

Potencial técnico, econômico e de mercado da resposta da demanda com foco no setor industrial brasileiro

Caderno 4: Necessidade de resposta da demanda para o sistema no futuro



Imprint

Publisher

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Registered offices: Bonn and Eschborn, Germany

Project

German-Brazilian Energy Partnership
SCN Quadra 01, Bloco C, Sala 1501
70711-902 Brasília – DF, Brazil
Kristina Kramer
E-mail: kristina.kramer@giz.de
Stéphanie Gomes
E-mail: stephanie.gomes@giz.de
Gabriela Kaya
E-mail: gabriela.kaya@giz.de
Website: www.energypartnership.com.br
Tel.: +55 61 2101 2170

Text

PSR
Mitsidi Projetos

As at

29/11/2023

Design

Vaz Gontijo Consultoria, Brasilia

This publication is available for download only.

The contents of this publication do not necessarily express the opinion of Energy Research Office (EPE).

Energy Partnership



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



In charge of implementing the bilateral partnership



Conteúdo

Lista de figuras	4
Lista de tabelas	6
1. Introdução	7
1.1 Organização do relatório	8
2. Metodologia e modelagem	9
2.1 Composição da curva de benefício econômico da resposta da demanda	9
2.2 Modelagem de produtos de resposta da demanda como recursos	11
3. Estudo de caso	14
3.1 O sistema brasileiro	14
3.2 Configuração do sistema e base de dados	16
3.3 Simulações	23
3.4 Resultados	24
4. Conclusões	32
Anexo A: SDDP	33
Anexo B: TSL	36

Lista de figuras

Figura 1 – Exemplo de curva de benefício marginal da resposta da demanda	10
Figura 2 – Combinações dos produtos de resposta da demanda	11
Figura 3 – Capacidade Instalada por fonte em maio de 2022, em %	14
Figura 4 – Evolução da capacidade instalada do SIN até o final de 2022 (MW)	15
Figura 5 – Histórico de geração por fonte	15
Figura 6 – Evolução da capacidade instalada em GW	16
Figura 7 – Capacidade instalada adicional do ACL	17
Figura 8 – Projeção de geração distribuída	18
Figura 9 – Variabilidade dos cenários de geração eólica e solar	18
Figura 10 – Expansão de usinas a gás natural referente a lei 14,182/2021	19
Figura 11 – Descomissionamento térmico	19
Figura 12 – Expansão de PCH referente a lei 14,182/2021	20
Figura 13 – Séries sintéticas de vazões totais do SIN	20
Figura 14 – Projeção de demanda por submercado	21
Figura 15 – Curva de carga horária do SIN para o mês de fevereiro	22
Figura 16 – Curva de carga horária do SIN para o mês de outubro	22
Figura 17 – Montante de oferta de resposta da demanda para cada caso de simulação	23
Figura 18 – Geração média mensal	24
Figura 19 – Custo Marginal de Operação médio mensal	24
Figura 20 – Despacho médio do produto Curto-prazo, para a primeira semana de março de 2030	25
Figura 21 – Comparação entre os perfis de carga líquida e bruta para o mês de março de 2030	26
Figura 22 – Comparação entre os perfis de carga líquida e bruta para o mês de outubro de 2030	26
Figura 23 – Despacho médio mensal do produto de curto prazo e demanda líquida de 2030	27
Figura 24 – Despacho médio mensal por fonte em 2030	27
Figura 25 – Benefício marginal para o sistema do produto Curto-prazo em 2030	28

Figura 26 – Despacho médio do produto Longo-prazo Ponta em comparação à carga líquida, para a primeira semana de março de 2030	29
Figura 27 – Despacho médio do produto Longo-prazo Demanda Média em comparação à carga líquida, para a primeira semana de março de 2030	29
Figura 28 – Despacho médio mensal dos produtos de longo prazo em 2030	30
Figura 29 – Benefício marginal para o sistema do produto Longo-prazo Demanda Média em 2030	30
Figura 30 – Benefício marginal para o sistema do produto Longo-prazo Ponta em 2030	31
Figura 31 – Benefício marginal para o sistema dos três produtos propostos em 2030	31

Lista de tabelas

Tabela 1 – Exemplo de mapa de simulações para construção de curvas de benefício	10
Tabela 2 – Classificação dos produtos de resposta da demanda	12
Tabela 3 – Mapa de simulações do estudo de caso para produtos individualizados	23

1. Introdução

Ao longo dos últimos anos, o Sistema Elétrico Brasileiro tem experienciado mudanças no padrão de consumo, decorrentes de uma maior eletrificação da economia, diferentes perfis de consumo industrial e maior uso de eletrodomésticos. Além das mudanças do perfil do lado da demanda, também se verifica forte alteração dos perfis de geração do sistema devido ao aumento significativo na participação das chamadas “fontes de produção variáveis” na matriz elétrica. Este crescimento foi causado por fatores como a forte queda de custos de implantação de usinas solares e eólicas, surgimento de novos modelos de negócios nos mercados cativo e livre, redução de prazos de construção e uma menor complexidade no licenciamento ambiental.

Por outro lado, a construção de novas usinas hidrelétricas (UHÉs), fonte de uma energia renovável altamente flexível e que pode ser armazenada nos reservatórios, vem se mostrando um grande desafio por preocupações relativas aos seus impactos econômicos e socioambientais.

Esta combinação de perfis de produção e consumo muito variáveis vêm exigindo recursos capazes de prover flexibilidade operativa ao sistema para assegurar uma boa adequabilidade e confiabilidade de suprimento de energia. Fenômenos macro climáticos adversos também demandam esta flexibilidade, uma vez que secas severas podem demandar o acionamento de recursos que ora não seriam necessários em hidrologias normais.

Neste contexto, a resposta pela demanda é um mecanismo bastante conhecido e amplamente utilizado para balancear a oferta e a demanda em sistemas elétricos através da redução ou deslocamento do consumo de energia em momentos críticos.

No entanto, apesar da existência de estruturas regulatórias conhecidas e disponibilidade tecnológica para aplicação do mecanismo, uma possível barreira de entrada para este é o custo envolvido na redução de consumo e o efetivo potencial de redução das atividades eletrointensivas que poderiam participar do eventual mecanismo (geralmente atividades ligadas ao setor industrial). Por exemplo, os custos para um consumidor reduzir seu consumo por 3 horas ao dia por 6 dias são diferentes daqueles para se reduzir x% de seu consumo durante 3 dias. Portanto, a implementação de novos tipos de produto no mercado deve levar em consideração os investimentos envolvidos para cada aplicação seja no curto, médio ou longo prazo, ou seja, há necessidade de regulamentação adequada e estável e que leva em consideração o contexto das atividades industriais de cada sistema.

No Brasil, a implantação deste mecanismo foi primeiramente proposta em 2017, através de um projeto piloto para que fosse avaliada a inserção de resposta da demanda por “clientes despacháveis” no Sistema Elétrico Brasileiro. Este projeto teve início em 2018, mas, por uma série de questões na sua implementação, não obteve grande adesão por parte dos consumidores.

Mais tarde, em 2021, para combater a escassez energética vivida pelo país, foi implantando o programa de Redução Voluntária da Demanda. Já em 2022, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 80 visando a evolução do programa piloto para um programa estrutural. Com base no sucesso do programa RVD, a nova regulamentação estrutural se deu em agosto de 2022, instituindo produtos de resposta da demanda.

Logo, a fim de contribuir para o processo de modernização do Sistema Elétrico Brasileiro, no âmbito da “Parceria Energética Brasil-Alemanha”, a *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) GmbH, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), contrataram a PSR e a MITSIDI para o desenvolvimento do estudo “Potencial técnico, econômico e de mercado da resposta da demanda com foco no setor industrial brasileiro”. Este estudo será composto por sete cadernos:

- **Caderno 1:** Análise de experiências internacionais de resposta da demanda;
- **Caderno 2:** Produtos de resposta da demanda aplicáveis a industriais energo-intensivos;
- **Caderno 3:** Análise de flexibilidade, receitas e custos, rotas de resposta da demanda (RD) e adequação aos produtos de RD;
- **Caderno 4:** Necessidade de resposta da demanda para o sistema no futuro;
- **Caderno 5:** Metodologia para análise de potencial industrial;
- **Caderno 6:** Possíveis barreiras à resposta da demanda no Brasil;
- **Caderno 7:** Relatório final.

Os estudos e análises realizados em cada caderno, em conjunto, têm como objetivo fornecer uma visão holística sobre os mecanismos de resposta da demanda, sua adequabilidade de aplicação no contexto brasileiro, e o potencial de adesão do mercado a estes.

O presente relatório se relaciona ao Caderno 4. Neste caderno, é explorado a disposição do sistema a pagar pela resposta da demanda como recurso, considerando que esta se apresenta de acordo com os produtos relacionados no Caderno 2. Para tanto, será realizada uma simulação prospectiva da operação do Sistema Elétrico Brasileiro onde a resposta da demanda será modelada como recurso disponível à otimização da operação.

A partir dos resultados da operação ótima calculada pela simulação, será possível determinar o quão valioso é o recurso de resposta da demanda do ponto de vista do sistema a partir da análise de uso/despacho do recurso e níveis de custo marginal atingidos nos momentos de cada acionamento.

1.1 Organização do relatório

Este relatório conta com quatro capítulos. O primeiro deles se refere à esta introdução. O segundo apresenta a metodologia de modelagem dos produtos de resposta da demanda para simulação da operação do sistema e a metodologia utilizada para realização das simulações. No terceiro capítulo é apresentado o estudo de caso com suas premissas e resultados. Por fim, o quarto capítulo apresenta as conclusões.

2. Metodologia e modelagem

No Caderno 3 deste mesmo estudo, foi elaborada a avaliação quanto aos custos de provisão de serviços de resposta da demanda do ponto de vista do consumo. Complementarmente, a avaliação conduzida neste Caderno 4 se concentra em explorar a disposição do sistema a pagar por estes serviços, ou seja, revelar o seu valor do ponto de vista do sistema como um todo.

Para tanto, foi desenvolvida uma metodologia que envolve a modelagem dos produtos de resposta da demanda propostos no Caderno 2 deste estudo, e uma bateria de simulações prospectivas da operação do sistema. O objetivo dessas simulações é analisar o comportamento do sistema ao acionamento dos recursos de resposta da demanda para diferentes cenários de disponibilidade destes recursos, bem como observar como os preços seriam afetados.

Nas próximas seções serão detalhadas as estratégias empregadas para modelar os produtos de resposta da demanda e como esses recursos foram utilizados nas simulações de operação do sistema. Também é discorrido sobre a abordagem adotada para a condução dessas simulações.

2.1 Composição da curva de benefício econômico da resposta da demanda

Como mencionado anteriormente, o objetivo desta etapa é avaliar a disposição do sistema em pagar pelos produtos de resposta da demanda idealizados neste estudo. Essa disposição é representada por uma curva, em que o valor que o sistema estaria disposto a pagar pela redução de demanda é expresso em reais por megawatt (R\$/MW) de resposta da demanda. Esse valor varia conforme a disponibilidade dos recursos de resposta da demanda é alterada.

Para construir esta curva, é necessário conduzir simulações da operação do sistema para diferentes valores de disponibilidade dos recursos de resposta da demanda. Em cada simulação, o modelo de despacho econômico determina quando é economicamente viável acionar o recurso. Ao final de cada simulação, é obtido como resultado o valor marginal que o sistema estaria disposto a pagar por um adicional de MW de resposta da demanda. Este valor é calculado a partir da Equação 2.1 e pode ser entendido como o benefício marginal de adicionar resposta da demanda no sistema. Assim, a curva de disposição a pagar pela resposta da demanda será, a partir deste ponto, chamada de “curva de benefício da resposta da demanda”.

$$\text{Benefício RD} = \frac{(CMO - CVU) * \text{Redução}}{\text{Recurso disponível}}$$

Adicionalmente, para a construção da curva de benefício da resposta da demanda, foram realizadas diversas simulações variando gradativamente o “nível de flexibilização da carga”, que representa a disponibilidade da demanda em ser reduzida. Em outras palavras, foram explorados diferentes cenários de disponibilidade dos recursos de resposta da demanda, em que cada simulação gera um ponto na curva de benefício da resposta da demanda. O número de simulações realizadas é determinado pela combinação do número de produtos a serem analisados (ou seja, número de curvas a serem construídas) e o número de discretizações no nível de flexibilização da carga para este produto. A Tabela 1. Exemplo de mapa de simulações para construção de curvas de benefício exemplifica um mapa de simulações do mecanismo proposto.

Tabela 1 – Exemplo de mapa de simulações para construção de curvas de benefício.

Produto de resposta da demanda	Nível de flexibilidade da demanda					
	2.5%	5%	7.5%	10%	12.5%	15%
Produto 1	Simulação 1a	Simulação 1b	Simulação 1c	Simulação 1d	Simulação 1e	Simulação 1f
Produto 2	Simulação 2a	Simulação 2b	Simulação 2c	Simulação 2d	Simulação 2e	Simulação 2f
Produto 3	Simulação 3a	Simulação 3b	Simulação 3c	Simulação 3d	Simulação 3e	Simulação 3f

No mapa de simulações acima, cada produto representa uma curva a ser construída. Cada produto é modelado no sistema e as simulações têm como objetivo calcular o valor que o sistema estaria disposto a pagar por este produto. Inicialmente, não se consideram os produtos competindo entre si; em cada simulação, apenas um tipo de produto está disponível.

Dentro de uma mesma linha na tabela, as diferentes discretizações do nível de flexibilidade da demanda (colunas) representam os pontos de uma mesma curva. Essas discretizações refletem a disponibilidade dos recursos de resposta da demanda no sistema para atender ao produto específico. A Exemplo de curva de benefício marginal da resposta da demanda. ilustra exemplos desse tipo de curva.

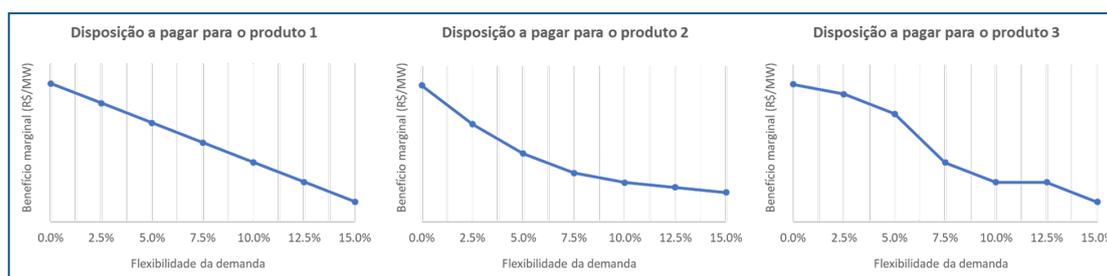


Figura 1 – Exemplo de curva de benefício marginal da resposta da demanda.

É importante ressaltar que um número maior de discretizações proporciona uma representação mais precisa do benefício da resposta da demanda. No entanto, estas curvas tendem a convergir para valores muito baixos à medida que a flexibilidade da demanda aumenta, atingindo eventualmente a um benefício marginal nulo.

Além da construção das curvas individuais para cada produto, este estudo também avalia o comportamento do sistema quando múltiplos produtos de resposta da demanda competem pelo mercado. Para isso, são

realizadas simulações considerando a combinação dos produtos de longo prazo, conforme ilustrado na Figura 2. Essas simulações levam em conta uma penetração de resposta da demanda de 0.5%, 1% e 1.5% da demanda total do sistema.

Nesta segunda análise, para cada cenário de flexibilidade da carga, foi possível compreender a preferência do sistema por um ou outro produto ao comparar as disposições a pagar por esses produtos.

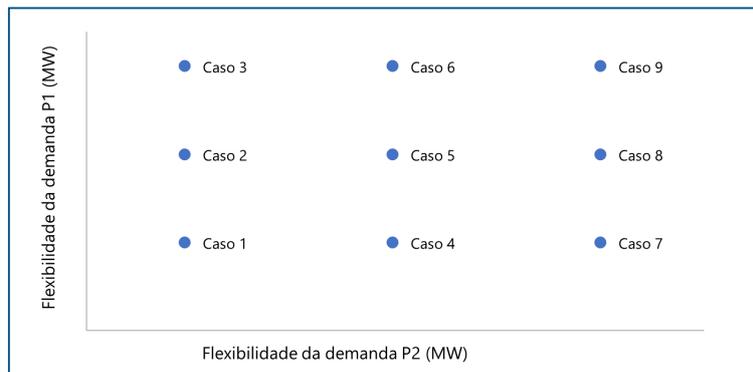


Figura 2 – Combinações dos produtos de resposta da demanda

2.2 Modelagem de produtos de resposta da demanda como recursos

No Caderno 2 deste estudo foram introduzidos três produtos de resposta da demanda. Esses produtos foram concebidos para atender diferentes mercados, levando em consideração suas características fundamentais. Essencialmente, eles servem como modelos genéricos que são adequados para diversas situações de mercado. Esses produtos, devido a sua natureza básica e teórica que atende aos requisitos variados dos diferentes mercados, são denominados de produtos “canônicos”. São eles:

1. **Produto de resposta simples a preço:** esse produto, com caráter de curto prazo, representa a forma mais simplificada em que a resposta da demanda pode ser implementada em um mercado.
2. **Produtos de contratos de longo prazo (1 a 5 anos):** esses produtos são projetados para atender às necessidades dos consumidores industriais, considerando suas limitações. Existem dois tipos de produtos nessa categoria:
 - **Produto de atendimento à ponta (produto ponta):** esse produto visa atender às restrições de demanda de pico diárias, sendo acionado diariamente.
 - **Produto de atendimento semanal à necessidade energética:** esse produto é acionado semanalmente, de forma mais flexível, e foca em reduzir a demanda média em períodos de hidrologia ruim.

Nesse modelo de contratos de longo prazo, a indústria assume o compromisso de ofertar determinadas quantidades mínimas de redução de demanda, estando sujeita a penalidades caso não cumpra com os requisitos mínimos estabelecidos.

A diferença principal entre esses dois produtos está relacionada ao seu acionamento. Enquanto o primeiro é acionado diariamente visando atender as restrições de demanda de ponta, o segundo é acionado semanalmente e busca principalmente reduzir a demanda média durante um período.

A avaliação desses produtos é realizada a partir da aplicação da metodologia de classificação introduzida no Caderno 3. Essa classificação se baseia em diversos parâmetros, como duração máxima do acionamento e frequência máxima do acionamento. A classificação de cada parâmetro é feita de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 – Classificação dos produtos de resposta da demanda.

	Produto de Curto Prazo	Produto Demanda de Ponta	Produto Demanda Média
Tipo de remuneração	Variável	Disponibilidade + acionamento	Disponibilidade + acionamento
Linha de base	Sem linha de base	Média móvel	Média móvel
Duração do compromisso	Um dia	2 anos	2 anos
Antecedência do acionamento	Um dia	Um dia	Uma semana
Duração máxima do acionamento	Um dia	Até 5 horas	Até uma semana
Frequência máxima do acionamento	Sem limites	Um por dia (até 48 vezes por ano)	8 semanas por ano
Frequência das penalidades	Muito frequente	frequente	Muito frequente

Dentre as restrições definidas no Relatório 2 para a classificação dos produtos incluem aspectos como:

- **Duração máxima do acionamento:** refere-se ao período máximo durante o qual o operador pode solicitar que o consumidor reduza seu consumo.
- **Frequência máxima do acionamento:** refere-se ao limite de vezes que o operador pode acionar o consumidor durante um determinado período.

Nas próximas seções, será detalhado como estas características impactam a operação do sistema e como elas são incorporadas às simulações realizadas para cada tipo de produto.

2.2.1 Produto de curto prazo

Uma das formas mais simples de implementar um programa de resposta da demanda é por meio da resposta simples a preços, na qual os agentes reagem ao preço deixando de consumir energia. Esse mecanismo básico já está em funcionamento no mercado atual de energia.

Essa modalidade de resposta da demanda é especialmente valiosa para o operador do sistema, pois é 100% despachável e sempre em linha com as necessidades do sistema. Isso significa que a resposta da demanda é acionada se, e somente se, o Custo Marginal da Operação (CMO) for maior que o custo de oportunidade.

Neste cenário, a demanda é tratada como se fosse uma “térmica despachável” com Custo Variável Unitário (CVU) pré-determinado de 640R\$/MWh, que corresponde ao PLD Máximo Estrutural para 2022. Este “valor representa o custo de oportunidade de reduzir a demanda naquele momento. Em uma perspectiva otimista, podemos considerar que ela é comparável a uma unidade geradora totalmente flexível, e, portanto, capaz de fornecer os mesmos produtos ao sistema, como energia, lastro etc.

Do ponto de vista do sistema, o agente é totalmente livre para realizar a redução da demanda, como desejar e quando quiser. Nesse caso, não são impostas restrições de despacho à “usina térmica fictícia” que representa essa redução.

É importante observar que, para efeitos dessa simulação, não é necessário implementar regras relativas à medição efetiva da redução em relação à linha de base de consumo. Aqui, a redução pode ser quantificada simplesmente pelo despacho medido do recurso. No entanto, na operação real do sistema, é essencial implementar procedimentos para verificar a efetiva realização dessa redução em relação à linha de base.

2.2.2 Produto demanda de ponta

O Produto Demanda Ponta tem como característica central o atendimento de maior demanda do sistema, exigindo um acionamento de curto prazo realizado pelo operador. Esse acionamento visa reduzir a demanda durante horas específicas do dia seguinte.

As indústrias participantes desse produto receberão uma remuneração baseada na disponibilidade do serviço, além de uma remuneração variável por cada acionamento bem-sucedido. Dado que há remuneração por disponibilidade, também existem penalidades associadas à não entrega do montante acordado. A medição de entrega será feita utilizando uma metodologia de média móvel, conforme explicado no Caderno 2 deste estudo.

Assim como no caso anterior, o recurso que atende a este produto é modelado como uma "térmica", porém, ao contrário da "térmica" no caso anterior, aqui são aplicadas restrições que modelam o produto de acordo com as especificações definidas pelo sistema.

A duração máxima do acionamento é de 5 horas por dia, abrangendo com margem o período de ponta do sistema. Quanto à frequência de acionamento, é permitido uma vez ao dia, com um limite máximo de 48 dias em um ano. Essas características se traduzem nos seguintes parâmetros para a "térmica" modelo:

- **Máximo uptime:** 5 horas por dia;
- **Mínimo downtime:** 10 horas (tempo de restrição mínimo para evitar acionamentos no mesmo dia);
- **Número máximo de partidas:** 48 partidas;
- **Disponibilidade de combustível:** correspondente a 48 vezes a potência instaladas multiplicada por 5 horas (representando o combustível necessário para atender a um máximo de 48 acionamentos com duração de 5 horas cada em um ano).

2.2.3 Produto Demanda Média

O Produto Demanda Média tem como característica central a redução da demanda integralizada em um determinado período de tempo. Neste caso, o produto propõe a redução da demanda a ser efetuada e verificada ao longo de uma semana. Logo, as indústrias ofertantes teriam um determinado compromisso de redução de energia, bem como a capacidade de se programarem para executar a redução do montante negociado, podendo escolher a melhor forma de realizar essa redução.

Os acionamentos para esse produto ocorreriam semanalmente pelo operador, com base nas avaliações das necessidades do sistema para aquele período. Para contratar a quantidade necessária, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) conduziria um leilão a cada semana, decidindo sobre a contratação para a semana subsequente.

As indústrias participantes desse produto receberão remuneração baseada na disponibilidade do serviço, além de uma remuneração variável por cada acionamento bem-sucedido. Dado que há a remuneração por disponibilidade, também existem penalidades associadas à não entrega do montante acordado. A medição de entrega será feita utilizando a metodologia de média móvel, assim como o Produto Demanda Ponta.

Cada acionamento terá a duração de uma semana e será limitado a um total de 8 acionamentos por ano para cada indústria participante. Estas características se traduzem nos seguintes parâmetros para a "térmica" modelo:

- **Mínimo uptime:** 120 horas (considerando o acionamento ao longo de 5 dias úteis em uma semana);
- **Máximo uptime:** 120 horas (considerando o acionamento ao longo de 5 dias úteis em uma semana);
- **Número máximo de partidas:** 8 partidas;
- **Disponibilidade de combustível:** correspondente a 8 semanas multiplicadas por 120 horas multiplicadas pela potência instalada (representando o combustível necessário para atender a um máximo de 8 semanas de acionamento em um ano).

3. Estudo de caso

O estudo de caso realizado neste Caderno abrange a simulação prospectiva da operação do sistema elétrico brasileiro, a fim de avaliar a viabilidade dos mecanismos de resposta da demanda no sistema do futuro. Nas seções abaixo são detalhadas as bases de dados e premissas utilizadas para essa análise.

3.1 O sistema brasileiro

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é responsável por atender mais de 99% da demanda de energia elétrica do país, incluindo todas as capitais, exceto Boa Vista (Roraima). O restante da demanda é suprido por sistemas isolados de pequeno porte.

Atualmente, o SIN possui uma capacidade instalada superior a 174 GW, conectada aos centros de carga de

consumo por uma vasta rede de transmissão com mais de 160 mil quilômetros de extensão e níveis de tensão que variam de 230 kV a 800 kV.

O *mix* de geração inclui uma significativa parcela de fontes renováveis, principalmente de hidrelétricas, além de eólicas, solares e biomassa. Outras fontes, como termelétricas a gás, diesel, carvão e nuclear, também contribuem para a matriz energética.

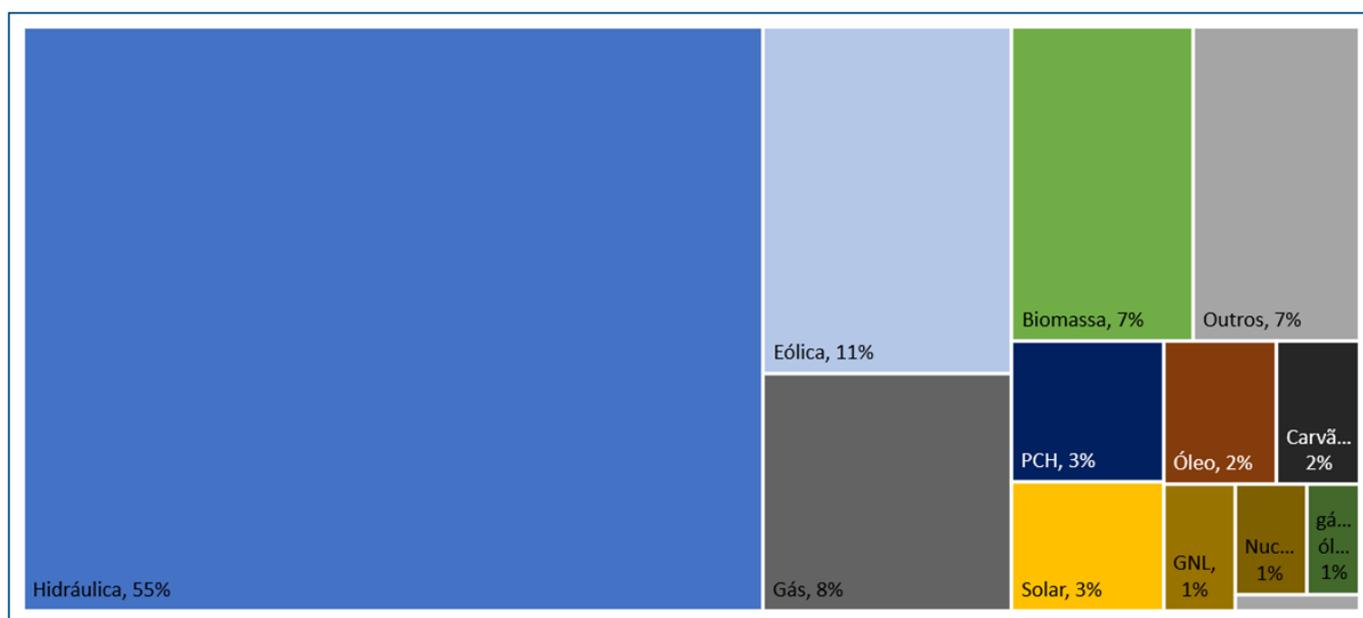


Figura 3 – Capacidade Instalada por fonte em maio de 2022, em % (Fonte: PSR).

Apesar de as hidrelétricas ainda representarem a principal fonte de geração no país, sua participação tem diminuído nos últimos 20 anos, devido a entraves socioambientais associados à construção de novas usinas. Como resultado, outras fontes ganharam protagonismo na expansão da

oferta de energia. Notavelmente, eólicas e solares vêm liderando essa expansão, impulsionadas por reduções significativas de custos e pela existência de incentivos e/ou subsídios generosos, como descontos concedidos nas tarifas de transmissão.

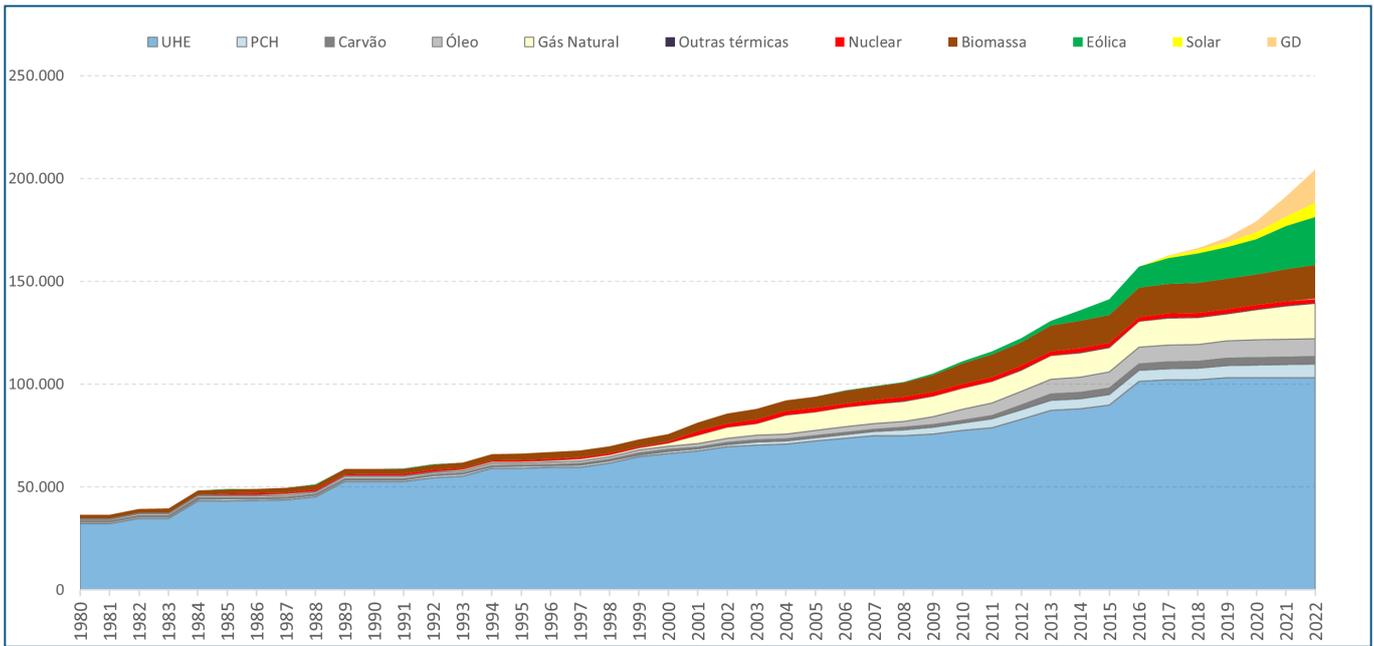


Figura 4 – Evolução da capacidade instalada do SIN até o final de 2022 (MW) (Fonte: PSR).

Em termos de geração, também se observa que a predominância da fonte hidroelétrica vem reduzindo ao longo dos últimos anos, especialmente devido ao crescimento da fonte eólica e à redução da disponibilidade de água nos reservatórios para geração, conforme mostrado na Figura 5. Essa tendência provavelmente continuará a médio e longo prazo à medida que as fontes hoje mais competitivas, como eólica e solar,

se desenvolvem e aumentam seu market share na composição do mix energético.

Em um sistema predominantemente hidrotérmico e interconectado, a disponibilidade de recursos para prestação dos serviços ancilares tende a ser suficiente para atender as necessidades do sistema em relação à estabilidade, segurança e qualidade da energia elétrica.

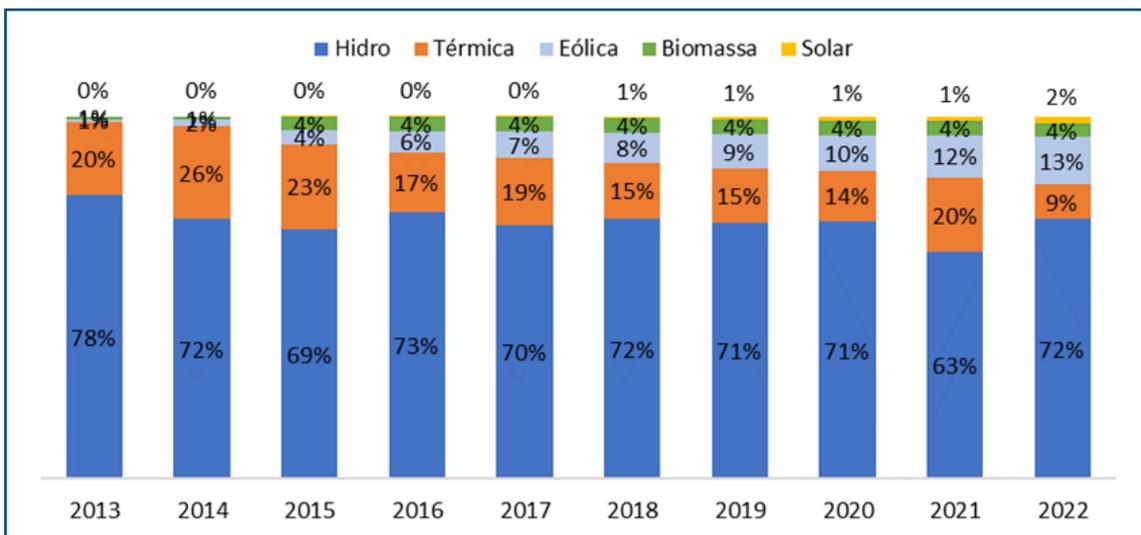


Figura 5 – Histórico de geração por fonte (Fonte: ONS).

3.2 Configuração do sistema e base de dados

Como mencionado anteriormente, o objetivo deste estudo de caso é estimar a disposição a pagar do sistema por recurso de resposta da demanda no futuro. Dessa forma, o sistema brasileiro anteriormente apresentado foi representado em uma base de dados, que servirá como insumo para os modelos computacionais que irão simular sua operação prospectiva. Como será discutido mais a frente, o ano escolhido para realização das simulações foi 2030, último ano no qual não se detectou a necessidade de expansão para além daquela contratada ou já prevista, reduzindo assim a incerteza nos resultados encontrados.

Para efeitos da análise aqui realizada, as características do SEB que devem ser representadas são principalmente aquelas ligadas à oferta (configuração e informações do parque gerador) e a da demanda (perfil de demanda e informações de consumo). Como este estudo tem enfoque energético, as características da rede do sistema brasileiro foram simplificadas, sendo representados nas bases de dados somente os limites de fluxo de potência ativa nas interconexões entre subsistemas. Nas subseções abaixo são descritas em mais detalhes as principais premissas utilizadas para construção da base de dados de acordo com a oferta e demanda energética.

3.2.1 Oferta – Configurações do parque gerador

De fato, um dos maiores desafios para simular a operação prospectiva do sistema é construir uma base de dados acurada sobre o parque de geração do futuro. Ou seja, para atingir os objetivos do estudo foi necessário modelar não somente o parque de geração atual e suas características atuais, bem como representar a expansão deste parque e prever quais serão as condições dos recursos primários para geração no horizonte das simulações.

Estas características e condições são diferentes para cada uma das fontes de geração do sistema sendo relevante detalhar os procedimentos e premissas utilizadas para as fontes de maior relevância no sistema, sendo essas as fontes renováveis (solares, eólicas), hídrica e térmica.

Como ponto de partida, foram consideradas as informações de configuração do parque gerador presente no Plano Mensal de Operação (PMO) do Operador Nacional do Sistema (ONS), que inclui as plantas operacionais e as já contratadas, cujas datas de entrada em operação são divulgadas por meio do RALIE (sistema de acompanhamento de implementação de projetos da Aneel)¹.

Ao final, a evolução da capacidade instalada do sistema simulado no horizonte do estudo é aquela apresentada na Ao final, a evolução da capacidade instalada do sistema simulado no horizonte do estudo é aquela apresentada na Figura 6.

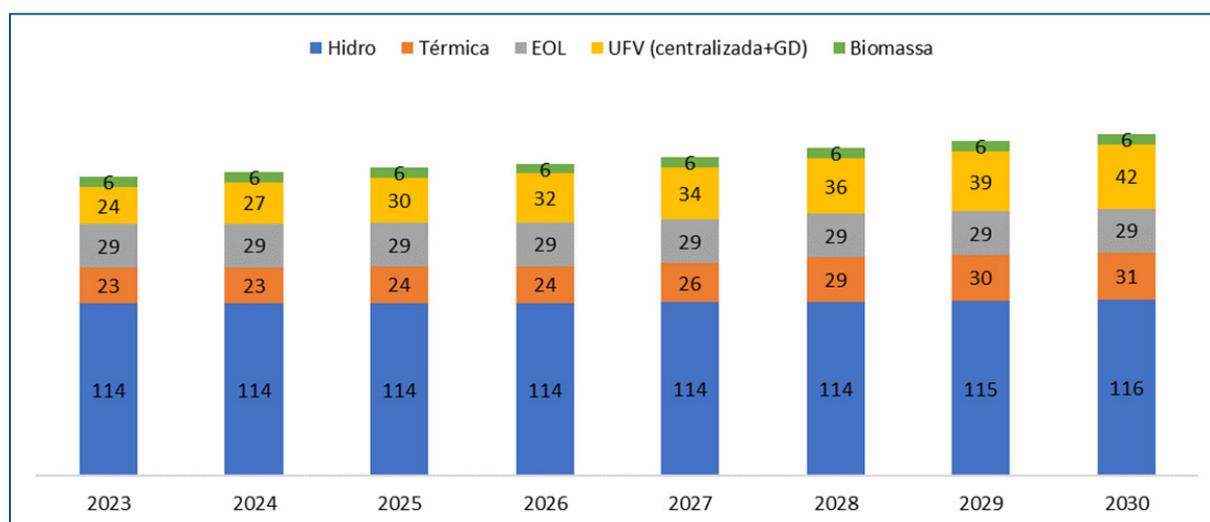


Figura 6 – Evolução da capacidade instalada em GW.

¹ Existe atualmente uma discussão no âmbito da Aneel (Tomada de Subsídio 09/2021) sobre a forma de inclusão de projetos voltados para o Mercado Livre com obras ainda não iniciadas no contexto de um mercado com cada vez mais projetos para o ACL. Neste trabalho será considerada a proposta trazida pela Aneel, que será detalhada mais a frente neste documento.

Adicionalmente, vale ressaltar que para alcançar este “retrato” da capacidade instalada do sistema nos próximos anos do horizonte, foi necessário considerar outras premissas e características expansão e operação de cada uma das fontes detalhadas a seguir.

Renováveis

Para determinação da configuração do parque gerador renovável para os próximos anos foram, com já mencionado, a PSR partiu da configuração do parque gerador presente no PMO, que inclui as plantas operacionais e as já contratadas, cujas datas de entrada em operação são divulgadas por meio do RALIE.

No entanto, como as fontes renováveis solar e eólicas, sejam elas centralizadas ou distribuídas, estão em franca expansão também no mercado livre foi necessário abordagem adicional para identificar as usinas que devem entrar em operação no horizonte da simulação, mas que ainda não constam no PMO.

No caso das usinas renováveis centralizadas, que estão sendo viabilizadas pelo mercado livre, foi novamente utilizada a RALIE para identificação de sua entrada em operação no

horizonte. Para tanto, a PSR considerou como entrantes no parque de geração todas as usinas renováveis que tenha CUSTs assinados e licenciamento ambiental concluído. A Figura 7 mostra os montantes de capacidade instalada adicional das usinas do ACL inseridos na base a partir deste procedimento.

Além da geração centralizada, outra premissa vital para a construção da base de dados foi a capacidade instalada das fontes renováveis distribuídas, mais especificamente a Geração Distribuída (GD) do tipo solar fotovoltaica.

Neste trabalho foi convencionada a utilização da projeção de capacidade instalada de GD do PDE 2031. O gráfico da Figura 8 mostra a evolução da capacidade instalada de GD por submercado utilizada nas simulações.

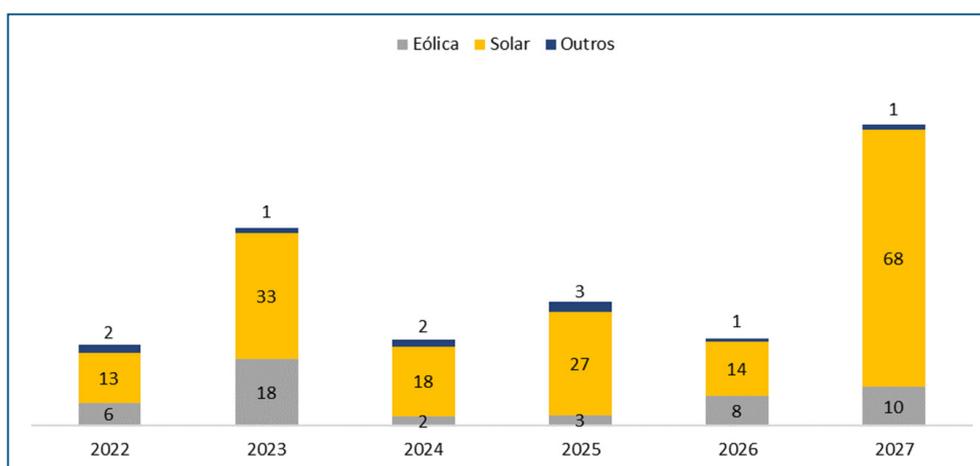


Figura 7 – Capacidade instalada adicional do ACL.

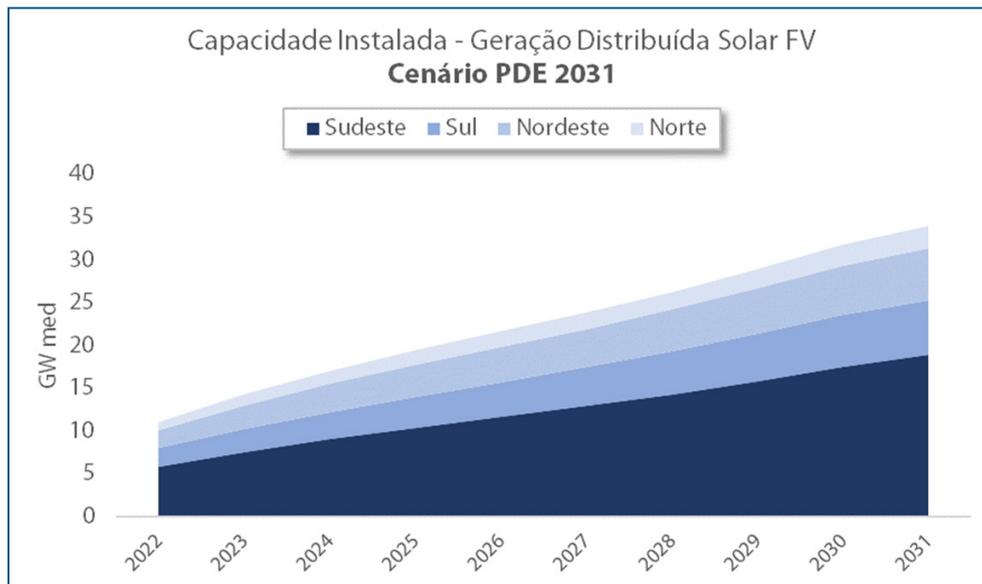


Figura 8 – Projeção de geração distribuída (Fonte: EPE).

Até o momento, destacamos os processos envolvidos na definição da capacidade instalada da fonte renovável. No entanto, os níveis de geração desta fonte são fortemente dependentes das condições climáticas apresentadas no horizonte das simulações, e dessa forma tais condições também são uma entrada para o modelo de simulação da operação do sistema.

A determinação destas condições climáticas, mais especificamente velocidade dos ventos e radiação solar, no futuro, enfrenta grande incerteza e por isso a PSR optou por uma abordagem de definição estocástica que considera diferentes possíveis cenários destas variáveis

para diferentes localidades do sistema. Para tanto foi utilizado o software TSL que utiliza metodologia resumida no Anexo B deste relatório. A Figura 9 mostra os cenários de produção e renováveis produzidos pelo TSL.

Os cenários representados nesta figura pelas linhas de diferentes cores têm detalhamento horário e locacional e são utilizados tanto para determinar a produção das renováveis centralizadas quanto renováveis distribuídas (GD). No entanto, no caso da GD, é utilizado um fator redutor de produção dado o menor fator de capacidade dessa fonte em comparação com as plantas centralizadas.

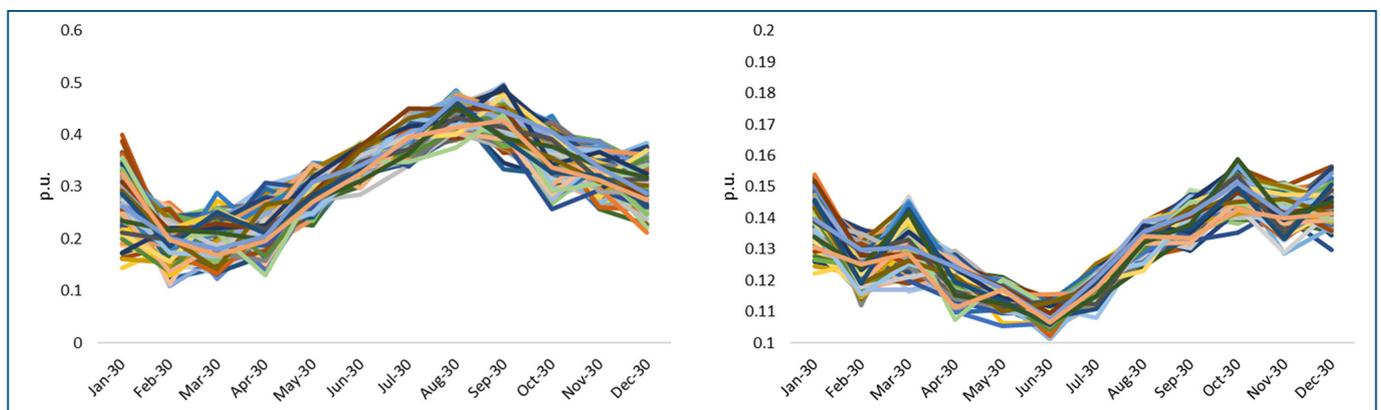


Figura 9 – Variabilidade dos cenários de geração eólica (a esquerda) e solar (a direita).

Térmicas

Para representação do parque de geração térmico na base de dados, além das usinas com previsão de entrada em operação na base de dados do RALIE, foram considerados aspectos da Lei 14,182/2021 aprovada pelo governo em julho de 2021. Inicialmente, essa lei tinha como objetivo estabelecer condições legais para a capitalização da Eletrobrás. Durante as negociações, membros do congresso incluíram outras diversas medidas com impacto direto na expansão do sistema. Essas medidas incluem a contratação compulsória de novas termelétricas a gás e a criação de um mercado reservado para pequenas centrais hidrelétricas.

Assim, foi considerado nas premissas do caso de simulação estudado que 8 GW de termelétricas serão comissionadas

de acordo com o cronograma estabelecido em lei (Figura 10). Além disso, é assumido que esses ativos terão 70% de inflexibilidade operacional e serão contratados como energia de reserva.

Adicionalmente, foi considerado o descomissionamento das usinas termoelétricas agendado para os próximos 6 anos - baseado na expiração do contrato - conforme mostra a Descomissionamento térmico (Fonte: PSR).. As termelétricas a óleo combustível não apresentam perspectivas de recontração devido à política de geração de energia limpa. Assim, todas essas plantas são consideradas para descomissionamento - elas vão de encontro à visão de desenvolvimento sustentável do país.

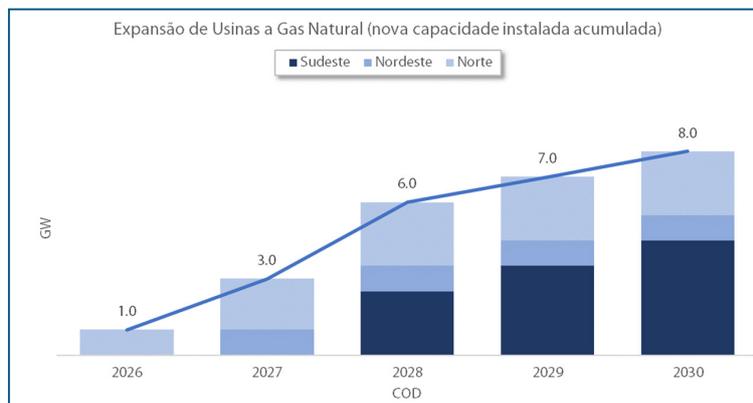


Figura 10 – Expansão de usinas a gás natural referente a lei 14,182/2021 (Fonte: PSR).

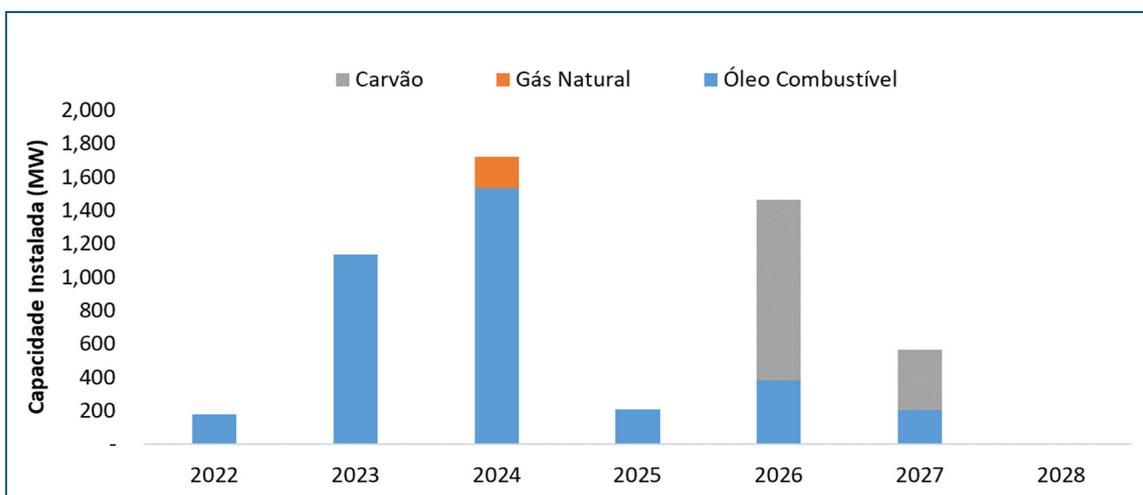


Figura 11 – Descomissionamento térmico (Fonte: PSR).

Hídricas

Assim como as demais fontes, as hidrelétricas também devem ser representadas na base de dados com detalhamento. No entanto, não se espera evolução relevante do parque hidrelétrico de grande porte nos próximos anos, não havendo então necessidade de modelar a expansão dessa fonte além daquela já contratada ou prevista no PMO.

No entanto, essa premissa não se aplica ao parque hidrelétrico de pequeno porte, que também deverá ser impactado pelos aspectos da Lei 14,182/2021. Dessa forma, também foi adicionada a base de dados, capacidade instalada de PCHs considerando o requerimento de nova energia que as distribuidoras declarariam nos leilões regulados (a lei estabelece que as PCHs devem suprir 50% desse requerimento). O resultado em capacidade instalada incluído no caso é mostrado da Figura 12.

Vale lembrar que assim como no caso das renováveis, as hidroelétricas também têm sua produção atreladas às condições climáticas presentes no momento de sua operação. Mais especificamente, a produção desta fonte depende não só da estratégia de armazenamento adotado pelo ONS, mas também das vazões naturais das bacias.

Estas vazões são calculadas por um modelo que, através do histórico de medições de vazões, produz séries sintéticas de vazões para o futuro, considerando a incerteza destas previsões e seguindo a abordagem estocástica das análises. Na Figura 13 apresenta-se o resultado do procedimento de geração de séries sintéticas de vazão que subsidiará a simulação de operação do sistema.

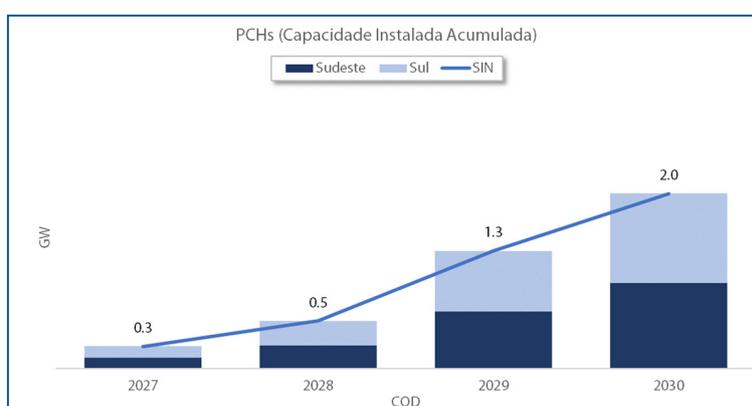


Figura 12 – Expansão de PCH referente a lei 14,182/2021 (Fonte: PSR).

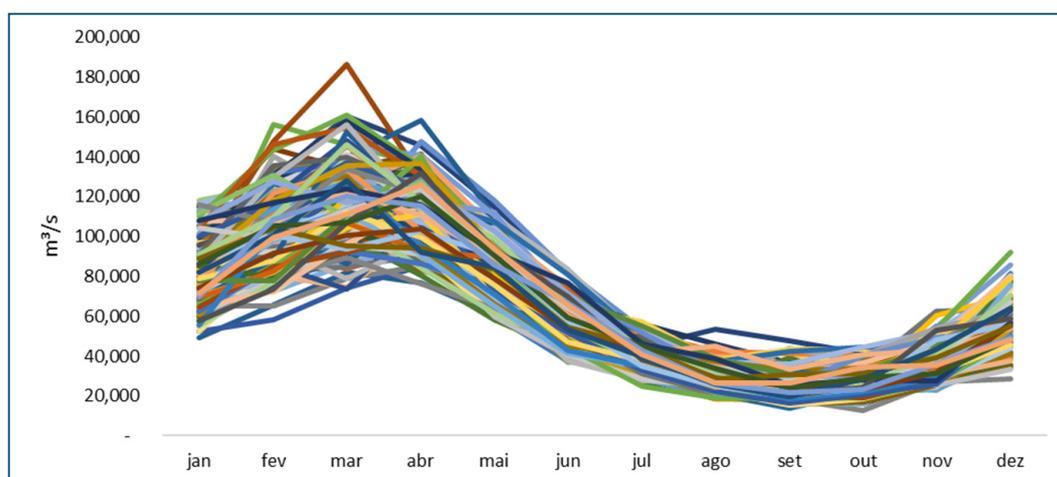


Figura 13 – Séries sintéticas de vazões totais do SIN.

3.2.2 Demanda – Perfil de consumo

A projeção de demanda por submercado utilizada é a mesma do Plano Decenal de Energia 2031, conforme mostrado no gráfico da Figura 14. O crescimento da demanda depende, principalmente: i) do crescimento econômico, e ii) do surgimento ou desenvolvimento de novas tecnologias.

Como a energia gerada em Itaipu é compartilhada com Paraguai, a demanda deste país é representada nas simulações. É assumido que essa demanda crescerá até 2030, quando o país estará utilizando 100% de sua parcela de Itaipu. Assim, é somada a demanda do sudeste a carga de ANDE.



Figura 14 – Projeção de demanda por submercado (Fonte: EPE).

No entanto, vale lembrar que as simulações aqui realizadas têm granularidade horária. Dessa forma é necessário segregar os valores de demanda fornecidos pelo PDE em um perfil de consumo horário. Para tanto, foi considerado como referência a curva de carga por submercado do ano de 2019, disponibilizada pelo ONS.

Optou-se por utilizar esta curva do ano de 2019 para expurgar efeitos da pandemia sobre o consumo. A Figura 15 e a Figura 16 apresentam os perfis de referência utilizados para os meses de fevereiro e outubro como exemplo.

Os valores apresentados nestes gráficos representam os fatores de carga agregados (agregação dos fatores utilizados para cada subsistema) que serão aplicados sobre o consumo médio horário, calculado a partir dos dados de demanda do PDE.

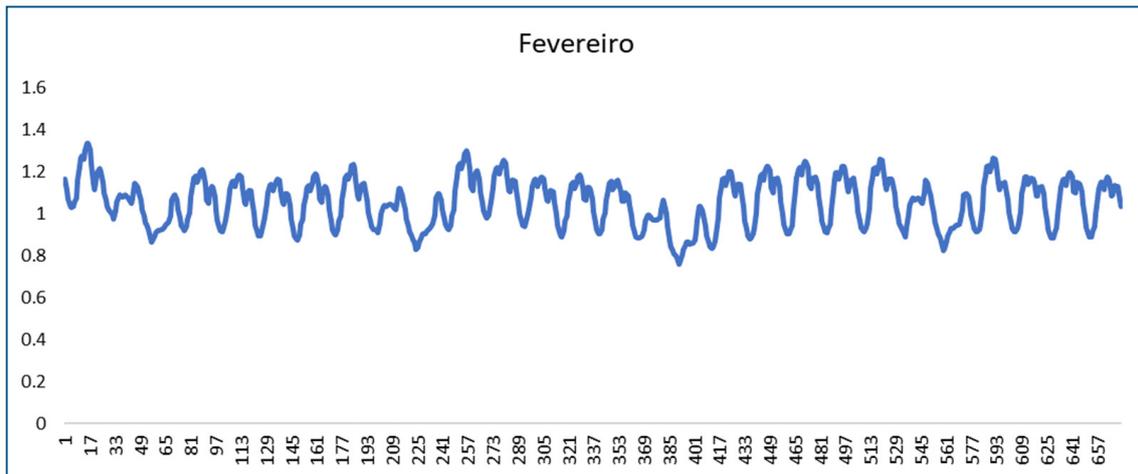


Figura 15 - Curva de carga horária do SIN para o mês de fevereiro.

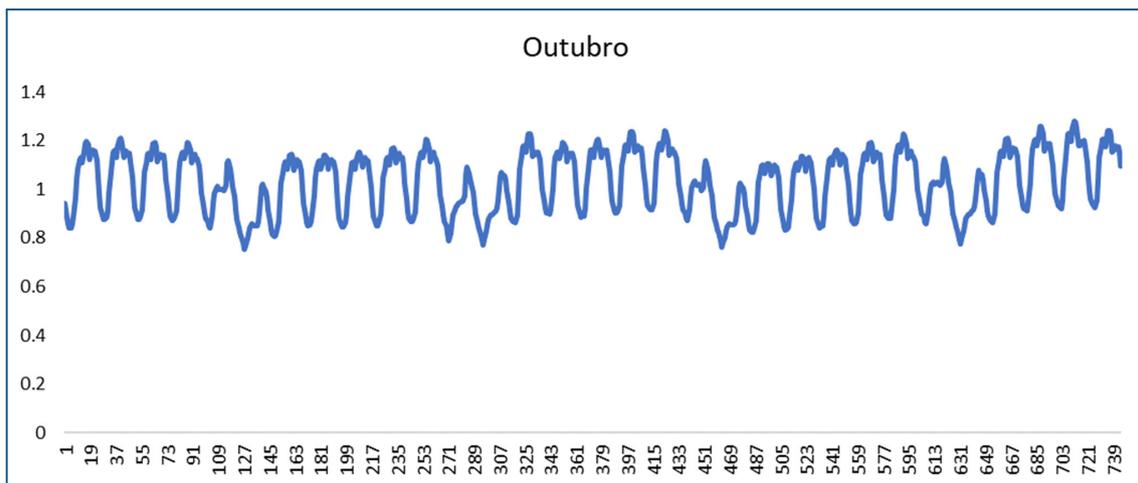


Figura 16 - Curva de carga horária do SIN para o mês de outubro.

3.3 Simulações

Neste capítulo são apresentadas com mais detalhes as simulações realizadas com o objetivo de avaliar as atividades dos mecanismos de resposta da demanda propostos. As simulações foram realizadas utilizando o *software* de despacho hidrotérmico SDDP, desenvolvido pela PSR, a fim de identificar os benefícios que diferentes programas de resposta da demanda podem trazer para o sistema. O anexo A, deste relatório traz mais informações sobre a metodologia empregada no SDDP.

Como variáveis de entrada para esse modelo, considera-se o crescimento projetado de demanda elétrica, custo de operação das usinas termoeletricas, condições de disponibilidade de recurso primário de geração de hidrelétricas e renováveis e as restrições e requisitos do sistema.

Todas as simulações foram realizadas para o ano horizonte de 2030 considerando 200 cenários de hidrologia e geração renovável correlacionados, com a representação do Sistema Elétrico Brasileiro considerando apenas a expansão do sistema já contratada e as expectativas de crescimento da demanda.

Vale destacar que, as simulações têm uma granularidade horária com o objetivo de contemplar a necessidade de atendimento a ponta, respeitando as restrições operativas do sistema (como por exemplo restrições de rampa de geração), além das condições de despachabilidade dos produtos de RD.

3.3.1 Avaliação do desempenho dos produtos

De acordo com a metodologia proposta, para cada produto seriam simulados casos com um número crescente de flexibilização da demanda para atendimento ao produto, a fim de construir a curva de benefício marginal da resposta da demanda. Neste estudo de caso foram realizados então 15 simulações para cada um dos produtos conforme mapa de simulações da Tabela 3. Mapa de simulações do estudo de caso para produtos individualizados.

Considerando os níveis de flexibilidade da demanda na Tabela 3 e a projeção de demanda na Figura 14 chegamos aos montantes de oferta apresentados pelo gráfico da Figura 17.

Tabela 3 – Mapa de simulações do estudo de caso para produtos individualizados.

Produto de RD	Nível de flexibilidade da demanda (%)														
	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	5.0	7.5	10.0	15.0	20.0	25.0
Produto curto prazo	caso 1a	caso 1b	caso 1c	caso 1d	caso 1e	caso 1f	caso 1g	caso 1h	caso 1i	caso 1j	caso 1k	caso 1l	caso 1m	caso 1n	caso 1o
Produto longo prazo ponta	caso 2a	caso 2b	caso 2c	caso 2d	caso 2e	caso 2f	caso 2g	caso 2h	caso 2i	caso 2j	caso 2k	caso 2l	caso 2m	caso 2n	caso 2o
Produto longo prazo média	caso 3a	caso 3b	caso 3c	caso 3d	caso 3e	caso 3f	caso 3g	caso 3h	caso 3i	caso 3j	caso 3k	caso 3l	caso 3m	caso 3n	caso 3o

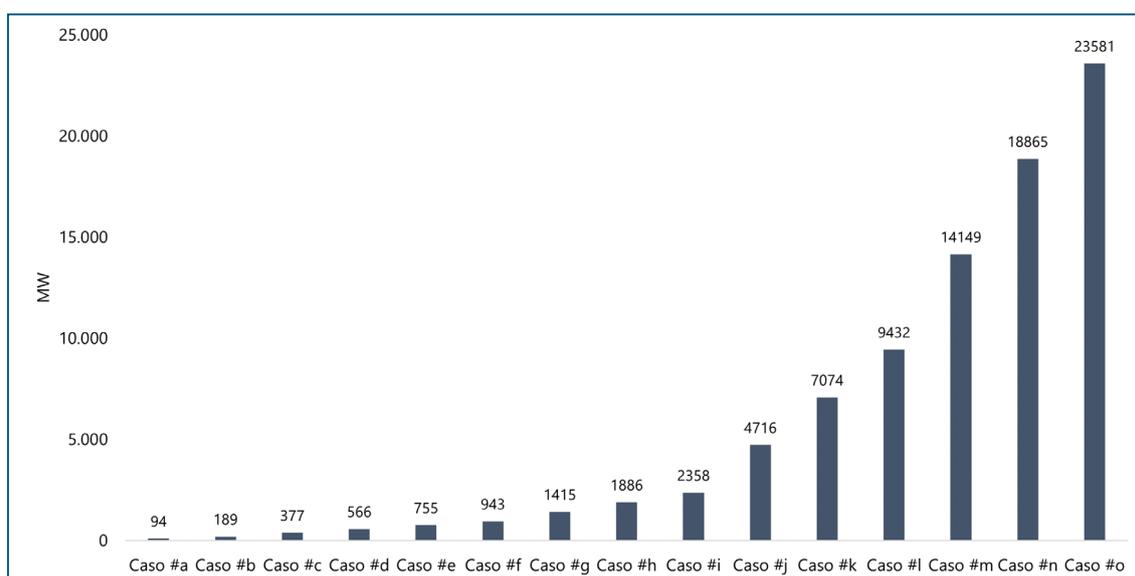


Figura 17 – Montante de oferta de resposta da demanda para cada caso de simulação.

3.4 Resultados

Os resultados são apresentados por tipo de produto, sendo os primeiros os resultados da análise do produto de curto prazo e posteriormente a análise dos produtos de longo prazo.

Antes de apresentar os resultados da análise dos produtos de resposta da demanda, vale apenas analisarmos dois resultados gerais da simulação do sistema, apresentados pelas Figuras 18 e 19. Estes resultados consideram a simulação da operação do sistema em 2030 antes da inserção das dos recursos de resposta da demanda.

Na Figura 18, é apresentado o perfil de geração por fonte, para o atendimento à demanda do sistema.

Note, que os perfis de geração hidrelétrica e eólica apresentam forte componente sazonal, devido a sazonalidade das vazões e da velocidade dos ventos. Adicionalmente, a geração hidrelétrica, responsável por fechar o balanço energético também é sazonalizada de acordo com a carga do sistema.

O perfil sazonal dessas fontes junto à sazonalidade da carga, tem impactos diretos nos preços e na geração termelétrica. Dessa forma, espera-se que o benefício da adoção de recursos de resposta da demanda também sofra impacto do perfil de geração de outras fontes. A Figura 19 mostra como o custo marginal de operação do sistema, também resultado da simulação de operação do sistema, se comporta dado o despacho ótimo.

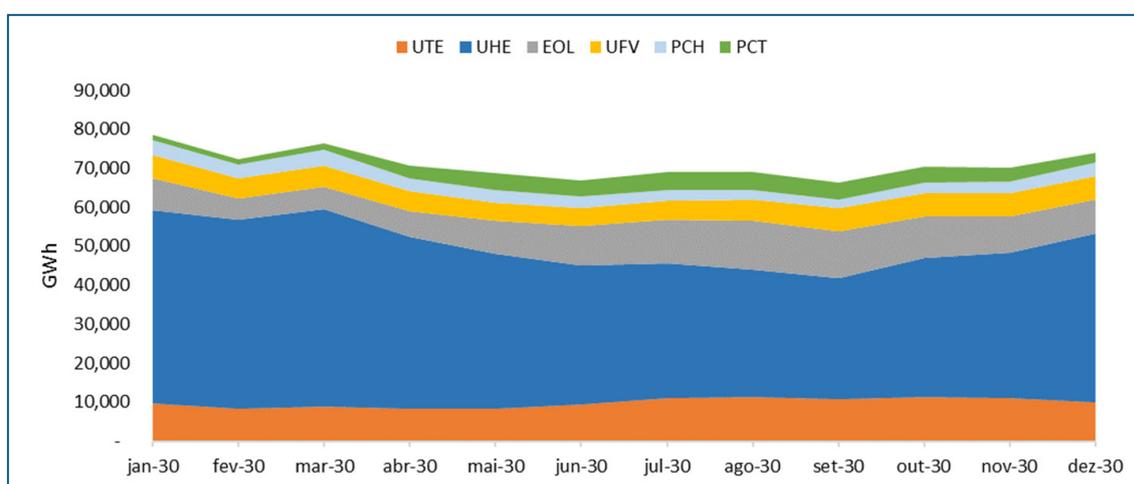


Figura 18 – Geração média mensal.

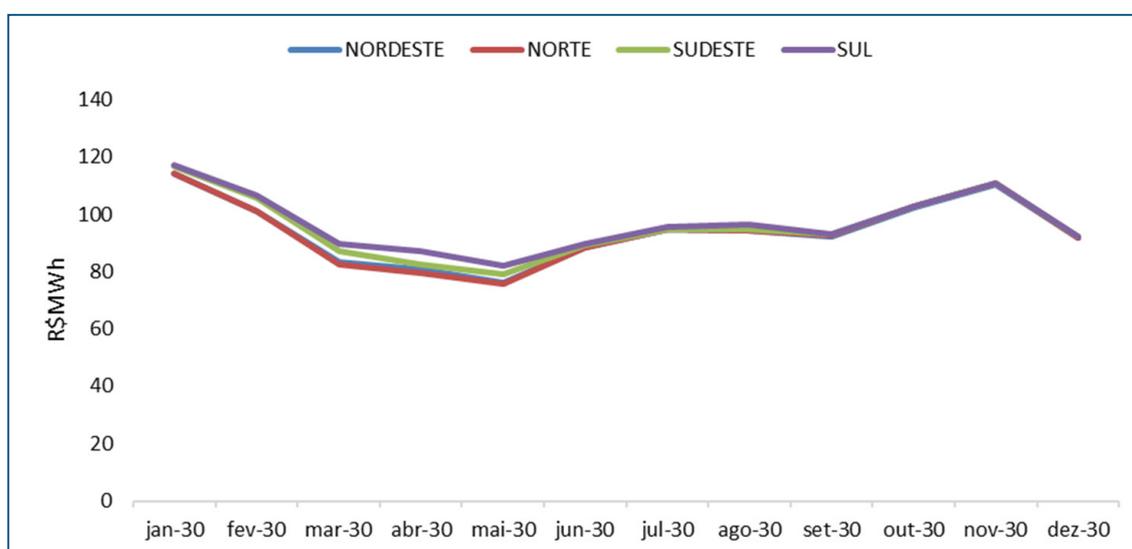


Figura 19 – Custo Marginal de Operação médio mensal.

Da Figura 19, também podemos ver que em 2030, os custos por subsistema não se diferenciam muito entre si, o que demonstra que as restrições de intercâmbio entre sub-regiões são pouco relevantes. Este resultado também nos leva a inferir que o benefício da adoção da resposta da demanda não deverá ter forte componente locacional.

Com base nestes resultados iniciais, analisamos nas próximas subseções o desempenho dos produtos de resposta da demanda desenhados. A partir das simulações realizadas segundo a metodologia descrita anteriormente, foi possível obter para cada caso, o nível de acionamento para redução da demanda, os demais despachos de cada fonte, e os respectivos valores de custos de operação do sistema. Estes resultados, junto às inferências obtidas através destes são apresentados por tipo de produto abaixo.

3.4.1 Produtos curto prazo

Como descrito na seção 2.1, o objetivo das simulações dos produtos individualizados com diferentes níveis de flexibilidade da demanda é revelar a disposição a pagar do sistema pelos produtos de resposta da demanda idealizados neste trabalho. Esta disposição a pagar pode ser modelada em uma curva, onde a disposição do sistema a pagar pela redução de demanda é representada por um valor em reais por MW de resposta da demanda.

Assim, para a construção da curva de disposição a pagar foram realizadas as simulações da Tabela 3 para diferentes valores de disponibilidade de recursos de resposta da demanda de curto prazo (1a – 1o). Em cada uma destas simulações, o modelo de despacho econômico optará por despachar o recurso sempre que economicamente ótimo. De posse do despacho do recurso de resposta da demanda, resultante da simulação é possível calcular a disposição a pagar ou benefício da resposta da demanda a partir da equação 2.1.

A Figura 20 traz como exemplo do despacho médio (considerando a média das séries hidrológicas simuladas) observado para o caso 1f, em que foi simulada a flexibilização de 1% da demanda para atendimento ao produto de curto prazo.

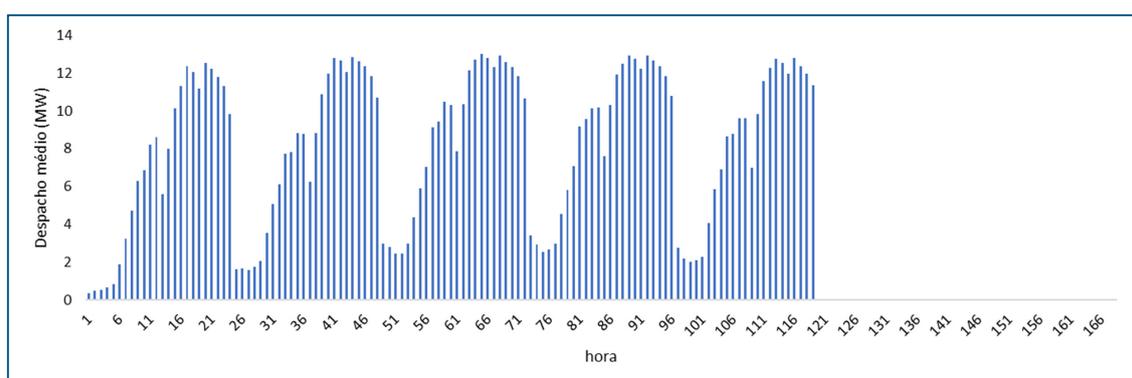


Figura 20 – Despacho médio do produto Curto-prazo, para a primeira semana de março de 2030.

O produto de curto prazo é aquele em que o consumidor, respondendo ao sinal de preço opta por reduzir sua demanda. Dessa forma, é natural que o despacho varie muito durante o dia de acordo com a variação da carga líquida do sistema no mesmo período.

A média da carga líquida é representada na Figura 21, também para o mês de março de 2030, junto a respectiva média de carga bruta para o mesmo mês.

Essas médias são construídas considerando as diferentes séries de geração renovável para o mês de março e todos os dias úteis deste mesmo mês.

Realizamos o mesmo exercício também para a construção da Figura 22, considerando, no entanto, o mês de outubro como referência.

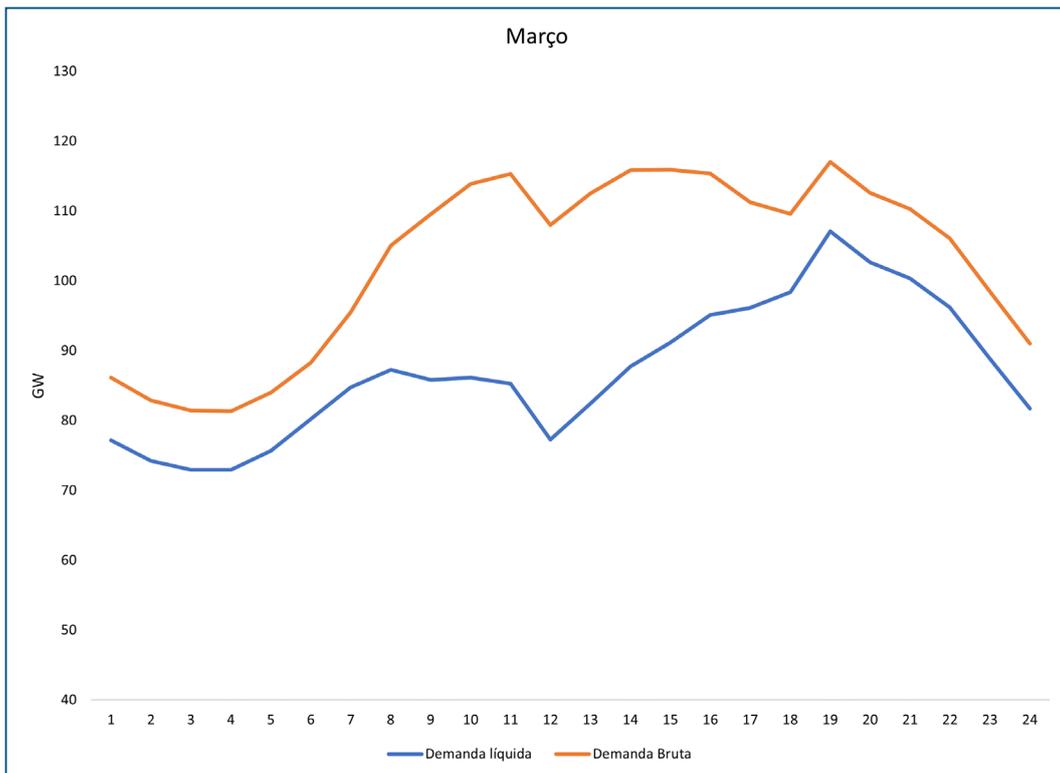


Figura 21 - Comparação entre os perfis de carga líquida e bruta para o mês de março de 2030.



Figura 22 - Comparação entre os perfis de carga líquida e bruta para o mês de outubro de 2030.

Ao comparar as Figuras 21 e 22, nota-se que não existe relevante alteração nos perfis de carga bruta e que os perfis de carga líquida também são similares. Isso acontece porque o perfil de geração solar é relativamente constante ao longo do ano, no entanto tanto os montantes absolutos de carga quanto de geração renovável são diferentes, deslocando as curvas para cima ou para baixo no gráfico.

Na escala horária, analisando as Figuras 20, 21 e 22 também é possível notar que o despacho do recurso de resposta da demanda aumenta em média nos momentos em que a demanda líquida do sistema também aumenta.

Este momento geralmente é verificado ao final do dia quando a geração solar reduz durante o patamar de carga elevada.

Outro resultado interessante é o perfil de despacho mensal do produto de resposta da demanda, frente ao despacho das demais fontes. A Figura 23 mostra a média de despacho mensal do produto em comparação a demanda líquida média. A Figura 24 apresenta despacho por fontes.

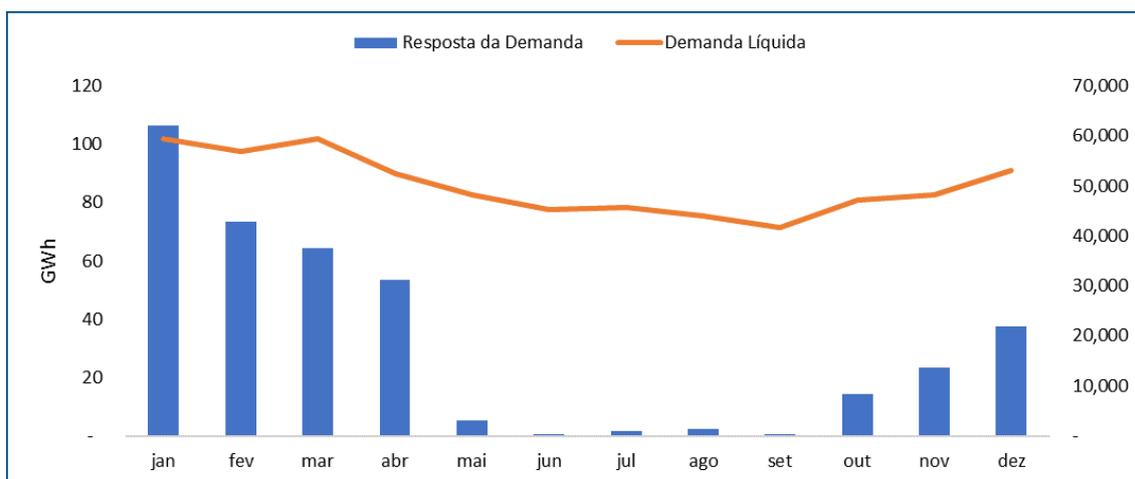


Figura 23 – Despacho médio mensal do produto de curto prazo e demanda líquida de 2030.

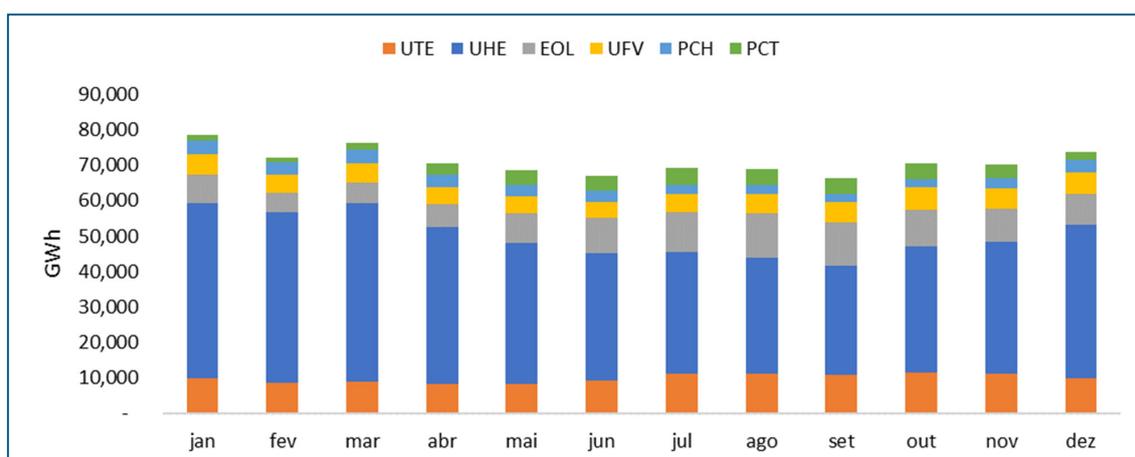


Figura 24 – Despacho médio mensal por fonte em 2030.

Note que o despacho dos recursos de resposta da demanda foi maior também nos meses de maior carga líquida do sistema, ao contrário do que se observa com os volumes de geração termelétrica média, que são maiores nos meses de baixa geração hidrelétrica. Este fato, nos leva a crer que os recursos de resposta da demanda são mais acionados para atendimento de ponta, que é mais relevante nos meses mais quentes do ano.

Por fim, aplicando a fórmula 2.1 para cada um dos 200 cenários horários simulados foi obtida a curva de benefício médio anual em função do nível de flexibilidade da demanda apresentada na curva da Figura 25.

Note que para este produto, o benefício da resposta da demanda para o sistema passa a ser nulo após a inserção de mais de 20 GW deste recurso no sistema. Isto significa que a partir deste limite, nenhum MW adicionado é despachado pelo sistema por não ser economicamente interessante, sendo o incentivo econômico para a não entrada de mais cargas flexíveis no mecanismo.

Comparando os custos de operação total do sistema entre o caso base, sem o recurso de flexibilidade da demanda, e o caso com flexibilização de até 20 GW, obteve-se uma economia de 600 MR\$ reais, ao longo da operação de um ano. Esta economia foi obtida principalmente através da substituição do despacho da fonte térmica pelo despacho do recurso de resposta da demanda, que atingiu um total de 383 GWh na média das séries hidrológicas.

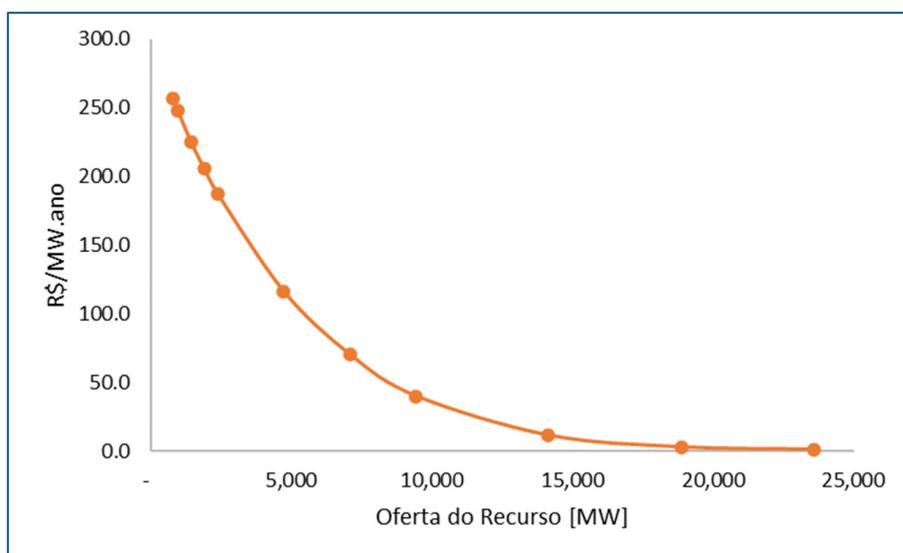


Figura 25 - Benefício marginal para o sistema do produto Curto-prazo em 2030.

3.4.2 Produtos longo prazo

Na segunda série de simulações, foram realizadas as simulações com os produtos de longo prazo. A Figura 26 e a Figura 27 apresentam para os produtos de Longo Prazo exemplos de despacho médio durante uma semana para os casos 2f e 3f, já em comparação com a demanda destes dias, representada em GW no eixo direito.

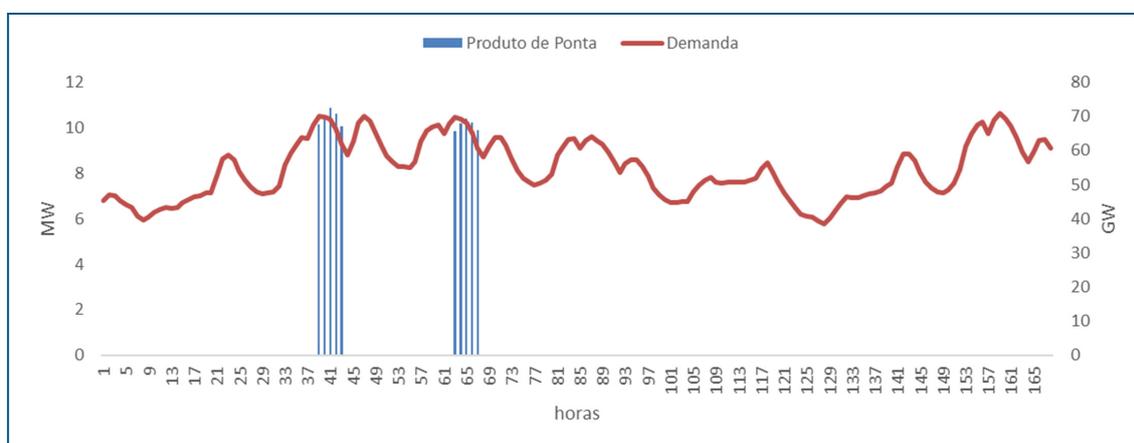


Figura 26 – Despacho médio do produto Longo-prazo Ponta em comparação à carga líquida, para a primeira semana de março de 2030.

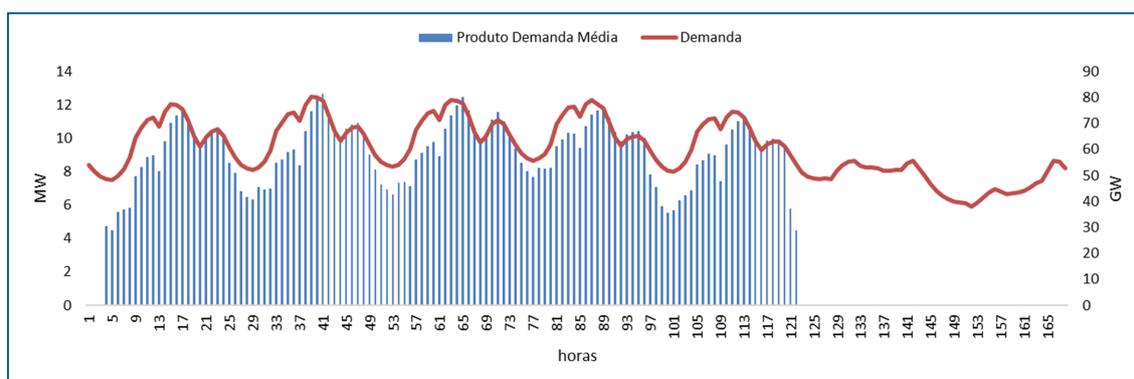


Figura 27 – Despacho médio do produto Longo-prazo Demanda Média em comparação à carga líquida, para a primeira semana de março de 2030.

Em ambos os casos, os produtos apresentam maior despacho durante a ponta do sistema, sendo que o produto de Ponta tem atuação limitada durante 5 horas enquanto o produto de Demanda Média tem restrições de acionamento com duração mínima semanal. O efeito de limitação dos despachos segundo as características dos produtos atendidos por estes se faz claro, desta maneira.

O operador concentra o acionamento do produto de Ponta efetivamente nas horas de ponta, já no caso do produto de Demanda Média, o operador é forçado a despachar o recurso no mínimo durante 120 horas, compondo a ponta pela interposição destes recursos nas horas de ponta.

A Figura 28 também apresenta os despachos médios em escala mensal dos produtos Demanda de Ponta e Demanda Média.

Note que o padrão de despacho segue o mesmo do produto de Curto-prazo, com acionamentos concentrados nos meses de maior demanda líquida, considerando, porém, o condicionamento do acionamento dos produtos à suas restrições.

Por fim, as curvas de benefício marginal da demanda são apresentadas para os produtos de Longo-prazo na Figura 29 e na Figura 30.

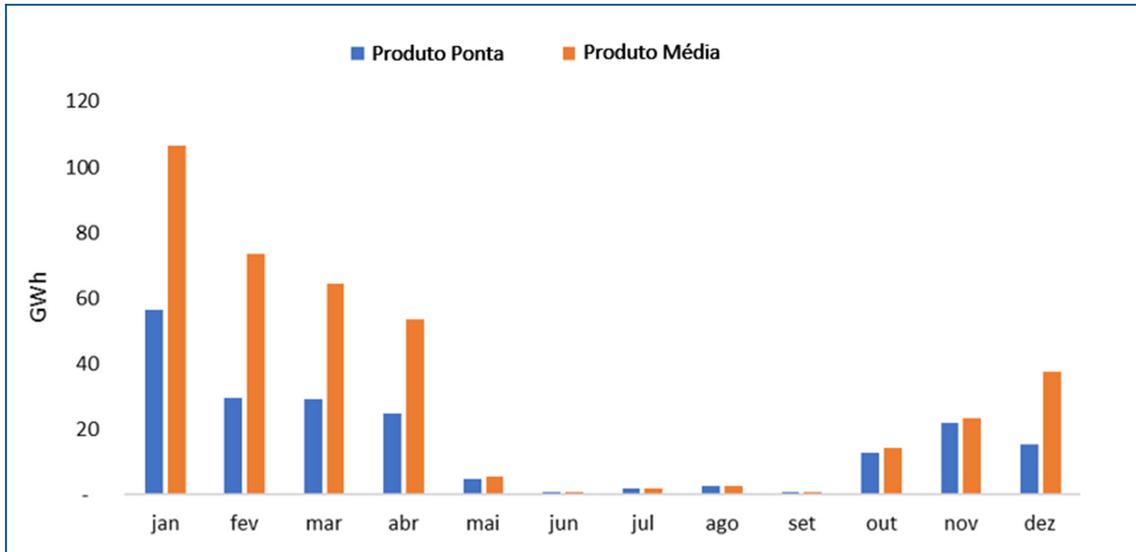


Figura 28 - Despacho médio mensal dos produtos de longo prazo em 2030.

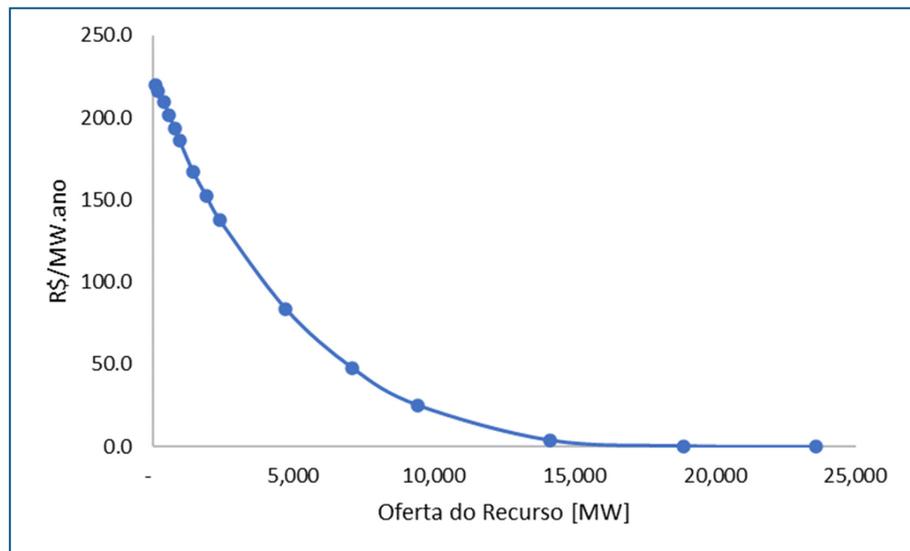


Figura 29 - Benefício marginal para o sistema do produto Longo-prazo Demanda Média em 2030.

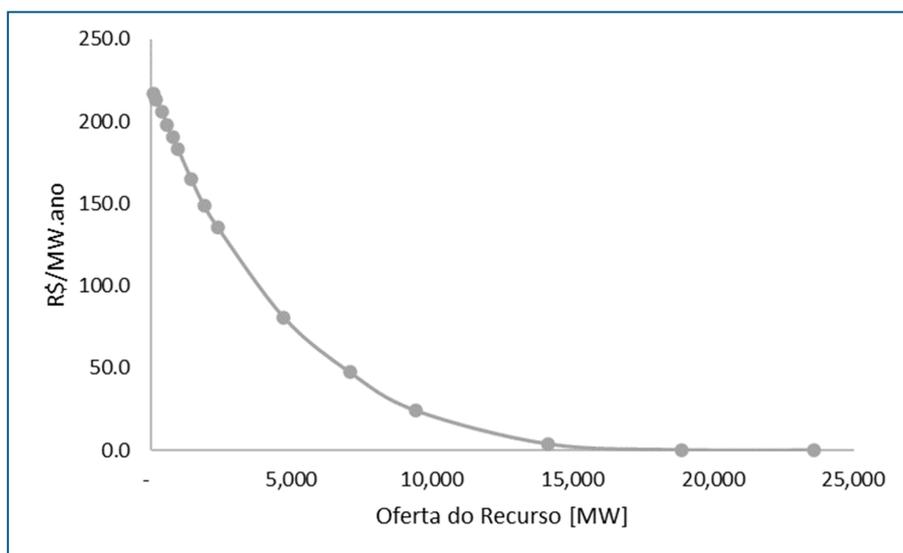


Figura 30 – Benefício marginal para o sistema do produto Longo-prazo Ponta em 2030.

Para ambos os produtos, o benefício da resposta da demanda para o sistema passa a ser nulo após a inserção de mais de 20 GW deste recurso no sistema. Vale notar também que as curvas destes produtos são muito parecidas, sendo que ambas apresentam valores menores de benefício quando comparadas com o produto Curto-prazo. É natural que recursos com mais restrições de despacho apresentem de fato menor benefício para o sistema. No gráfico da Figura 31, apresentamos todas as curvas em conjunto.

Quanto à economia total, comparando estes casos ao caso base, estas atingiram os valores de 230 MR\$, para o caso com inserção de até 20 GW do produto de Demanda de Ponta, e 208 MR\$ para o caso com inserção de até

20 GW do produto de Demanda Média. Assim como no caso do produto de curto prazo, a fonte majoritariamente deslocada foi a térmica, o despacho dos recursos de resposta da demanda em média foi de 199.42 GWh no caso do produto de Demanda de Ponta e 381 GWh no caso do produto de Demanda Média.

Este resultado demonstra que de fato o melhor uso do recurso de resposta da demanda é para ponta, e por isso o produto que tem características ótimas para tanto apresenta maior redução de custo para o sistema.

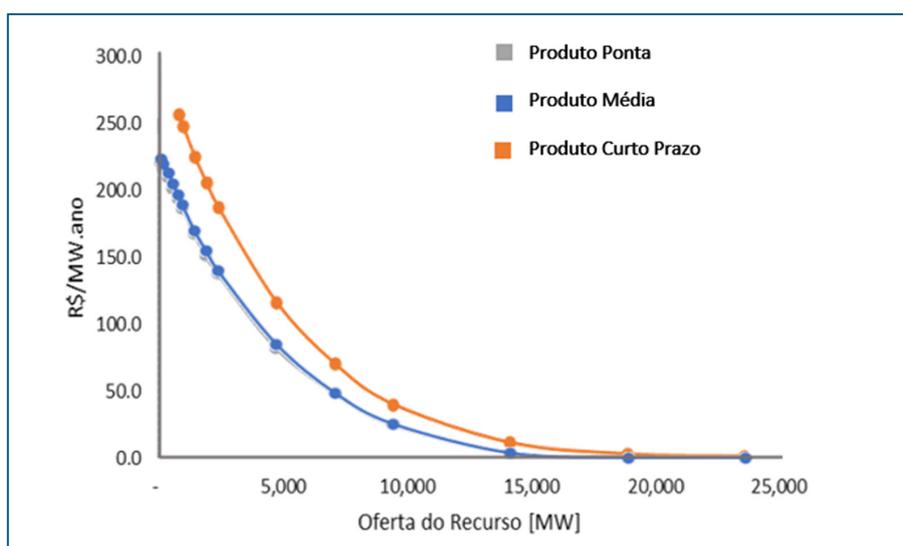


Figura 31 – Benefício marginal para o sistema dos três produtos propostos em 2030.

4. Conclusões

Este relatório tinha como intuito principal apresentar e aplicar uma metodologia capaz de revelar a disposição do sistema a pagar pela resposta da demanda, ou em outras palavras, o benefício marginal da resposta da demanda para o sistema.

Este objetivo se encaixa no objetivo final do estudo ao contribuir para que seja possível quantificar o potencial de resposta da demanda pelo setor industrial brasileiro através da análise comparativa entre as necessidades do sistema, apresentadas por este relatório e a disposição dos consumidores a flexibilizarem suas demandas para atendimento aos produtos.

A partir da realização do estudo de caso, em que foi simulado prospectivamente a operação do sistema brasileiro, segundo uma metodologia que tenta capturar o comportamento do sistema frente a diferentes níveis de flexibilidade da demanda foi possível construir as curvas de benefício marginal da resposta da demanda para o sistema de acordo com os atendimentos aos diferentes produtos analisados.

Os resultados, como esperado, apontaram para o benefício decrescente em relação ao nível de flexibilização da demanda, o que indica que a partir de um certo limite o aumento de flexibilização não enseja em aumento de acionamento do recurso. Este limite para o produto de curto prazo foi próximo aos 20 GW enquanto para os produtos de longo prazo foram próximo de 15 GW.

Este fato junto a constatação de que a curva para o produto de curto prazo (Figura 25) apresenta benefício superior aos demais produtos para um mesmo nível de flexibilização da demanda, nos leva a conclusão de que, de fato, este produto é mais valioso para o sistema. Isso já era esperado dado que o produto de curto prazo é relevantemente mais flexível que os demais, impondo menos restrições para seu uso ao operador. No entanto, a adesão a este é menos factível dada a estrutura do mercado de energia brasileiro que não permite hoje que agentes possam se beneficiar de preços de energia superiores ao PLD teto do sistema.

Já os resultados para os produtos de longo prazo, mostram uma tendência de maior despacho para atendimento a ponta de demanda líquida, nos meses iniciais do ano. Isso nos mostra uma maior adesão dos produtos de fato para atendimento de ponta. Ainda, os resultados apresentados nos indicam que o melhor produto do ponto de vista do sistema, seria aquele com características que estariam entre os produtos “canônicos” apresentados. Ou seja, de fato o acionamento é mais relevante para a ponta do sistema, porém a restrição de limite máximo de duração de despacho pode ser maior que 5 horas.

Anexo A: SDDP

O SDDP é um modelo de despacho estocástico para sistemas elétricos que representa as redes de transmissão, gás e hidrogênio usadas em estudos de operação de longo, médio e curto prazo. Ele é altamente flexível em termos de seus níveis de detalhe temporal e espacial. Na dimensão temporal, ele pode representar horizontes de decisão muito longos (várias décadas) com estágios semanais ou mensais e resolução intra-estágio de blocos de carga ou horas. Espacialmente, ele pode lidar com a operação detalhada de pequenas ilhas até o estudo de mercados regionais integrando vários sistemas de energia nacionais. O modelo representa os seguintes elementos:

- **Usinas hidrelétricas:** representação detalhada para cada reservatório; limites de armazenamento e taxa de fluxo através de turbinas, vertedouros, efeito de cabeça, infiltração e outros; modelo estocástico de vazão representando sazonalidade, correlações temporais e espaciais; modelagem de fenômenos climáticos específicos (como El Niño); restrições de rampa, etc.;
- **Usinas termoelétricas:** restrições de comprometimento de unidades, disponibilidade de combustível, contratos de combustível (incluindo cláusulas take-or-pay), curvas de eficiência térmica, emissões de CO₂ e outros poluentes, restrições de rampa;
- **Energia renovável variável:** usinas solares, eólicas e de energia solar concentrada, definição do histórico de ERV, geração por meio de banco de dados de reanálise global, produção estocástica de energia ERV, modelagem, geração de cenários sintéticos futuros com resolução horária, os cenários de ERV são temporalmente e especialmente correlacionados com as vazões hidrelétricas;
- **Baterias e outros dispositivos de armazenamento rápido:** capacidade de armazenamento, capacidades de carga/descarga, eficiências, restrições de rampa;
- **Resposta do lado da demanda:** resposta a preços, sinais por segmento por sistema, área ou nível de barramento;
- **Rede de transmissão:** leis de Kirchhoff, limites de fluxo de potência, perdas quadráticas, restrições de segurança, limites de exportação e importação entre áreas elétricas, soma de restrições de fluxo e outros;
- **Rede de gás natural:** restrições de produção e transporte de gás, capacidade de produção nos campos, limites de fluxo e perdas em gasodutos;
- **Hidrogênio e processos de eletrificação:** produção de hidrogênio, consumo de energia, cadeia de suprimentos detalhada de hidrogênio;
- **Co-otimização dos mercados de energia e reserva**
- **Reserva dinâmica probabilística**
- **Nexus da água**

O objetivo do SDDP é minimizar a soma dos custos e maximizar a receita no mercado de energia. Os custos incluem a compra e transporte de combustíveis para usinas térmicas, custos de emissão de poluentes, custos de O&M de usinas hidrelétricas e térmicas, tarifas de transmissão, custo de energia não fornecida e outras penalidades. As receitas incluem negociações nos mercados de energia, água e hidrogênio.

Principais resultados

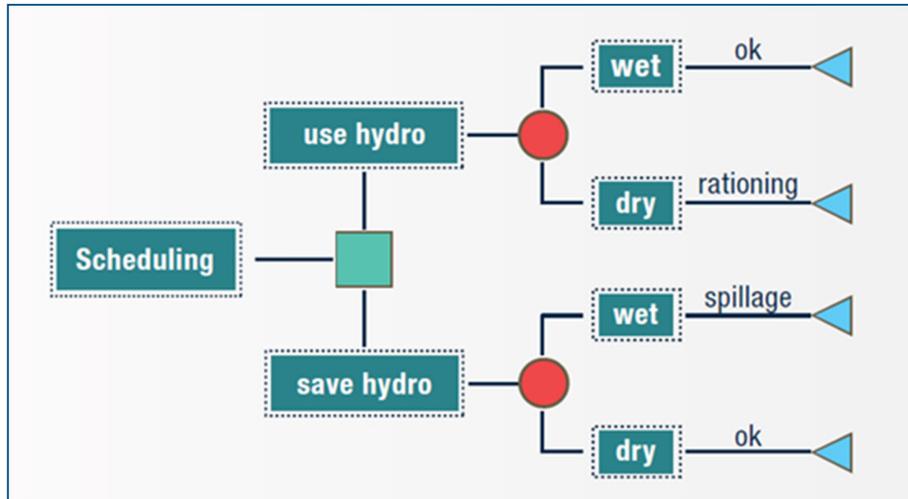
O SDDP produz mais de 450 relatórios em arquivos formatados compatíveis com o Excel. Os resultados são gerenciados pela interface gráfica, que extrai as estatísticas desejadas e cria gráficos diretamente no Excel. Os principais resultados do SDDP são:

- Estatísticas de operação do sistema: produção, fluxos de transmissão, emissões, riscos de déficit e custos
- Custos marginais locais (por zona e nível de barramento)
- Custos marginais de capacidade: benefício incremental de reforçar um recurso
- Custos de congestionamento de transmissão
- Valores da água hidrelétrica e valores de energia de outros sistemas de armazenamento
- Custos marginais de poluentes com orçamentos de emissão
- Além disso, resultados agregados, como custos marginais médios, geração total e custos totais, são produzidos em relatórios no formato CSV e podem ser visualizados por meio de um painel, compartilhados por meio de um link da internet:



Metodologia

Uma vez que as usinas hidrelétricas não possuem custos operacionais diretos, elas ocupam o primeiro lugar na curva de mérito. No entanto, há incerteza em relação às vazões futuras, como ilustrado na figura abaixo.



Embora as usinas hidrelétricas não tenham um custo de operação direto, elas têm um custo de oportunidade que reflete o benefício futuro resultante da produção de energia. Esse custo depende da análise das consequências da decisão de armazenar/usar a água em todos os cenários futuros.

SDDP significa *Stochastic Dual Dynamic Programming* (Programação Dinâmica Dual Estocástica), um algoritmo desenvolvido pela PSR na década de 1980 para resolver problemas de otimização multietapa de grande escala sob incerteza. A grande inteligência por trás disso está na aproximação da função de custo futuro, feita por meio de um esquema de decomposição de Benders.

Este algoritmo vem melhorando constantemente ao longo dos anos para acompanhar as mudanças significativas no setor elétrico. Ele tem sido considerado a tecnologia de ponta pela indústria global. A grandeza do modelo SDDP é demonstrada pelo fato de ter sido citado em mais de 3.800 artigos na literatura científica/técnica, sendo suficiente uma simples pesquisa para comprovar isso.

Além disso, ele vem sendo aplicado com sucesso há mais de quarenta anos no agendamento estocástico ótimo de médio e longo prazo de sistemas reais muito complexos, com armazenamentos multiescala (reservatórios hidrelétricos, bombeamento hidrelétrico, baterias, reservatórios de combustível, contratos de combustível integral, restrições de orçamento de emissões multietapas, etc.) e modelagens probabilísticas, como vazões hidrológicas, intermitência de renováveis, demanda e preços de combustíveis.

Anexo B: TSL

O Time Series Lab (TSL) é uma ferramenta de modelagem de renováveis que produz cenários sintéticos futuros de geração das fontes de Energia Renovável Variável (ERVs). O TSL possui dois módulos principais: (i) o TSL-Data; e (ii) o TSL-Scenarios:

- **TSL-Data:** cria um registro histórico horário “sintético” de 40 anos processando as informações disponíveis na base de dados de reanálise global;
- **TSL-Scenarios:** gera cenários futuros de ERV considerando a correlação temporal e espacial com as vazões hidrológicas;

Para estimar o modelo estatístico, o TSL-Scenarios precisa de um registro histórico de geração das ERVs, o que pode ser uma tarefa complicada dependendo da região. Portanto, o TSL tem dois modos principais de funcionamento:

- O usuário pode inserir o registro de dados históricos reais;
- O TSL-Data pode criar um registro histórico “sintético” de 40 anos com base nos dados de velocidade do vento e irradiação solar da base de dados de reanálises.

Criação de um registro histórico de geração renovável

O TSL calcula a produção eólica através de um modelo baseado na metodologia Virtual Wind Farm (VWF). Os seguintes parâmetros são usados para converter a velocidade do vento em energia:

- A curva de potência da turbina;
- Altura da turbina;
- A coordenada da planta (para baixar os dados de velocidade do vento).

A produção solar é baseada nos dados da Irradiação Horizontal Global, ou seja, a irradiação no topo da atmosfera e a temperatura extraída da base de dados de reanálise. Levando essas informações em consideração, o método GSEE (Global Solar Energy Estimator) é aplicado. Os seguintes parâmetros são considerados na conversão em energia:

- O sistema de rastreamento dos painéis solares;
- O ângulo de inclinação do painel;
- A coordenada da usina solar (para baixar os dados de irradiação solar e temperatura).

Localização de “hotspots” para projetos genéricos

Além de fornecer ferramentas para a criação de registros históricos “sintéticos” de geração renovável, o TSL fornece uma ferramenta para encontrar “hotspots” para projetos genéricos de energia eólica e solar. Para isso, as seguintes ferramentas estão disponíveis:

- Mapa de velocidade do vento para todo o mundo;
- Mapa de irradiação solar para todo o mundo;
- Áreas protegidas para todo o mundo;
- Possibilidade de carregar mapas personalizados definidos pelo usuário.

Gerando cenários sintéticos de geração renovável correlacionados com vazões

Devido à correlação espacial da produção eólica e solar em diferentes regiões, bem como a correlação espacial entre séries de vazão e velocidade do vento em outras, o TSL representa a distribuição de probabilidade conjunta de todos os recursos renováveis não convencionais e das plantas hidroelétricas, tanto para as plantas existentes como para as plantas futuras.

A Rede Bayesiana é um modelo estatístico que pode produzir cenários sintéticos, capturando as correlações mais significativas existentes nos dados históricos. Essa metodologia possui as seguintes características:

- Produzir cenários considerando uma distribuição de probabilidade conjunta;
- Estimação não paramétrica da distribuição de probabilidade de cada planta;
- Mantém as correlações espaciais e temporais históricas nos cenários sintéticos;
- Mantém a distribuição de probabilidade original dos dados históricos.

Em resumo, devido à alta variabilidade e intermitência desse tipo de recurso, o TSL gera esses cenários com as seguintes características:

- Resolução horária;
- Estimação não paramétrica de distribuições de probabilidade;
- Metodologia da rede bayesiana para capturar correlações espaciais e temporais entre as ERVs e as vazões hidrológicas.

