidade de vezes que cada palavra foi citada, conforme o tamanho da fonte (maior fonte, maior número de vezes foi encontrada na base de dados).

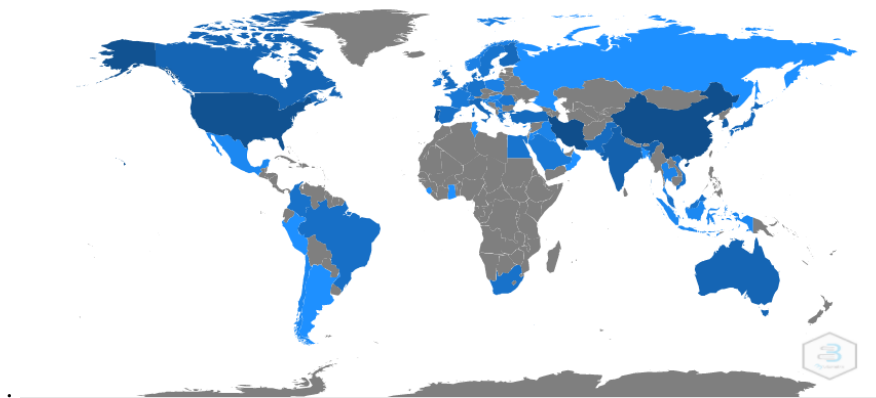
Figura 2.6 - Palavras relacionadas a PRDs.



Fonte: Autora (2021).

A maior produção científica sobre o assunto está concentrada nos países que atualmente já possuem programas de controle da demanda. A Figura 2.7 ilustra em azul mais escuro, os países são onde houve uma maior produção científica, como por exemplo, Estados Unidos das Américas. O Brasil aparece no mapa de uma forma significativa também, pois nos últimos anos o país vem produzindo materiais científicos em relação ao assunto, pois há interesse por parte do governo na criação de PDRs.

Figura 2.7 - Produção científica por país.



Fonte: Autora (2021).

2.1. Contexto Mundial

Segundo o *Federal Energy Regulatory Commission*, agência governamental dos Estados Unidos da América (EUA), *Demand Response (DR)* é definido como:

Mudanças no uso de eletricidade por clientes e usuários finais de seus padrões normais de consumo em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo, ou para pagamentos de incentivos projetados para induzir um menor uso de eletricidade em tempos de altos preços de mercado no atacado ou quando a confiabilidade do sistema é ameaçada. (FERC, 2010).

Nos EUA, PRDs estão diretamente ligados à modernização de medidores em consumidores, assim como aplicação de tecnologia *Smart Grid* nas concessionárias de energia elétrica. Segundo o *Demand Response and Advanced Metering*, que é publicado anualmente pelo FERC, em 2019 o estado da Califórnia fechou com um fornecedor a compra de 320.000 que viabilizará a implantação de PRDs. Com isso, será disponibilizado um portal online para que o consumidor visualize os dados relacionados a sua fatura, bem como faça a adesão de tarifas dinâmicas estabelecendo um limite de uso e alertas de preços. O país possui diversos PDRs que são definidos por cada estado e reportados para o FERC. Por exemplo, em 2018, os consumidores participantes do *Energy Savings Days de Maryland*, ganharam mais de 16 milhões de dólares pela redução de energia. A taxa de participação foi de 75,7% com uma redução de 370 MW, equivalente a não utilização de 135 toneladas de carvão em usinas térmicas (BGE, 2019).

A Comissão Europeia definiu PRD como:

Mudanças voluntárias pelos consumidores finais de seus habituais padrões de uso de eletricidade - em resposta aos sinais do mercado (como preços de eletricidade variáveis no tempo ou pagamentos de incentivos) ou após a aceitação dos lances dos consumidores (por conta própria ou por agregação) para vender eletricidade e comercializar a sua vontade de mudar sua demanda por eletricidade em um determinado momento. (EUROPEAN COMMISSION, 2011)

Além disso, o PRD é considerado como um importante instrumento para melhorar a eficiência energética. Segundo TORRETI (2019) não é apropriado falar de um PRD único que atenda toda Europa, pois a própria inexistência de um mercado europeu único de energia dificulta a aplicação de programas para toda Europa. Apesar da dificuldade em relação ao programa único, é comum os estados proponham programas próprios de PDR.

Em Portugal, onde a utilização de medidores inteligentes é avançada, consumidores podem optar pela tarifação real (*time pricing*), o país também possui um Programa de Interruptibilidade. Os consumidores que participam do programa concordam em desligar grandes montantes de carga em horários críticos, porém segundo o Relatório Anual de Interruptibilidade, realizado pelo REN em 2020, nenhuma

unidade foi acionada pelo programa. Em anos anteriores, o programa chegou a auxiliar com a redução de 6,5% da demanda de ponta do país.

Na Espanha de acordo com CNMC (2018), 11 milhões de consumidores estavam sob o *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC) e mais de 15 milhões no mercado livre de energia. O PVPC é calculada incluindo as tarifas de acesso e encargos de custo de produção da energia e custo de gestão comercial (EPE, 2019).

Na Austrália, o Conselho Ministerial de Energia define PDR como “ações pelos usuários de energia para reduzir sua demanda por fornecimento de rede energia em resposta aos sinais de preços durante os períodos de pico demanda ou estresse da rede”. O mercado australiano começou a ser liberalizado em 2002, em New South Wales e, por último, em 2014 na Tasmânia. Em função do mercado varejista, os próprios fornecedores possuem planos diferenciados de compra de energia elétrica para cada tipo de consumidor, sendo utilizado em alguns casos a TOU.

A China possui o Controle Direto de Carga na Província de Jiangsu, nesse tipo de programa, consumidores têm seus aparelhos controlados remotamente pela distribuidora, ou outro agente responsável, de forma a reduzir o consumo em determinados momentos, por um período curto. O consumidor é avisado previamente através de aplicativos ou mensagens e é remunerado em uma tarifa por kWh reduzido. Para isso, é necessário o uso de medidores inteligentes e de aparelhos com controle automático, o que faz com que seja classificado como *Smart Demand Response* (Guo *et al.*, 2017). Um exemplo é o programa adotado nas cidades de Shangai e Jiangsu, na China, no qual a distribuidora ajusta diretamente a temperatura de aparelhos de ar-condicionado.

2.2. Contexto Nacional

O Brasil está em um momento de modernização do setor elétrico, com discussões sobre a revisão do marco regulatório e ações em várias outras frentes (EPE, 2019). Com o avanço das tecnologias, aplicação de monitoramento, é notável as transformações que o mercado elétrico brasileiro vem passando.

Dentre este conjunto de novas tecnologias, destaca-se a resposta da demanda. A resposta da demanda trará aos consumidores de energia elétrica maior poder e conhecimento sobre o seu consumo de energia, deixando de ser um coadjuvante no mercado de energia elétrica e passando a possuir participação ativa no futuro do sistema energético (Muller, 2016).

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) atualmente o Brasil possui em vigor quatro PRDs, sendo três deles baseados em preços, um baseado em incentivos. O primeiro programa a entrar em vigor foi a Estrutura Tarifária Horo-Sazonal em 1998. Consumidores de alta tensão podem optar por sua modalidade tarifária, sendo possível a escolha de verde ou azul. A modalidade verde possui um único valor da demanda de energia elétrica durante as 24h, já na azul, há variação de preços no período ponta e fora ponta. O consumidor pode optar por qual modalidade escolher junto a distribuidora de energia elétrica na qual é atendido e só pode solicitar alterações na modalidade após 12 meses da troca.

Em 2015 começou-se a aplicação das Bandeiras Tarifárias para todos os consumidores do mercado cativo ligados ao Sistema Interligado Nacional. Segundo a classificação de Mohagheghi, Yang e Falahati (2011), o sistema de Bandeiras Tarifárias se enquadra em programas de Resposta a Demanda baseados em tarifas (*RateBased DR Programs*), considerando que há uma mudança mensal no custo da eletricidade que varia de acordo com a Operação do ONS. Em 2021 no Brasil segundo o Ministério de Minas e Energia (MME) tem-se as seguintes bandeiras tarifárias:

- **Bandeira verde:** condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- **Bandeira amarela:** condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- **Bandeira vermelha - Patamar 1:** condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971 para cada quilowatt-hora kWh consumido;
- **Bandeira vermelha - Patamar 2:** condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

No ano de 2021, em função da crise hídrica do país, houve alteração nos valores das bandeiras tarifárias. Além disso, em 2021 foi estabelecido um novo custo, chamado de Bandeira Escassez Hídrica, custando R\$ 14,20 a cada 100 quilowatt-hora consumidos. Essa cobrança valerá para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional de setembro deste ano a abril de 2022, com exceção dos beneficiários da tarifa social. MENZEL (2016) provou, por meio de simulação matemática que existe uma pequena redução da variação média da demanda em relação ao modo de referência das bandeiras tarifárias.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou em 2013 a Tarifa Branca, onde consumidores de baixa tensão podem aderir a tarifa onde há três classificações horárias para o dia. Neste PRD, por meio de uma TOU, os preços variam em função do horário de ponta, intermediário e fora ponta, onde cada faixa horária possui um valor.

A mais nova iniciativa do governo foi em 2018, com “Projeto-Piloto Resposta da Demanda”, um programa baseado em incentivos financeiros e cujo público-alvo eram consumidores do ambiente de contratação livre do norte e nordeste do país. Com a publicação da REN 911/2020 em 2021 ocorreu a ampliação do programa para todos os submercados.

2.2.1. Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Em 1996, o governo federal iniciou o projeto RE-SEB (Reforma do Setor Elétrico Brasileiro), que tinha como intuito a criação de um mercado competitivo de energia no país, já que até então o mercado era majoritariamente dominado por estatais. O ano de 2004 foi fundamental para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) do Brasil. Por meio da lei nº 10.848 onde foram definidas as condições para contratação no ambiente livre e, posteriormente, com o decreto presidencial nº 5.163 com as regras gerais de comercialização de energia elétrica. Neste período ocorreu a criação dos principais órgãos de energia, como a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Após esse período de transição, iniciou o que chama-se de “liberalização” do mercado de energia. No mercado livre de energia elétrica o consumidor pode escolher qual será o seu fornecedor, e optar por qual será o tipo de energia que ele irá comprar. Anteriormente o consumidor estava “preso” a sua distribuidora de energia elétrica, pois está era a sua fornecedora de energia. Com o mercado livre, o consumidor passa a ser independente em relação a sua Tarifa de Energia (TE) e mantém com a distribuidora o seu relacionamento em relação a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Por meio de contratos negociados bilateralmente entre o fornecedor e o consumidor, estes podem negociar livremente o preço de energia, podendo realizar desde contratos horários até contratos de longo prazo, por exemplo, 10 anos. Dessa forma o consumidor possui maior flexibilidade em relação aos seus custos de energia elétrica, uma vez que a negociação desses contratos pode reduzir o seu custo nesta área.

Para que o consumidor possa operar neste mercado, a CCEE requisita o atendimento de alguns critérios:

- Critério de tensão: ser atendido pela distribuidora em média ou alta tensão;
- Critério de demanda: possuir demanda superior a 150 kW para ser considerado consumidor livre, este pode comprar energia incentivada ou convencional. Caso a demanda seja inferior a 1500 kW, porém superior a 500 kW pode haver a migração como consumidor especial, este poderá comprar apenas energia incentivada. Também é possível a realização de comunhão de fato ou direito onde a demanda mínima é de 30 kW, porém a demanda total deverá ser igual ou superior à 500 kW.

Uma vez que o cliente atenda os critérios supracitados anteriormente deve ocorrer a denúncia do contrato com a distribuidora, este deverá ocorrer 180 dias antes do seu vencimento. Dessa forma a distribuidora será avisada que o consumidor não irá mais comprar a energia elétrica com ela e sim do mercado livre. Por fim, é necessário a realização de alguns procedimentos dentro da CCEE para a migração, e a criação de uma conta bancária que será específica para o assunto de energia.

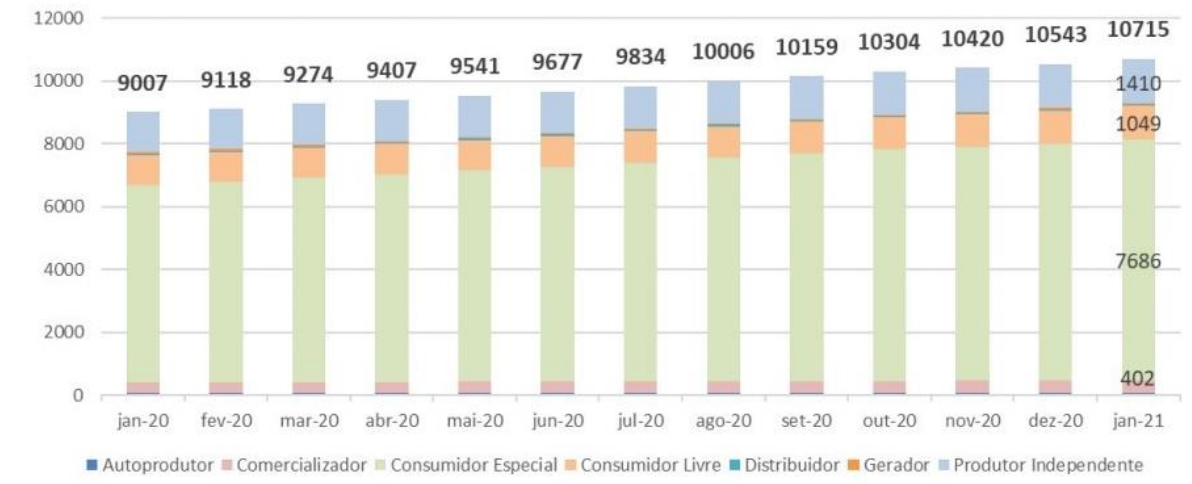
Uma vez que o consumidor está no mercado livre, este passará a ter obrigações financeiras com a CCEE, sendo realizada a cobrança de encargos setoriais, de gestão e de liquidações financeiras. Todos os agentes do mercado possuem as mesmas obrigações, proporcionais aos seus consumos mensais. Caso ocorram irregularidades financeiras, o consumidor poderá ser desligado da CCEE. Estar no mercado livre de energia envolve toda uma gestão, pois em caso de desligamentos a concessionária de energia elétrica

tem até 5 anos para aceitar aquele consumidor novamente, logo o consumidor atualmente precisa ter boa gestão técnica e econômica para lidar com todas essas questões.

Ao longo dos anos verificou-se que a adesão de consumidores no mercado livre vem crescendo de forma significativa. A Figura 2.8 ilustra o crescimento ao longo dos meses do ano de 2020. Conforme a CCEE (2020), comenta,

Dois fatores influenciaram o crescimento do número de agentes: a diversificação de fontes com a contratação de usinas em leilões e a criação e expansão do mercado livre de energia. Em 2005, por exemplo, a instituição saiu de 194 associados para 662, visto a criação do perfil de consumidores livres no mercado. [...] No entanto, o boom de crescimento ocorreu entre os anos de 2015 e 2016, quando a migração de consumidores para o mercado livre ampliou 25 vezes em comparação aos anos anteriores. Neste período, a convergência de tarifas elevadas no mercado regulado com preços mais baixos praticados no mercado livre tornou esse movimento atrativo.

Figura 2.8 - Crescimento de agentes na CCEE.



Fonte: CCEE (2020).

A partir dos estudos levantados neste trabalho, foi possível concluir que o ambiente de contratação livre está em plena expansão. Em 2018 a Resolução Normativa ANEEL n°792/2017 foram definidos critérios para a implementação de um projeto piloto de Resposta a Demanda nos subsistemas Norte e Nordeste, pois na época os níveis de reservatórios estavam críticos nestes subsistemas. A CCEE (2021), destaca que:

O objetivo do programa é a redução dos custos de atendimento ao sistema elétrico nacional, proporcionando uma maior confiabilidade e modicidade tarifária aos consumidores finais. A forma de alcançar esse objetivo é oferecer opções de atendimento à carga do sistema ao ONS, de modo que, alternativamente ao despacho de usinas térmicas fora da ordem de mérito, é ofertado, pelos consumidores participantes, a redução do consumo de energia elétrica mediante pagamento de uma compensação financeira.

Para viabilizar a adesão ao programa, era então necessário estar enquadrado como um consumidor livre e conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O consumidor que aderisse ao programa teria até quinta-feira, semanalmente, para realizar a oferta da quantidade de energia que ele estava disposto a reduzir da sua demanda. Essas ofertas deveriam ser realizadas em blocos de 1h, 2h, 3h, 4h e 7h e deveriam valer para todos os dias da próxima semana. Além disso, no dia pré-despacho o consumidor deveria confirmar até às 12h a sua redução, podendo alterar as demandas ofertadas. Na Figura 2.9 é possível visualizar o processo de operacionalização do programa.

Figura 2.9 - Operacionalização do programa piloto de resposta a demanda.



Autor: Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres (ABRACE, 2021).

Segundo o Relatório realizado pela CCEE em 2018 “No período de junho/2018 a outubro/2018, foram realizadas 15 (quinze) ofertas semanais de redução, sendo duas em junho, duas em julho, três em agosto, cinco em setembro e três em outubro. Todas foram de redução de 10 MW no produto de 4 horas”. Percebe-se que o programa, no seu primeiro ano teve uma baixa adesão dos consumidores, onde apenas a BRASKEN UNIB BA participou. Já no segundo relatório publicado pela CCEE, nomeado de Nota Técnica 0045/2019, havia dois participantes no programa, a BRASKEM UNIB BA e Cimento Apodi, onde apenas a BRASKEN durante todo o programa teve ordens da ONS para a redução da demanda.

Com a baixa adesão dos consumidores, o relatório técnico levantou alguns aspectos que poderiam ser aprimorados, como antecipação da divulgação da linha base, pois o consumidor só tinha o conhecimento da sua linha base no 22º dia útil após a redução do seu consumo. Além disso sugeriu-se a alteração da metodologia aplicada para o cálculo da linha base, eliminação da necessidade de delta para retomada de consumo, pagamento da redução da demanda por um valor fixo, sem atrelar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e declaração da linha base pelo consumidor participante.

Após este período não houve mais divulgações de relatórios pela CCEE, porém com a publicação da REN 911/2020 ocorreu a ampliação para participação de todos os submercados do SIN. Em função da crise hídrica vivenciada pelo país em 2021, onde de setembro de 2020 a maio de 2021 foram presenciados os piores períodos de Energia Natural Afluente (ENA) desde 1931, a ABRACE propôs um novo programa de resposta a demanda ao Ministério de Minas e Energia (MME). O principal fator levantado pela associação é a dificuldade da adesão ao programa atual em função da sua complexidade, levando apresentação de um programa mais simples e de fácil adesão dos consumidores. Até julho de 2021 não houve nenhum novo programa de resposta a demanda pelo governo federal brasileiro. Com o agravamento da crise hídrica do país, no dia 02 de agosto foi publicada no Diário Oficial da União a Portaria nº 538, o governo federal abriu consulta pública para diretrizes para um novo programa de PRD.

2.2.2. Consulta Pública N°114 de 02/08/2021

O Ministério de Minas e Energia realizou em agosto de 2021 a consulta pública em relação ao programa de resposta a demanda voltado ao ambiente de contratação livre. Durante o período de 02/08/2021 até 09/08/2021, empresas e consumidores tiveram a oportunidade de realizar contribuições sobre o tema. Ao término da consulta pública houve 38 contribuições dos mais diversos setores, como comercializadoras de energia, geradoras, distribuidoras, associações de classe e clientes do mercado livre de energia.

2.2.3. Portaria Normativa N°22/GM/MME

No dia 23 de agosto de 2021 o Ministro de Minas e Energia, estabeleceu através da Portaria Normativa N°22 as diretrizes para a Oferta de Redução Voluntária de Energia Elétrica – RDV. A oferta tem com intenção o recurso adicional para atendimento do SIN. Segundo a portaria apenas quem se enquadra nos seguintes critérios poderá participar.

Art. 2º Poderão participar da oferta de RVD os seguintes agentes:

I - consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o art. 26, § 5º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e consumidores cujos contratos de compra de energia seguem os preceitos estabelecidos no art. 5º da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015; e

II - agregadores, sendo os agentes consumidores, comercializadores e geradores responsáveis por agregar e centralizar as cargas dos consumidores de que trata o inciso I.

§ 1º Os consumidores parcialmente livres poderão participar da oferta de RVD até o limite equivalente à parcela livre do seu consumo.

§ 2º Os participantes da oferta de RVD de que trata o inciso I deverão possuir unidades consumidoras modeladas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

§ 3º Poderão participar do disposto nesta Portaria consumidores modelados sob agentes varejistas.

§ 4º Somente poderão participar da oferta de RVD os agentes que estejam adimplentes junto à CCEE, conforme documentos provisórios de que trata o art. 13.

2.3. Considerações Finais

Durante o desenvolvimento deste trabalho percebe-se que os PRDs podem ser diversos e deverão se adequar aos tipos de consumidores, tecnologias existentes no país assim como a sua cultura. Quando fala-se da aplicação de um PRD, é crucial entender qual o contexto que este está inserido, pois sabe-se que o sucesso de um programa depende da adesão dos consumidores.

Com a leitura das contribuições enviadas a consulta pública nº 114/221, verificou-se que as principais contribuições foram voltadas para distribuidoras e comercializadoras energia, onde o principal fator levantado eram questões de geração e remuneração. Tendo em vista que este trabalho tem como objetivo analisar os consumidores de mercado livre foram desconsideradas tais contribuições. Por outro lado, a segunda classe que contribuiu, englobou os consumidores livres e associações de classe, onde o principal objetivo era a participação de agentes no programa. A partir da leitura das propostas notou-se que a grande maioria delas convergiam para dois pontos principais:

- **Maior Flexibilidade da Demanda:** Segundo o mercado, o PRD existente possuía uma necessidade de redução de demanda alta, o que por sua vez restringia a participação dos agentes. A ABRACE na sua contribuição argumentou que havia uma barreira para a participação, uma vez que o volume mínimo era de 30 MWm e apenas 84 dos 11.746 agentes poderiam participar do programa. Isso representar de 1 % dos agentes na CCEE. Como sugestão, várias propostas sugeriram a redução da demanda para 5 MW e que pudesse ser discretizado em 1 MWh;
- **Complexidade do Programa:** Atualmente o mercado considera que há uma barreira de entrada no programa devido a sua complexidade, uma vez que o processo não é trivial e de difícil entendimento para muitos consumidores. A ABRACEEL na sua contribuição descreveu a metodologia de linha de base como crítica, e que deveria ser discutida entre os agentes do mercado.

Nota-se que a Portaria Normativa nº 22 do Ministério de Minas e Energia utilizou como base a contribuição da consulta pública nº 115/21, pois na nova portaria houve a redução da demanda mínima para participação no programa e tornou-se um pouco menos complexa a participação no programa. No momento ainda não foram divulgados os resultados a nova portaria do MME.

3. METODOLOGIA

O presente trabalho objetiva avaliar o potencial de programa de resposta da demanda em ambiente de contratação livre. Desta forma, a abordagem proposta inclui sete etapas, destacando:

1. Levantamento de PRDs existentes;
2. Levantamento de dados de consumidores;
3. Seleção dos consumidores;
 - 3.1 Seleção do ramo de atividade;
 - 3.2 Seleção de consumidores por ramo;
4. Filtragem de *outliers* e representação dos valores por unidade (p.u.);
5. Traçado das curvas de carga do caso base;
6. Proposição de PRD;
7. Análise do potencial de impacto do PRD nos consumidores selecionados.

3.1. Levantamento de Ações Existentes

O primeiro passo da abordagem proposta consiste no levantamento dos PRDs existentes. A partir da organização do setor elétrico do país, é necessário identificar quais os possíveis agentes que poderiam propor PRDs e quais as classes consumidoras de interesse. Considerando que o país poderá ter diversos programas que atendam diferentes tipos de consumidores, é necessário identificar o público-alvo da ação (neste caso, o tipo de consumidor abordado), regras vigentes, tarifas e incentivos fiscais. As ações podem ser governamentais, sendo disponibilizadas em resoluções, consultas públicas etc., ou poderão ser propostas por empresas públicas ou privadas, que comercializam energia elétrica.

A partir do levantamento das ações existentes, será possível estudar as estratégias e mapear repositórios de dados.

3.2. Levantamento de Dados

Com as informações PRDs reunidas e o nicho a ser abordado selecionado, torna-se necessário entender quais os tipos de dados necessários para a simulação de um PRD e de quais fontes de informações os dados serão retirados para o estudo. No Brasil, as agências do setor como CCEE, ONS, ANEEL possuem bancos de dados públicos, disponibilizando históricos de adesão dos consumidores aos programas, medições de consumo horários dos agentes e ofertas realizadas aos PRDs. Desta forma, nesta etapa, propõe-se a aquisição do histórico de consumo horário dos agentes do mercado livre e demandas contratadas, bem como informações sobre o submercado que opera e o tipo de tarifação que está sujeito.

A partir da disponibilidade de dados, será possível escolher os consumidores que o PRD irá abordar.

3.3. Escolha dos Consumidores

De posse dos dados históricos, obtidos na etapa 2, deverá ser feita a escolha dos consumidores a serem analisados no estudo de caso, considerando duas sub-etapas de filtragem, uma pelo ramo de atividade, e outra pelos consumidores de cada ramo.

3.3.1. Seleção do Ramo de Atividade

Propõem-se filtrar os dados disponíveis por ramo de atividade (como por exemplo, ramo da metalurgia, ramo de serviços, ramo de veículos, etc.), de forma a identificar padrões de consumo. Em âmbito nacional, os ramos de atividades estão disponíveis na CCEE.

3.3.2. Seleção de Consumidores por Ramos

Após a segmentação dos ramos, propõe-se um segundo filtro, mais detalhado, para a definição dos consumidores que serão estudados. A escolha dos consumidores poderá ser realizada de forma aleatória, ou poderá buscar por padrões pré-definidos.

3.4. Filtragem de *outliers* e representação dos valores por unidade (p.u.)

A partir da definição dos consumidores, será necessário avaliar os dados disponíveis e identificar possíveis inconsistências ou *outliers*, como por exemplo, dado fora de tendência que pode mascarar um comportamento. Na metodologia proposta, consumidores com medições zeradas são desconsiderados. Posteriormente, visando realizar a comparação de diversos consumidores de um ramo, os dados válidos de consumo horário são transformados para valores por unidade (p.u.), a partir da seguinte expressão:

$$D_h = \frac{D_h^R}{D_h^C}, \quad (3.1)$$

onde D_h é o valor demanda na hora h , expresso em p.u., D_h^R é o valor da demanda registrada na hora h , expresso em kW e D_h^C é o valor demanda contratada no posto tarifário da hora h , expresso em kW. Idealmente para a análise horária de consumidores o valor base deverá ser a demanda contratada na ponta e hora fora ponta, pois dessa forma entende-se, há ultrapassagem ou subdimensionamento da demanda, facilitando o entendimento do perfil dos consumidores.

A organização dos dados, nesta etapa, permitirá o traçado de curvas de carga dos consumidores selecionados.

3.5. Traçado das curvas de carga do caso base

A curva de carga de consumidor contém informações importantes para definição das possibilidades de PRD, uma vez que permite visualizar vales e/ou picos expressivos, identificar padrões típicos de consumo (como dias úteis, sábados e domingo), modos de operação, sazonalidade, entre outros; os quais servirão de base para propor um PRD adequado. A análise dependerá da granularidade da base de dados disponível (dados horários, semanais, mensais, anuais, etc), bem como da qualidade dos dados (presença de *outliers*).

Para a análise do traçado das curvas o ideal é que seja feita a média de cada hora do dia e considerando o dia da semana, pois em dias úteis e finais de semanas a curva tende a ser diferente. Dessa forma tem-se 24 horas ao longo dos 7 dias da semana, sendo possível a realização da curva horária para cada dia. Como os consumos foram padronizados (em p.u.) na etapa anterior, será possível realizar a comparação entre as curvas de diferentes consumidores, e visualizar o impacto do PRD em cada ramo e consumidor selecionados.

3.6. Proposição do PRD

A proposição do PRD dependerá das ações existentes, bem como dos dados disponíveis dos consumidores. No presente trabalho, propõe-se avaliar o impacto da redução da demanda horário, no período de ponta de consumidores livres. A escolha de um PRD apenas para o horário de ponta tem como objetivo o deslocamento da carga para o horário fora ponta, uma vez que o sistema tende a estar mais sobrecarregado na ponta e o valor da energia elétrica mais oneroso.

Esta redução poderá ou não ser deslocada para o período fora de ponta. Observa-se que o horário de ponta poderá variar conforme cada distribuidora, mas, neste trabalho, considera-se das 18 h às 20 h. Já o horário fora de ponta para deslocamento, dependerá da existência de vales nas curvas de carga. Caso a curva de carga tenha um comportamento mais contínuo (ausência de vales e elevado fator de carga), propõe-se deslocar para o período compreendido entre 2 h e 6 h (madrugada).

3.7. Análise do Potencial de Impacto do PRD nos consumidores selecionados

Para mensurar o impacto financeiro mensal proveniente da adesão a um PRD, I^{PRD} (expresso em R\$/mês), propõe-se a seguinte expressão:

$$I^{\text{PRD}} = \sum_{j=1}^J C_j \cdot f_j^{\text{PRD}} \cdot T^{\text{MWh}} \cdot n_{\text{dias}}, \quad (3.2)$$

onde C_j representa o consumo mensal na hora j , expresso em MWh, f_j^{PRD} representa o valor percentual de redução da demanda para cada hora j do período de ponta, T^{MWh} representa a tarifa horária proposta no PRD para remunerar o consumo evitado no horário de ponta, dada em R\$/MWh, n_{dias} representa o número de dias do mês que será aplicado o PRD, e J é o número total de horas que compreende o período de ponta.

A partir da disponibilidade dos dados, é possível avaliar o impacto financeiro do deslocamento de consumo do horário de ponta (hora j), I_d^{PRD} , para o horário fora da ponta (hora k):

$$I_d^{\text{PRD}} = I^{\text{PRD}} - \sum_{k=1}^K C_k^d \cdot T^{\text{MWh}} \cdot n_{\text{dias}}, \quad (3.3)$$

onde C_k^d representa o consumo mensal deslocado para a hora k , expresso em MWh.

Por fim, a partir da disponibilidade dos dados, é possível avaliar o impacto percentual do PRD, $I_{\%}^{\text{PRD}}$, na fatura mensal do consumidor, expresso por:

$$I_{\%}^{\text{PRD}} = \frac{I^{\text{PRD}}}{F^{\text{total}}} \cdot 100, \quad (3.4)$$

onde F^{total} representa o valor mensal pago pelo consumidor em sua fatura de eletricidade, expresso em R\$/mês.

4. ESTUDO DE CASO E RESULTADOS

Para avaliar a metodologia proposta, serão utilizados dados de consumidores do ACL brasileiro. Em âmbito nacional, a CCEE disponibiliza mensalmente, desde janeiro/2021, dados horários de consumo de mais de 10 mil unidades consumidoras. Com o auxílio de uma ferramenta em Power BI¹ foi possível explorar os dados disponíveis e avaliar o impacto do PRD proposto. A Figura 4.1 ilustra a tela principal desta ferramenta, a qual mostra os dados horários do infomercado CCEE. O gráfico à esquerda da Figura 4.1 apresenta a distribuição de consumo total do ano de cada ramo do ACL, e o mapa à direita da mesma figura ilustra a localização de cada consumidor.

A seguir são detalhados os principais resultados obtidos para o estudo de caso proposto, considerando as etapas descritas no capítulo 3.

4.1. Levantamento de PRDs para ACL no Brasil

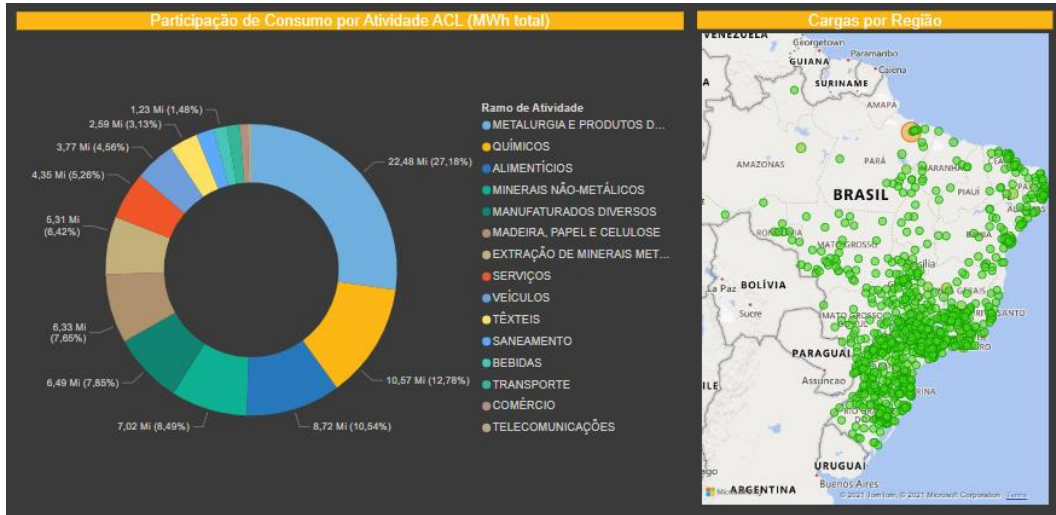
Conforme descrito nas sub-seções 2.2.2 e 2.2.3, atualmente o Brasil possui um PRD voltado aos consumidores livres, chamado *Oferta de Redução Voluntária de Energia Elétrica* (RDV). Segundo o artigo terceiro da Portaria Normativa N°22/GM/MME, os agentes que optarem por participar do programa deverão enviar para a ONS ofertas em múltiplos produtos com duração horária de quatro e sete horas, os lotes deverão possuir um volume mínimo de 5 MW, para cada hora de duração e discretizados no padrão de 1 MW, preço em R\$/MWh, conforme o dia da semana e submercado que o agente se encontra. Em casos particulares caso a ONS queira, poderá apresentar para o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE lotes com volumes mínimos inferiores a 5 MW.

Desta forma, fica de responsabilidade da ONS a disponibilização da grade que deverá ser feitas as propostas de cada mês. O operador será responsável pela divulgação do recebimento e aceite das propostas. O valor financeiro será contabilizado no Mercado de Curto Prazo e será pago aos agentes ofertantes. Caso os custos forem superiores ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), esse valor poderá ser recuperado

¹ A ferramenta foi disponibilizada pelo Eng. Felipe Figueiró, a qual dispõe de uma base de dados de consumidores livres a partir dos dados disponíveis na CCEE.

através de encargos de Custo de Serviço do Sistemas. O atual RDV existe está disponível para todos os ramos de atuação do ACL, no desenvolvimento deste trabalho optou-se por selecionar-se os ramos a serem estudados.

Figura 4.1 – Ferramenta em Power BI utilizada para obter os dados dos consumidores do ACL.



Fonte: Autora (2021).

4.2. Escolha das Ramos

A escolha de ramos foi realizada a partir das informações retiradas do InfoCEE , relatório mensal divulgado pela CCEE com os dados horários de consumo de cada consumidor de 15 ramos de atividade. Foram utilizados os dados do período entre janeiro de 2021 e maio de 2021 para a análise. A Tabela 4.1 lista os ramos de atividade de consumidores do ACL e seus respectivos consumos.

Tabela 4.1 - Consumo por Ramo de Atividade

Ramo de Atividade	Consumo médio mensal [MWh]
Metalurgia e Produtos de Metal	2.847.4952
Minerais Não-Metálicos	11.522.068
Alimentícios	11.440.188
Químicos	11.297.784
Manufaturados Diversos	9.632.511
Extração de Minerais Metálicos	7.554.957
Serviços	7.213.734
Madeira, Papel e Celulose	6.982.205
Comércio	6.509.316
Veículos	4.354.642
Têxteis	3.560.424
Saneamento	2.316.239
Bebidas	1.417.871
Transporte	1.274.605
Telecomunicações	1.243.142

Fonte: Autora (2021).

Com a análise dos dados percebe-se que o ramo de Metalurgia e Produtos de Metal possui o maior consumo do SIN, que representa mais de 200% se comparado ao segundo lugar da planilha. Dessa forma optou-se por analisar este segmento durante o desenvolvimento. Buscando ter um contraponto, pensou-se na escolha do ramo com menor consumo, porém este era o de Telecomunicações. Atualmente sabe-se que

a maior parte da demanda deste ramo está ligado ao funcionamento antenas e estações, sendo assim o ramo não possui tanta flexibilidade, pois a demanda tende a ser constante durante todo o dia. Dessa forma optou-se por escolher o ramo Automotivo, já que este não possui as mesmas restrições de Telecomunicações e durante o período de pandemia teve a sua produção bastante afetada. Logo, entende-se que é um ramo onde no último ano houve mudanças significativas e que a implementação de um PRD poderia ter uma adesão maior.

4.3. Escolha dos Consumidores do Caso Base

Uma vez realizada a escolha dos ramos, contabilizou-se o número total de consumidores desses ramos, chegando ao total 9.865 unidades consumidoras. Primeiramente, pensou-se que seria possível analisar uma carga típica para cada setor, mas notou-se não havia padrões nas curvas e realizou-se a escolha de quais os consumidores que seriam estudados. Para a seleção de quais seriam esses consumidores, analisou-se os extremos, ou seja, os agentes com maiores consumos de energia e menores consumos.

Visando a realização de uma escolha mais refinada, escolheu-se uma semana de forma aleatória, onde o único critério é que não houvesse feriados no período. Com a base de dados horários, analisou-se o do período compreendido entre 07 e 14 de março. O objetivo nesta etapa foi analisar a curva de carga, utilizando valores horários de demanda. Assim, realizou-se a média do consumo horário, gerando, curvas típicas de dias úteis e finais de semana. Na Tabela 4.2 é possível verificar o consumo em MWh médio (MWhm) do ramo metalúrgico.

Utilizou-se a mesma metodologia anterior para a análise do ramo Automotivo. Neste momento fica evidenciado a diferença entre o consumo de cada ramo. Na Tabela 4.3 é possível visualizar quais os consumidores selecionados nesta primeira etapa.

Com os dados segmentados por ramo e com os 24 consumidores escolhidos, analisou-se individualmente cada um, com o objetivo de optar quais seriam estudados. Durante esta análise constatou-se que os consumidores com consumo inferior a 5 MWhm deveriam ser excluídos do estudo, uma vez que não atenderiam ao critério para a participação ao PRD, pois o atual exige que haja uma oferta mínima de 5 MWhm. Outro fator decisivo é que essas cargas excluídas eram baixas, o que faz sentido, uma vez que anteriormente escolheu-se os extremos. Ao término desse filtro, tem-se 10 consumidores a serem estudados de ambos os ramos, 4 do ramo metalúrgico e 6 do automotivo, conforme mostra a Tabela 4.4.

Tabela 4.2 - Consumo no Ramo Metalúrgico

Consumidores	Consumo Mensal [MWhm]
ALBRAS PARÁ	805,34
ARCELOR AM SAO PAULO	1,62
ARCELORMITTAL BARRA MANSA	4,65
BELGO MINEIRA - SABARÁ -MG	2,83
BELGO MINEIRA PIRACICABA	73,77
BMP SIDERURGIA - J FORA	64,30
CBF	0,05
CSN	292,56
CSN GALVASUD - PORTO REAL - RJ	3,68
CST	128,42
MANGELS IND.&COM. LTDA - SBC	0,01
PERFIL ALUMINIO DO BRASIL S/A	0,43

Fonte: Autora (2021).

Tabela 4.3 - Consumo no Ramo Automotivo

Consumidores	Consumo Mensal [MWhm]
CIFERAL - DUQUE DE CAXIAS RJ	0,07
FIAT - BETIM - MG	23,32
FIAT PE	33,24
MAHLE - S.BERNARDO DO CAMPO	4,21
MAHLE ITAJUBÁ	8,77
MMG - MAHLE M. LEVE MOGI GUAÇU	21,71
POWERTRAIN - BETIM - MG	9,39
TECFIL - GUARULHOS SP	1,66
TPR BR	0,29
VOLKSVAGEN SÃO CARLOS	4,81
VOLKSWAGEN - TAUBATÉ - SP	10,53
VOLKSWAGEN ANCHIETA - SP	18,95

Fonte: Autora (2021).

Tabela 4.4 - Consumidores Finais

Consumidores	Consumo Mensal [MWhm]	Ramo
ALBRAS PARÁ	805,34	Metalúrgico
BELGO MINEIRA PIRACICABA	73,77	Metalúrgico
CSN	292,56	Metalúrgico
CST	128,42	Metalúrgico
FIAT - BETIM - MG	23,32	Automotivo
FIAT PE	33,24	Automotivo
FIAT - BETIM - MG	23,32	Automotivo
FIAT PE	33,24	Automotivo
VOLKSWAGEN - TAUBATÉ - SP	10,53	Automotivo
VOLKSWAGEN ANCHIETA - SP	18,95	Automotivo

Fonte: Autora (2021).

4.4. Curvas de Carga do Caso Base

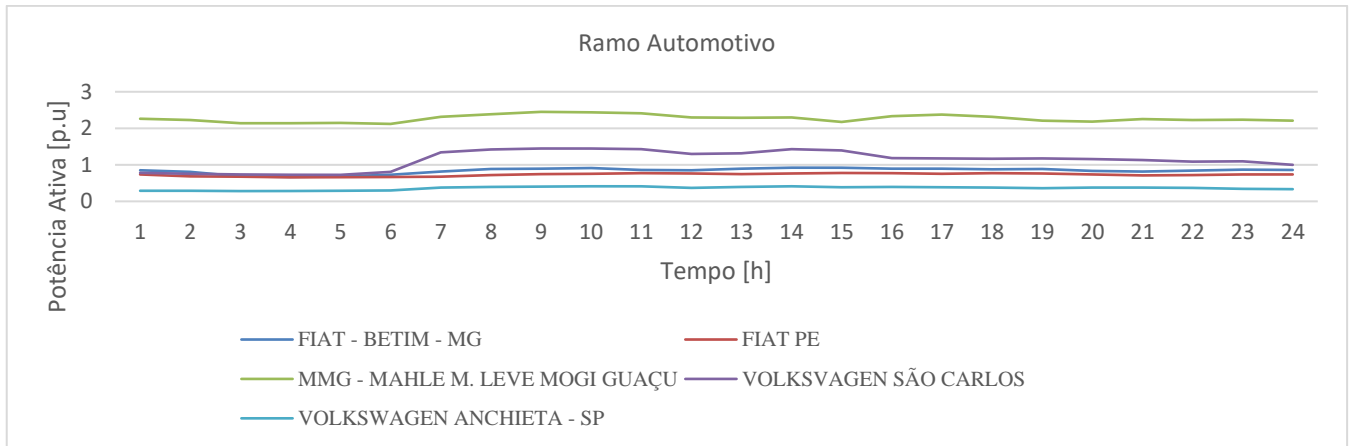
No passo anterior, a análise foi mais abrangente e não tão detalhada, dessa forma para a segunda análise preferiu-se realizar um tratamento maior dos dados disponíveis. Com os dados horários de janeiro até maio de 2021 das 10 cargas escolhidas, começou-se a realizar filtros visando tirar os *outliers*, pois as medições podem apresentar inconsistência. Essas podem ocorrer por falha em equipamentos, erros de medição e de sistemas. A distribuidora possui até o oitavo dia útil de cada mês para realizar a alteração dessas inconsistências, porém por vezes acaba não ocorrendo a alteração por parte da distribuidora.

Após esse filtro, realizou-se a média horária do consumo nesse período de 150 dias, nesta etapa foi analisada a carga horária conforme os dias da semana, pois entende-se que cada consumidor possui um padrão e era necessário entender qual o impacto dos finais de semana em cada consumidor. Em alguns poderia haver impactos, em outros as cargas poderiam ser constantes, dessa forma considerou-se crucial a separação.

Os consumidores escolhidos possuem diferentes características, por isso, buscando uma forma de normatizar os valores encontrados, os dados foram passados para p.u. (conforme a Equação 3.1). Idealmente essa análise deveria ser feita com as informações de posto tarifário e com a demanda contratada na ponta e fora ponta de cada unidade, porém essas informações não são de conhecimento público. Os únicos dados públicos é a carga que o agente informa a CCEE no momento da migração, neste caso optou-se pela sua utilização. Portanto, D_h^C é igual à carga informada à CCEE, sem distinção de posto tarifário.

A Figura 4.2 apresenta as curvas de carga dos consumidores do ramo automotivo, sendo possível verificar que a maioria das cargas está próximo a 1 p.u.

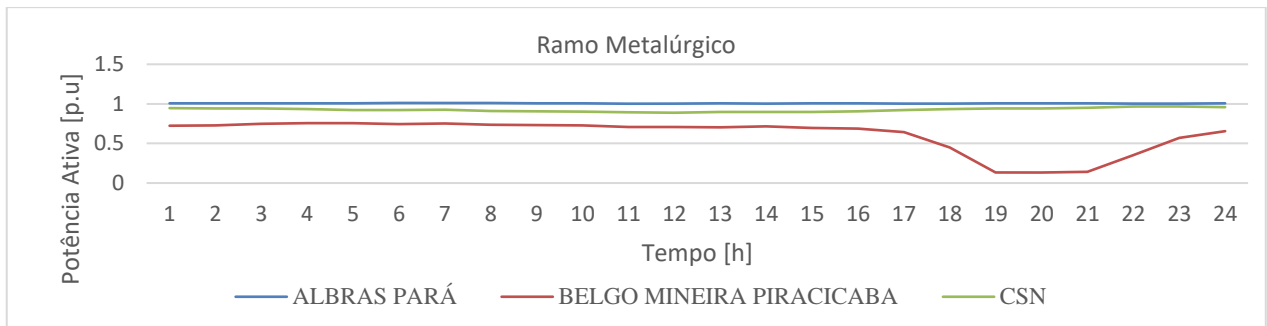
Figura 4.2 - Curva média de carga em dias úteis do ramo automotivo



Fonte: Autora (2021).

A Figura 4.3 ilustra as curvas de carga do ramo metalúrgico, onde percebe-se que o consumidor Belgo Mineira realiza alguma ação no horário ponta, pois a redução neste período é significativa. Se comparado as curvas de carga da Figura 4.2, observa-se que a carga tende a ser mais estável no ramo metalúrgico, ficando próximo a 1 p.u. Isso porque, o ramo metalúrgico eletrointensivo costuma ter modulação de demanda, e vários possuem geração.

Figura 4.3 - Curva média de carga em dias úteis do ramo metalúrgico.



Fonte: Autora (2021).

A partir das curvas de carga traçadas para os 10 consumidores, foram selecionados dois consumidores de cada ramo para avaliar o impacto na adesão do PRD. No ramo automotivo, foram selecionados a MMG e a Volkswagen São Carlos. No ramo metalúrgico a escolha foi de CSN e Albrás Pará, uma vez que a Belgo Mineira já realizava ações no horário de ponta.

4.5. Aplicação do PRD nos Consumidores Selecionados

Neste trabalho, o PRD propõe o deslocamento de 5% da carga do horário de ponta, para o horário de menor demanda do SIN. A escolha desse percentual deu-se em função de dois fatores:

Art. 93. Quando os montantes de demanda de potência ativa ou de uso do sistema de distribuição – MUSD medidos excederem em mais de 5% (cinco por cento) os valores contratados, deve ser adicionada ao faturamento regular a cobrança pela ultrapassagem (ANEEL, RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010)

Art. 9º A eventual compensação da redução da demanda referida no § 7º não gerará cobranças de ultrapassagem ou de adicional de montante de uso para os agentes, vedada a utilização de montantes maiores que os reduzidos, e deverá observar os critérios a serem estabelecidos nos documentos de que trata o art. 13. (MME, PORTARIA NORMATIVA Nº 22/GM/MME, DE 23 DE AGOSTO DE 2021)

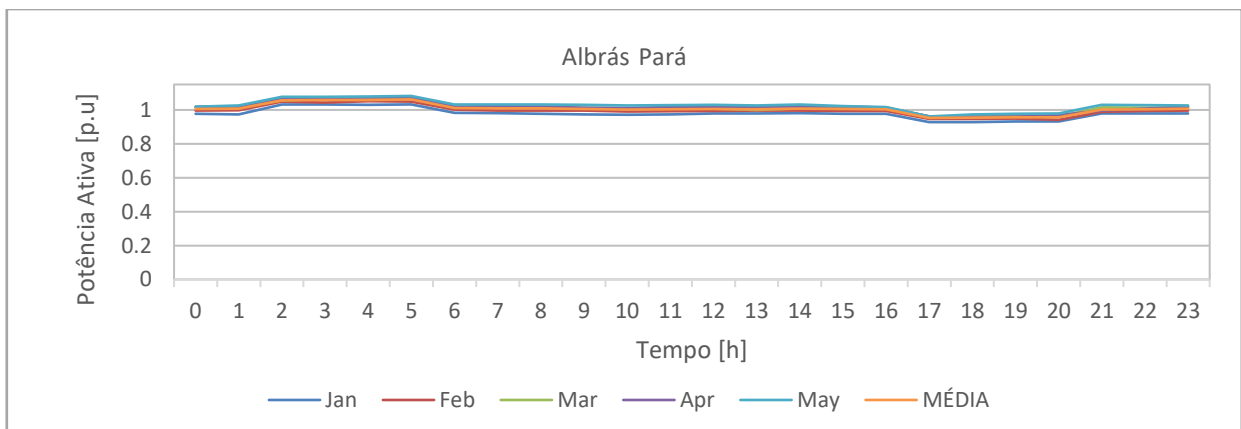
Como visto anteriormente na resolução da ANEEL de 2010, os consumidores que ultrapassam até 5% da demanda contratada não são penalizados. Além disso a Resolução Normativa n. 22 do MME, publicada em agosto/2021, a qual define o PRD vigente no país, possui o artigo nono onde informa que não há cobranças durante a compensação de demanda. Com esses dois fatores, definiu-se que as curvas de carga sofreriam um deslocamento de 5%.

Levando em consideração, o Programa de Redução Voluntária de Demanda atualmente disponível no Brasil apresenta lotes padrões conforme os submercados, este não atenderá o objetivo deste trabalho, uma vez que a escolha dos consumidores é independente dos submercados. Dessa forma definiu o horário de maior demanda a ser considerado será o horário das 17h às 20h, uma vez que este horário escolhido é onde há um pico de consumo do SIN. O pico de consumo varia conforme os submercados, porém o horário definido compreende o submercado sul e sudeste, estes que por sua vez representam 74% do consumo do SIN. O horário de compensação de carga escolhido foi o das 2h às 6h, pois constatou-se que neste horário a carga no sistema chega a ser 24% inferior aos demais horários. Se comparado ao RDV do ano de 2021, o RDV proposto, irá manter o mesmo padrão, porém terá alteração nos horários redução e compensação de demanda.

4.5.1. Ramo da Metalurgia

Para detalhar a proposição do deslocamento de carga e visualizar a sazonalidade mensal do consumo, os dados foram separados por meses, traçando a curva horária dos dias úteis dos meses de janeiro até maio de 2021. O primeiro consumidor analisado foi a Albrás Pará, uma das principais metalúrgicas do país localizado no subsistema Norte. Conforme mostrado na Figura 4.3, este consumidor possui um comportamento contínuo da demanda ao longo do dia, sem apresentar grandes vales ou picos em sua curva de carga. Ao aplicar o PRD, reduzindo 5% da demanda no horário de ponta e deslocando o período fora de ponta, compreendido entre 2h às 6h, obtém-se as curvas ilustradas na Figura 4.4. Para este consumidor, foi considerado um valor base de 800 MW (D_h^C).

Figura 4.4 – Curvas de carga médias de dias úteis da Albrás Pará, após aplicar PRD.

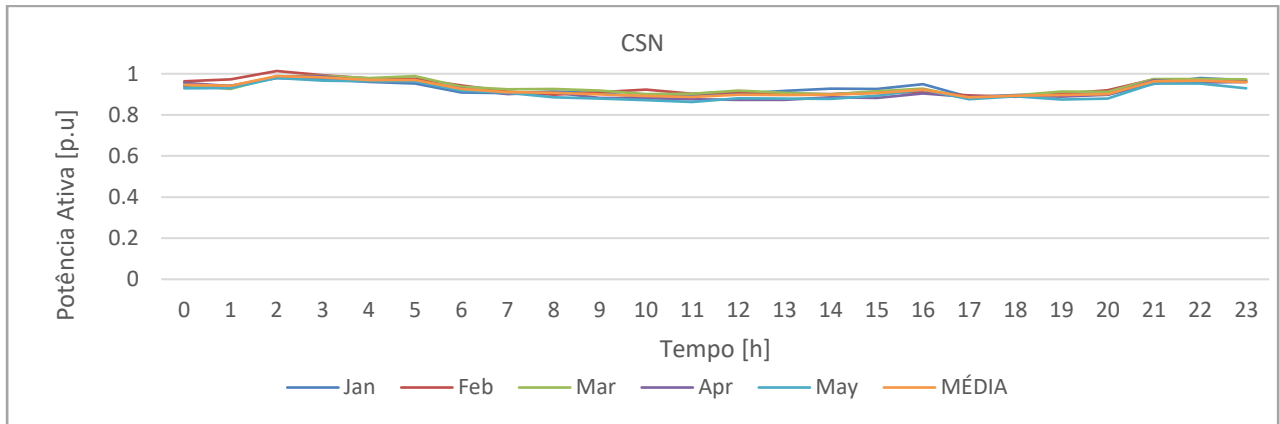


Fonte: Autora (2021).

A empresa CSN foi o segundo consumidor escolhido, o qual está ligado à Light Distribuidora e no submercado Sudeste. A Figura 4.5 ilustra o impacto da curva ao aplicar o PRD. Para este consumidor, foi considerado um valor base de 310 MW (D_h^C). Observa-se que a CSN possui uma carga inferior à Albrás

Para, porém a sua curva de carga original apresenta maior flutuação de demanda ao longo do dia, o que não torna tão evidente o deslocamento de demanda quanto na Albrás Pará.

Figura 4.5 – Curvas de carga médias de dias úteis da CSN, após aplicar PRD.

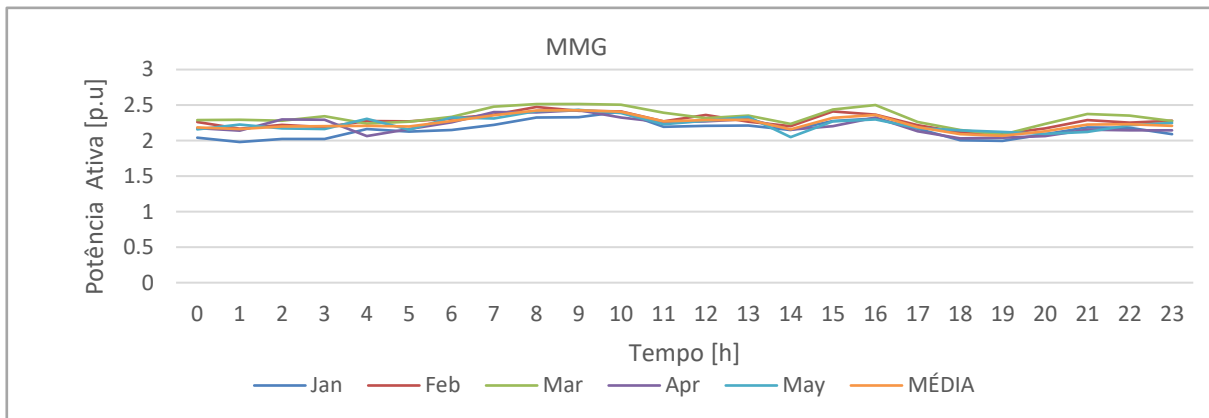


Fonte: Autora (2021).

4.5.2. Ramo Automotivo

No ramo automotivo as curvas apresentadas possuem variações maiores. O primeiro consumidor será a MMG, ligado a distribuidora Elektro e no submercado Sudeste. Na Figura 4.6 é possível notar que neste consumidor a curva está entre 2 e 2,5 p.u. Para este consumidor, foi considerado um valor base de 10,7 MW (D_h^C). Como não está disponível a demanda correta contratada na distribuidora, não se pode dizer que há uma ultrapassagem de demanda, uma vez que o valor utilizado como base é apenas uma estimativa que o consumidor informa na CCEE.

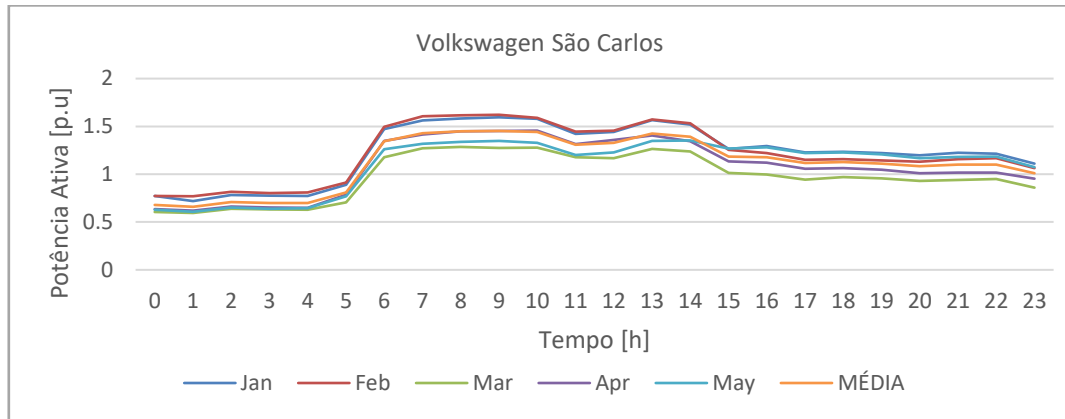
Figura 4.6 - Curvas de carga médias de dias úteis da MMG, após aplicar PRD.



Fonte: Autora (2021).

O quarto consumidor analisado foi a Volkswagen São Carlos, que possui a CPFL Paulista como distribuidora e está situado no submercado sudeste. Para este consumidor, foi considerado um valor base de 5,5 MW (D_h^C). Dentre todas os consumidores este é o que possui uma carga mais atípica, pois é possível notar na Figura 4.7 que durante o período da noite há uma brusca redução de consumo na fábrica. A hipótese para essa redução é que a produção durante a noite seja inferior.

Figura 4.7 - Curvas de carga médias de dias úteis da Volkswagen São Carlos, após aplicar PRD.



Fonte: Autora (2021).

4.6. Impacto Financeiro da Aplicação do PRD nos consumidores

A aplicação de um PRD envolve a mudança de hábito e rotinas nos seus consumidores, porém certos consumidores estão dispostos a realizar essas mudanças em função dos impactos econômicos causados.

Atualmente, no momento da proposta de redução da demanda o consumidor oferta um preço a ONS, o objetivo é que o custo do RDV proposto seja inferior ao despacho de uma usina térmica fora da ordem de mérito. Sabe-se que o custo de geração da Termelétrica William Arjona, considerada a mais cara é R\$ 2.443/MWh. Por sua vez, o PLD máximo horário atualmente está em R\$1.148,26 MWh. Com as duas informações anteriores, definiu-se que o preço de proposta será de 40% do custo da usina termelétrica de William Arjona, totalizando o valor de R\$977,20 MWh. No PRD proposto, fixou-se o valor da oferta em R\$977,20 o MWh e a partir desse valor verificou-se qual seria o impacto financeiro de forma diária, semanal e mensal se o consumidor realizar o deslocamento de 5% da sua carga. A Tabela 4.5 lista os resultados obtidos em termos de impacto financeiro para os 4 consumidores dos dois ramos selecionados, considerando o valor médio dos 5 meses analisados. No Apêndice A, constam tabelas semelhantes, com os dados mensais. Os valores foram calculados conforme a expressão (3.2), onde $f_j^{\text{PRD}} = 5\%$ e $T^{\text{MWh}} = \text{R\$ } 977,20/\text{MWh}$.

Tabela 4.5 - Potencial do impacto financeiro da adesão de consumidores do ACL ao PRD proposto.

Ramo de atividade	Metalurgia	Consumidor		Impacto no consumo [MWh] ¹			Impacto financeiro [R\$]		
				$(C_j \cdot f_j^{\text{PRD}} \cdot n_{\text{dias}})$			(I^{PRD})		
				Diário	Semanal	Mensal	Diário	Semanal	Mensal
			Albrás Pará	160	804	3.217	157.206	786.033	3.144.134
			CSN	58	291	1.166	57.014	285.073	1.140.294
			MMG	4	23	95	4.666	23.331	93.326
			Volkswagen São Carlos	1	6	25	1.255	6.275	25.102

Nota: ¹ A análise diária considera $n_{\text{dias}} = 1$, a análise semanal considera $n_{\text{dias}} = 5$ dias úteis e a análise mensal considera $n_{\text{dias}} = 20$ dias úteis.

Nas colunas 5 a 7 da Tabela 4.5 (em azul) são listados os resultados em termos de energia, e nas colunas 8 a 10 (em verde) são listados os resultados financeiros. Considerando 5% de redução do consumo horário ao longo de período de ponta, já é possível obter resultados expressivos. No ramo metalúrgico a implementação de um PRD pode ser extremamente benéfica nos aspectos financeiros, no caso da Albrás poderá haver economia de até três milhões de reais mensais, o que faz sentido, uma vez que se trata do

maior consumidor do sistema. A implementação de um PRD nesse ramo é indicada se verificado apenas o aspecto financeiro, uma vez que o retorno é alto. No ramo automotivo, em função do consumo ser menor, o impacto financeiro é inferior, chegando a ter um impacto mensal de cerca de cem mil reais. Com todas as mudanças necessárias em uma fábrica adotar a implementação de um PRD, para este ramo pode não ser tão benéfica a implementação de um PRD.

Tendo em vista que os dados de contrato e faturas não estão disponíveis para os consumidores selecionados, as análises propostas nas expressões (3.3) e (3.4), as quais avaliam, respectivamente, o impacto financeiro do deslocamento de consumo do horário de ponta, e impacto percentual do PRD na fatura mensal do consumidor, não foram realizadas.

Observa-se que diferentemente de outros segmentos, como o residencial, por exemplo, os consumidores no ACL possuem características muito distintas, aumentando a complexidade na proposição de um PRD único. Todavia, mesmo em meio a esse cenário, foi possível avaliar o bom desempenho de um PRD único para consumidores livres, considerando redução voluntária de demanda padrão de 5%.

5. CONCLUSÕES

A implementação de um Programa de Resposta a Demanda no território do Brasileiro pode apresentar grande complexidade, dada à vasta quantidade de unidades consumidoras com diferentes perfis de consumo de energia elétrica. Ainda que delimitando o escopo deste trabalho para os consumidores de Ambiente de Contratação Livre, constatou-se, ao longo do desenvolvimento, que existem muitas peculiaridades, tornando-se complexo a realização de um PRD único que atenda à maioria dos consumidores.

Outro ponto que se constatou foi a escassez de dados, como a disponibilização das ofertas do atual PRD existente no país que não são abertos. Os valores de demanda dos consumidores também não são disponibilizados, uma vez que todo o trabalho visa a redução voluntária de demanda foi necessária a realização de adaptações. Pensou-se na implementação de vários tipos de programas, como o preenchimento de vales, porém durante o estudo e com os consumidores que foram delimitados notou-se que não seria adequado, pois não tinham consumidores com esse perfil nos selecionados.

Quando trata-se de um PRD, vários agentes estão envolvidos, pois estes programas causam impactos nas distribuidoras, sistemas, geradores e consumidores. Durante o desenvolvimento deste trabalho optou-se pelo olhar apenas dos consumidores, foi uma premissa realizada, mas tem-se consciência que existem diversos aspectos não abordados. Como proposta futura, vislumbra-se a análise do impacto de um PRD sob a perspectiva dos agentes não abordados neste trabalho.

Tratando-se apenas do consumidor, sabe-se que para a adesão de um PRD várias mudanças deverão ocorrer dentro deste consumidor, várias dessas alterações foram descartadas, entendendo apenas como seria a realização do deslocamento desta carga e o impacto financeiro que traria. Um estudo interessante que pode ser realizado futuramente é qual o impacto de um PRD na cultura de uma empresa, quais as alterações necessárias em relação à mão de obra, uma vez que há um deslocamento da produção para o turno da noite. Além disso é necessário o entendimento dos contratos de energia desses consumidores, seja o contrato com o fornecedor de energia elétrica, assim como o contrato com a distribuidora de energia elétrica.

Estamos presenciando ao redor do mundo uma crise energética, não apenas no Brasil, assim como em outros países como a China. Para o desenvolvimento econômico dos países o fornecimento de energia elétrica é crucial, então entendem-se que Programas de Resposta a Demanda serão cada vez mais implementados, não apenas em casos emergenciais como estamos vendo atualmente, mas que faça parte da cultura do consumidor. Estudos como estes são importantes para o entendimento que existem diversas saídas e alternativas que podem ser adotadas. Devemos começar a ver a energia não apenas do lado da sua geração e sim também pelo lado do consumo.

REFERÊNCIAS

- ABRACE. **Entenda como funciona o Programa de Resposta da Demanda**. Brasília/DF, 2021. Disponível em: <<https://abrace.org.br/noticia/entenda-como-funciona-o-programa-de-resposta-da-demanda/>>. Acesso em: ago. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras Tarifárias**. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em: jul. 2021.
- BRASIL. **Portaria Normativa n. 22/GM/MME**. Brasília/DF, 23 de agosto de 2021. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-normativa-n-22/gm/mme-de-23-de-agosto-de-2021-340095888>>. Acesso em: out. 2021.
- BRASIL. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004 Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: out. 2021.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **CCEE atinge marca de 10 mil agentes**. São Paulo, 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE_656483&_afLoop=615392556780888&_adf.ctrl-state=sy89w91sy_1#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_656483%26_afLoop%3D615392556780888%26_adf.ctrl-state%3Dsy89w91sy_5>. Acesso em: 01 ago. 2021.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Resposta da Demanda**. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/resposta_demanda?_adf.ctrl-state=sy89w91sy_18&_afLoop=615887633890412#!>. Acesso em: 20 Jul. 2021.
- CHUANG, A. et al. **Demand Side Integration**. Brochure CIGRÉ, Working Group C6.09.2011. Disponível em: <<http://www.e-cigre.org/>>. Acesso em: ago. 2021.
- DORNELLAS, C. **Evaluation of Demand Side Management Mechanisms and Opportunities for their Development in the Brazilian Power Industry**. Cigre, Paris, v. 1, n. 1, p. 1-10, dez. 2016.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Brazil's Key Energy Statistics**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/international/overview/country/BRA>>. Acesso em: ago. 2021.
- ELSEVIER. **Plataforma Scopus**. Acesso via Periódicos CAPES/CAFe. Disponível em: <https://www-periodicos-capes-gov-br.ezl.periodicos.capes.gov.br/?option=com_plogin&ym=3&pds_handle=&calling_system=primo&institute=CAPES&targetUrl=https://www-periodicos-capes-gov-br.ezl.periodicos.capes.gov.br&Itemid=155&pagina=CAFe>. Acesso em: jul. 2021.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020**. Brasília: MEE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202020.pdf>. Acesso em: jul. 2021.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nº EPE-DEE-NT-022/2019-R0**: Resposta a Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético. 1 ed. Brasília: EPE, 2019. 51 p. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf>. Acesso em: jul. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA(EPE). **Nota Técnica DEA 13/15** - Demanda de Energia 2050. Brasília/DF, 2016. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-458/DEA%2013-15%20Demanda%20de%20Energia%202050.pdf>>. Acesso em: ago. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco energético nacional**. Brasília/DF, 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>> . Acesso: ago. 2021.

EUROPEAN UNION EMISSIONS TRADING SCHEM. **European Union Emissions Trading Schem: legal point of view**. Euts, 2021. Disponível em: <<https://www.emissions-euets.com/internal-electricity-market-glossary/399-demand-side-services-dsr>>. Acesso em: jul. 2021.

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC). **National Action Plan on demand response**. Washington, Estados Unidos: FERC, 2010.

FERRAZ, Bibiana Maitê Petry. **Programa de resposta à demanda baseado em preços aplicado a consumidores de baixa tensão**. 2016. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

GUIMARÃES JUNIOR, Joel Arthur. **Estudo de um modelo de resposta à demanda pela ótica de uma distribuidora de energia elétrica no brasil**. 2016. 109 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

GUO, Peiyang; LI, Victor OK; LAM, Jacqueline CK. Smart demand response in China: Challenges and drivers. **Energy Policy**, v. 107, p. 1-10, 2017.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Conheça o Brasil - População Domicílios Brasileiros**. Disponível em: <<https://educa.ibge.gov.br/jovens/conheca-o-brasil/populacao/21130-domicilios-brasileiros.html>>. Acesso em: ago. 2021.

MENZEL, Jean Paulo de Oliveira. **Um método multivariável para avaliação da demanda de energia elétrica a curto prazo**. 2016. 81 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/157855>. Acesso em: 20 abr. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Consulta Pública n. 114/2021**. Consulta pública sobre proposta de minuta de Portaria contendo diretrizes para a oferta de Redução Voluntária de Demanda de Energia Elétrica – RVD. Brasília/DF, 2021. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=1729458&detalharConsulta=true&entryId=1729460>. Acesso em: ago. 2021.

MOHAGHEGHI, Salman; YANG, Fang; FALAHATI, Bamdad. Impact of demand response on distribution system reliability. In: **2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. IEEE, 2011. p. 1-7.

MULLER, G. M. **Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro**. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2016.

Organização das Nações Unidas (ONU). **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>>. Acesso: ago. 2021.

RUDDY, Gabriela. **Mercado livre de energia vive recorde**. CMU, 2021. Disponível: <<https://cmuenergia.com.br/mercado-livre-de-energia-vive-recorde/>>. Acesso: ago. 2021.

SOARES, Fellipe Henrique Neves. **Resposta da demanda industrial e sua influência na formação dos preços de curto prazo no mercado de energia elétrica: uma proposta**. 2017. 109 f. Tese (Doutorado) - Curso de Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

SOUSA, Helder Wilson Amade. **Utilização de Programas de Reação da Demanda como Alternativa à Necessidade de Geração Termelétrica Complementar para Garantia do Suprimento de Energia Elétrica**. 2013. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Departamento de Economia, Universidade de Brasília, Brasília, 2013.

APÊNDICE A – IMPACTO MENSAL DO PRD

Tabela A.1 - Potencial do impacto financeiro da adesão de consumidores do ACL ao PRD proposto no mês de janeiro.

					Impacto no consumo [MWh]			Impacto financeiro [R\$]		
					$(C_j \cdot f_j^{\text{PRD}} \cdot n_{\text{dias}})$			(I^{PRD})		
					Diário	Semanal	Mensal	Diário	Semanal	Mensal
Janeiro	Ramo de atividade	Metalurgia	Consumidor	Albrás Pará	156	782	3.131	153.002	765.011	3.060.047
				CSN	57	287	1.149	56.144	280.722	1.122.890
		Automotivo		MMG	4	23	93	4.544	22.723	90.892
				Volkswagen São Carlos	1	7	28	1.380	6.903	27.615
Fevereiro	Ramo de atividade	Metalurgia	Consumidor	Albrás Pará	159	796	3.186	155.689	778.448	3.113.792
				CSN	58	294	1.176	57.501	287.508	1.150.034
		Automotivo		MMG	4	24	96	4.734	23.673	94.692
				Volkswagen São Carlos	1	6	26	1.295	6.479	25.917
Março	Ramo de atividade	Metalurgia	Consumidor	Albrás Pará	162	810	3.242	158.433	792.167	3.168.668
				CSN	58	293	1.175	57.442	287.212	1.148.851
		Automotivo		MMG	4	24	98	4.803	24.018	96.074
				Volkswagen São Carlos	1	5	22	1.074	5.373	21.493
Abril	Ramo de atividade	Metalurgia	Consumidor	Albrás Pará	162	811	3.245	158.569	792.848	3.171.396
				CSN	58	291	1.164	56.876	284.384	1.137.536
		Automotivo		MMG	4	23	93	4.547	22.735	90.940
				Volkswagen São Carlos	1	6	24	1.181	5.907	23.630
Maio	Ramo de atividade	Metalurgia	Consumidor	Albrás Pará	162	819	3.276	160.084	800.422	3.201.688
				CSN	57	287	1.149	56.144	280.722	1.122.890
		Automotivo		MMG	4	24	96	4.697	23.487	93.950
				Volkswagen São Carlos	1	7	28	1.365	6.827	27.308

Nota: ¹ A análise diária considera $n_{\text{dias}} = 1$, a análise semanal considera $n_{\text{dias}} = 5$ dias úteis e a análise mensal considera $n_{\text{dias}} = 20$ dias úteis.