

PROGRAMA ENERGIA TRANSPARENTE (PET)

Monitoramento Permanente da Operação e Comercialização de Energia Elétrica

ANO OPERATIVO JUN/2019-MAI/2020

14ª Edição
Julho de 2020

1. Introdução

2. Operação e Mercado

3. Destaques Legais e Regulatórios

4. Expansão do Sistema

5. Modernização do Setor

6. Covid-19

O **Programa de Energia Transparente (PET)** é uma das iniciativas do Instituto Acende Brasil que monitora, de forma permanente, a operação e comercialização de energia elétrica no Brasil.

O estudo é realizado anualmente, no final do período úmido.

Esta edição do estudo engloba:

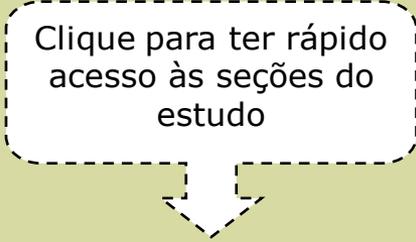
- Uma análise retrospectiva da operação do sistema elétrico brasileiro;
- Destaques legais e regulatórios do período;
- Uma avaliação do planejamento da expansão;
- Um resumo sobre marcos atrelados à modernização do setor; e
- Uma contextualização do impacto da covid-19 no setor elétrico.

Buscando facilitar a visualização desta apresentação, foram criados **boxes de explicação** com informações complementares.



O box de explicação contém informações mais detalhadas ou explicações complementares sobre o **texto com este formato**.

Também foi criado um **painel de navegação** localizado na parte inferior de todas as páginas para acesso rápido aos temas destacados, incluindo uma barra de progresso do tema em tela.



Clique para ter rápido acesso às seções do estudo

A Linha do Tempo abaixo lista os principais marcos do ano operativo (Jun 2019 – Mai 2020)

Resolução CNPE 16/2019

Critérios para livre Concorrência no mercado de GN

Decreto 9.934/2019

Cria Comitê de Monitoramento de Abertura do Gás Natural

Portaria MME 301/2019

Preço Horário

Portaria MME 300/2019

Aprimoramentos nos modelos

Encontro do Preço Horário

RN Aneel 858/2019

Definição de limites de PLD horário e estrutural

NT ONS 126/2019

Metodologia para GFOM

RN Aneel 862/2019

Aprovação do DESSEM

Portaria MME 465/2019

Limites para Mercado Livre

Leilão de Boa Vista

Contratação de “Potência” e “Energia”

Leilão A-4/2019

Contratação de 81,1 MWméd
Preço médio R\$ 140,32/MWh

Leilão A-6/2019

Contratação de 1702,46 MWméd
Preço médio R\$ 146,09/MWh
Modulação da eólica

Workshop PDEE 2029

Código do MDI no Github

Aprovação PDEE 2029

Leilão de Transmissão 2/2019

Contratação de 2470 km de LT
Contratação de 7800 MWA de transformação

Postergação dos leilões de 2020

Devido a covid-19

Relatório e Workshop

Critérios de Garantia de Suprimento

Workshops e Relatório

Separação Lastro e Energia

Workshop Internacional

Modernização do Setor Elétrico

Abertura de CP MME

Critérios de Garantia de Suprimento

Relatório GT Modernização

Ações para modernização do setor elétrico

Portaria CNPE 29/2019

Método de cálculo da GF
Método de cálculo do MDI

Portaria MME 6/2020

Periodicidade PNE

Portaria CNPE 59/2020

Novos critérios de garantia de suprimento

Portaria CNPE 74/2020

Parâmetros para simulação da GF

Ações devido à covid-19

jun/2019

jul/2019

ago/2019

set/2019

out/2019

nov/2019

dez/2019

jan/2020

fev/2020

mar/2020

abr/2020

mai/2020

1. Introdução

2. Operação e Mercado

3. Destaques Legais e Regulatórios

4. Expansão do Sistema

5. Modernização do Setor

6. Covid-19

A 14ª Edição do Programa Energia Transparente identificou os principais acontecimentos do ano:

OPERAÇÃO E MERCADO

- Condições de suprimento: situação agravou-se no final de 2019 devido à estiagem, mas vem se recuperando no primeiro semestre de 2020.

O ano de 2019 apresentou hidrologia crítica, o que fez com que o ano terminasse com baixos níveis dos reservatórios das hidrelétricas e baixa geração hídrica, mantendo o GSF baixo (81%). Houve, portanto, necessidade de compensar o déficit hídrico com geração térmica, o que ocasionaria aumento dos custos operativos do sistema. No entanto, grande parte deste montante de geração térmica foi referente à Geração Termelétrica Fora da Ordem de Mérito (GFOM) para compensar indisponibilidade futura de combustível, principalmente devido à alta disponibilidade de gás natural. Uma vez que este montante não compõe a ordem de mérito para definição de preços, 2019 apresentou preços inferiores aos dos anos anteriores.

Hidrologia crítica

2ª pior ENA do histórico (*slide 9*).



Deplecionamento dos reservatórios

Reservatórios terminaram 2019 com 9 pontos percentuais abaixo de 2018 (*slide 10*).

Redução do GSF

A baixa geração hídrica resultou em redução do GSF em 2019 (*slide 13*).

Aumento da Geração Termelétrica

(*slide 10*).

Sobra de gás natural

Houve aumento da geração térmica fora da ordem de mérito (GFOM) para compor indisponibilidade futura de combustível (*slide 11*).



PLDs menores

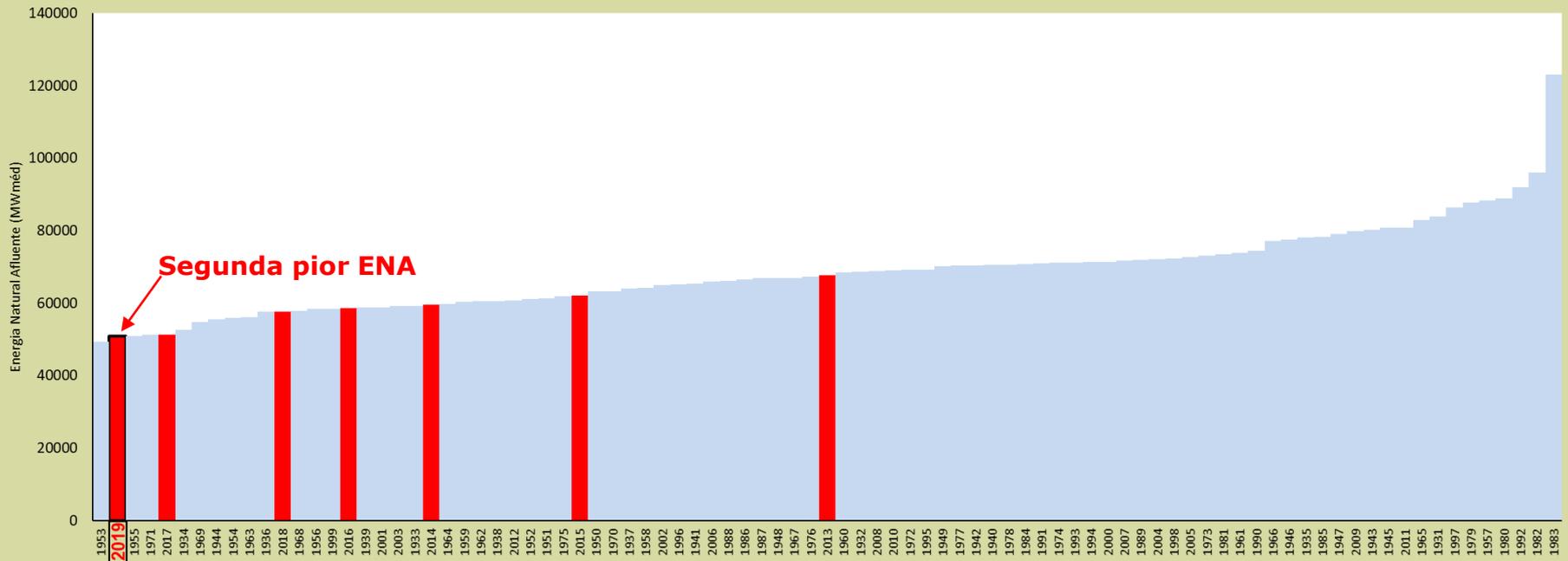
GFOM para compensação de combustível reduziu a necessidade de geração térmica por ordem de mérito (*slide 12*).

A geração hidrelétrica foi prejudicada pela hidrologia adversa em 2019. De fato, a **Energia Natural Afluyente (ENA)** para este ano foi **a segunda pior** do histórico (1931-2019).

A ENA é calculada a partir da vazão natural afluente de cada usina hidrelétrica multiplicada pela sua produtividade com 65% do volume do reservatório.

A ENA foi calculada para todos os anos do histórico considerando o parque gerador de maio de 2020.

Figura 1 – Histórico da Energia Natural Afluente

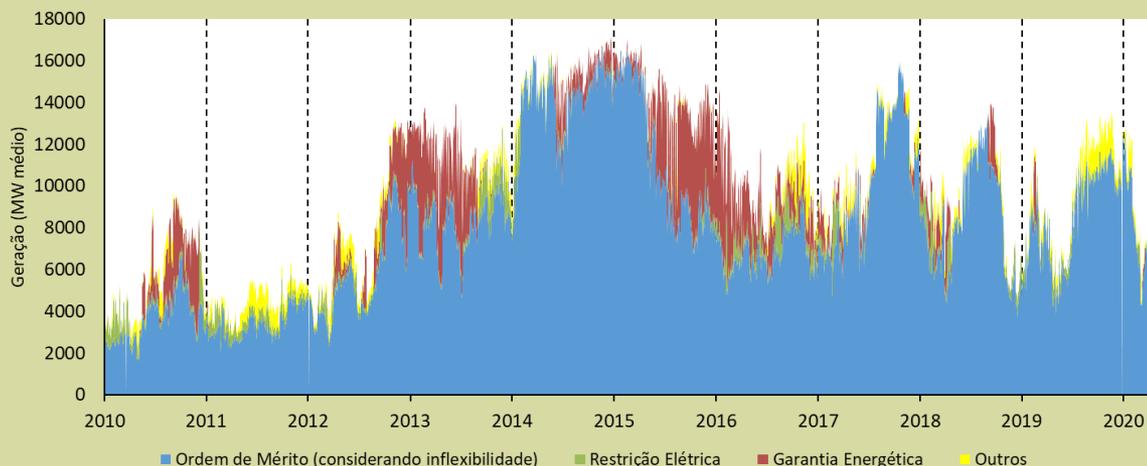


Fonte: Histórico da Operação (ONS) e Deck de Dados do PMO do Decomp (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

...que fez com que o ano terminasse com níveis baixos de reservatórios hidrelétricos, levando à necessidade de maior geração térmica.

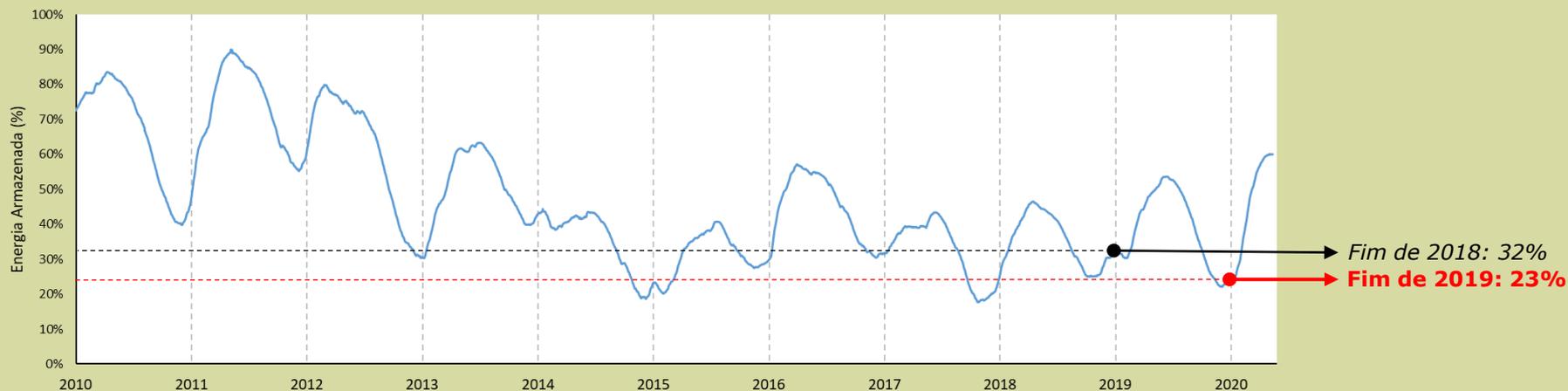
Apesar do despacho termelétrico mais acentuado na segunda metade de 2019, houve ainda assim deplecionamento dos reservatórios hidrelétricos, que **terminaram 2019 em média 9% abaixo dos níveis do fim de 2018** (de 32% para 23%).

Figura 2 – Histórico de despacho termelétrico



Fonte: Boletim diário da operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

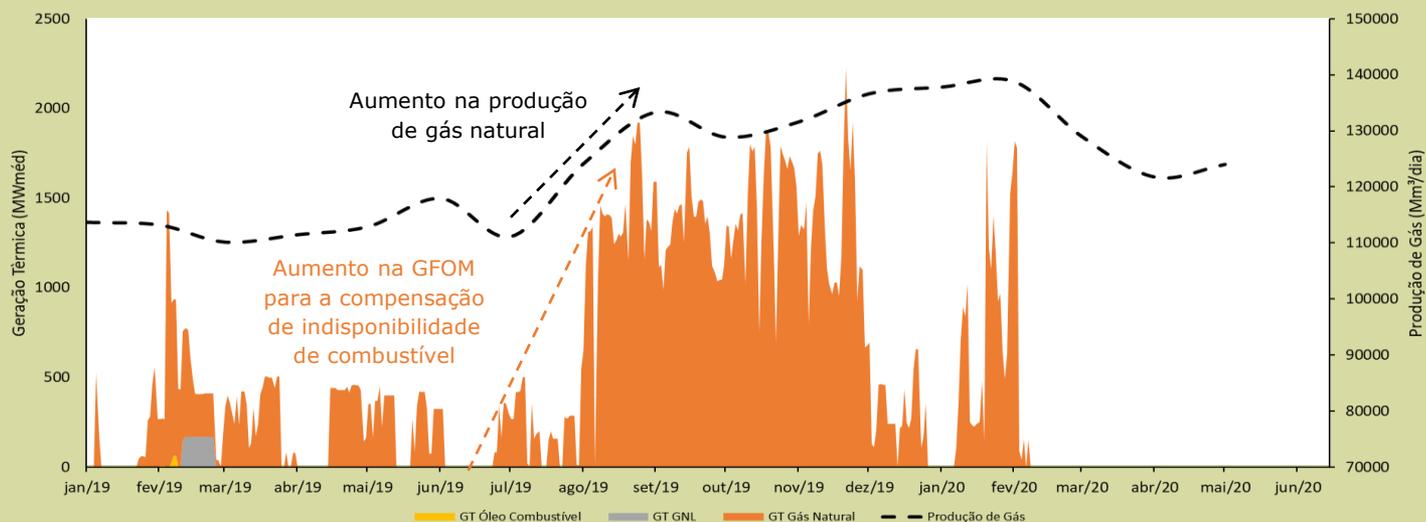
Figura 3 – Histórico de Energia Armazenada no SIN



Fonte: Histórico da operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O ano operativo também apresentou uma significativa participação da **geração fora da ordem de mérito para compensação de indisponibilidades futuras de combustível**. Este aumento se concilia com o aumento na produção de gás natural nacional entre agosto/2019 a fevereiro/2020.

Figura 4 – Geração térmica fora da ordem de mérito para compensação de indisponibilidade e produção de gás natural



Fonte: Boletim diário da operação (ONS) e Painel Dinâmico da ANP (ANP). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Este recurso foi regulamentado em 2006 e atualizado na REN Aneel 614/2014. Ele permite que o agente termelétrico gere para compensar antecipadamente a indisponibilidade de combustível (desde que este montante não ocasione vertimentos). Este saldo pode ser creditado por ele próprio ou por outro agente, desde que não haja restrição de intercâmbio. A compensação de indisponibilidade não poderá ser feita caso a usina seja despachada por razões de restrição elétrica, despacho fora da ordem de mérito para segurança energética ou se houver imprescindibilidade identificada pelo ONS).

Uma vez que a GFOM não compõe as usinas que definem o PLD, o ano de 2019 apresentou preços inferiores aos anos passados

O ano de 2019 apresentou um PLD médio ponderado pela carga de cada subsistema inferior aos dois anos anteriores (2017 e 2018).

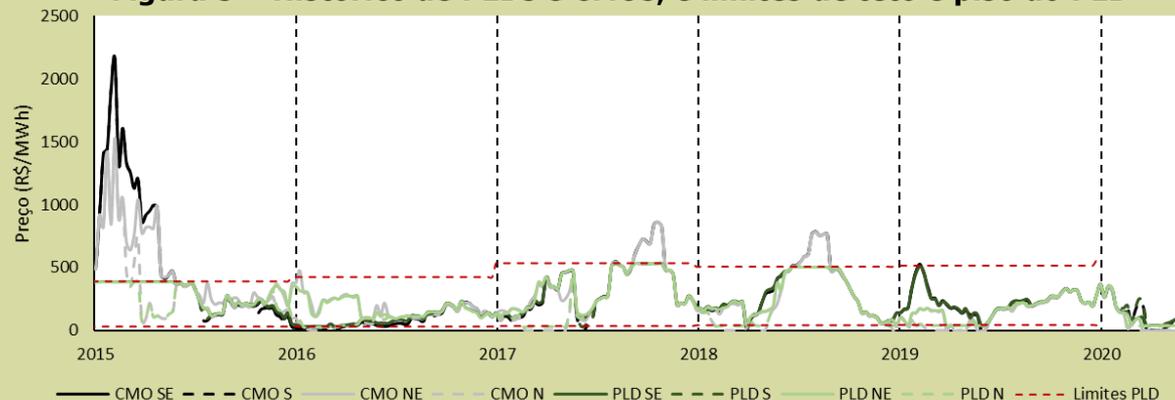
Tabela 1 – Histórico de médias de PLD por ano

Ano	Média do PLD (R\$/MWh)
2014	674,13
2015	287,80
2016	106,90
2017	318,55
2018	281,20
2019	211,07

Fonte: Preços semanais (CCEE) e Histórico da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O PLD chegou no limite teto apenas na terceira semana operativa de fevereiro (nos patamares pesado e médio dos subsistemas SE/CO e S).

Figura 5 – Histórico de PLDs e CMOs, e limites de teto e piso do PLD



Fonte: Preços semanais (CCEE) e Histórico da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A hidrologia adversa em 2019 resultou em **GSF** abaixo de 100% pelo sétimo ano consecutivo.

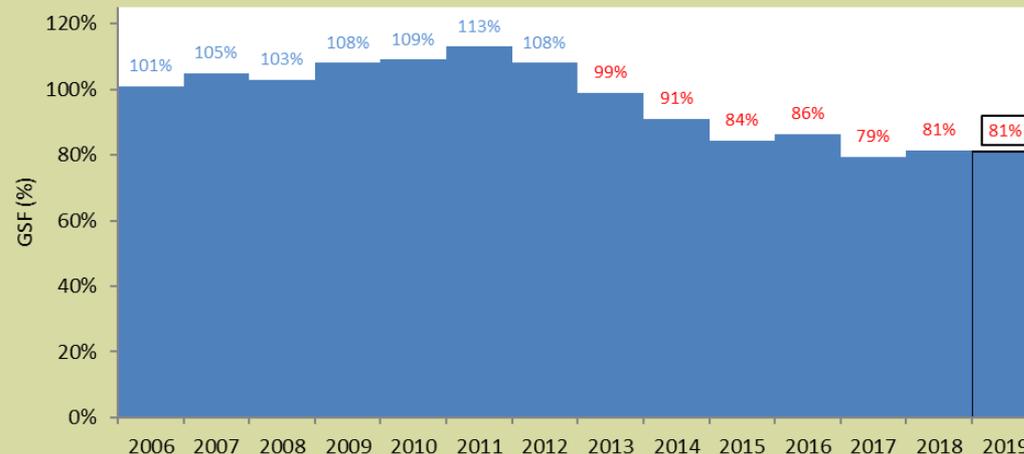
O **GSF** (Generation Scaling Factor) é a razão entre a geração observada e a Garantia Física das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Uma explicação do GSF e sua relação com a inadimplência é apresentada na 11ª edição do Programa Energia Transparente, [disponível aqui](#).

Apesar da manutenção do GSF abaixo de 100%, a maior parte do déficit no MCP corresponde ao montante acumulado antes da reversão de liminares em 2018.

Ainda tramita uma solução para o GSF no Congresso Nacional no PL 3.975/2020 (emenda ao PL 10.985/2018 que decorreu do PLS 209/2015).

Figura 6 – Histórico de GSF



Fonte: InfoPLD (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Figura 7 – Déficit acumulado no MCP



Fonte: Resultados do MCP (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O início de ano de 2020 apresentou recuperação dos reservatórios até maio de 2019 – com exceção do subsistema Sul – com a instituição de algumas medidas de preservação dos reservatórios pelo ONS. Estas medidas, combinadas com a redução de carga devido à pandemia da covid-19, resultaram na recuperação do nível de armazenamento no subsistema Sul.

Frustração de demanda

Expansão baseada em cenário de carga maior
(slide 17)



Recuperação do nível dos reservatórios

60% da energia armazenada em maio (slide 15)

...com exceção no Sul

16% da energia armazenada em maio (slide 15)



Medidas do ONS (slide 15)

Recuperação dos reservatórios do Sul



Recuperação dos reservatórios no Sul

37% da energia armazenada em junho
(slide 16)

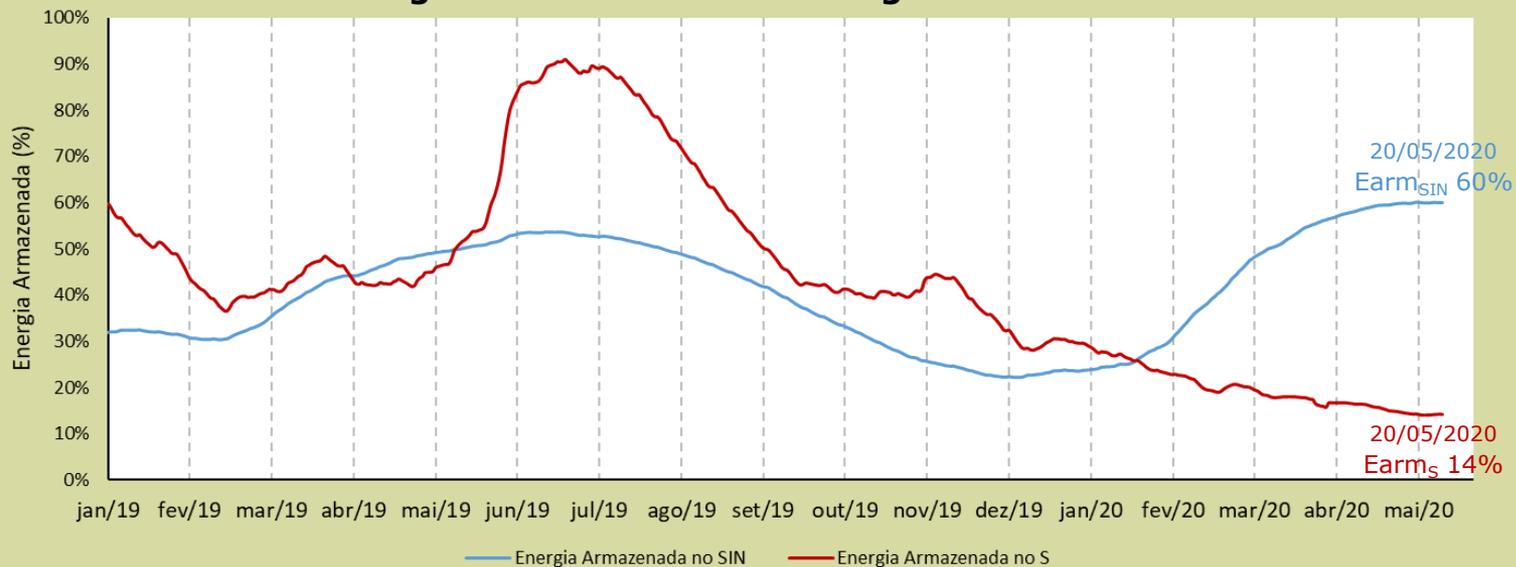


Redução da Carga (covid-19)

Houve aumento da geração térmica para compor indisponibilidade futura de combustível, compensando a geração térmica por ordem de mérito (slide 16)

O início de ano de 2020 apresentou recuperação dos reservatórios até maio de 2019, com exceção do subsistema Sul

Em 2020, houve recuperação substancial dos reservatórios no Sistema Interligado Nacional (SIN), levando a **Energia Armazenada ao patamar de 60% no final de maio de 2020**. Este aumento não foi uniforme em todos os subsistemas: o **Subsistema Sul apresentou piora do nível dos reservatórios** (que chegou a 14% no fim do período). O Subsistema Sul representa aproximadamente 7% da energia armazenável do SIN. **Figura 8 – Histórico da Energia Armazenada**



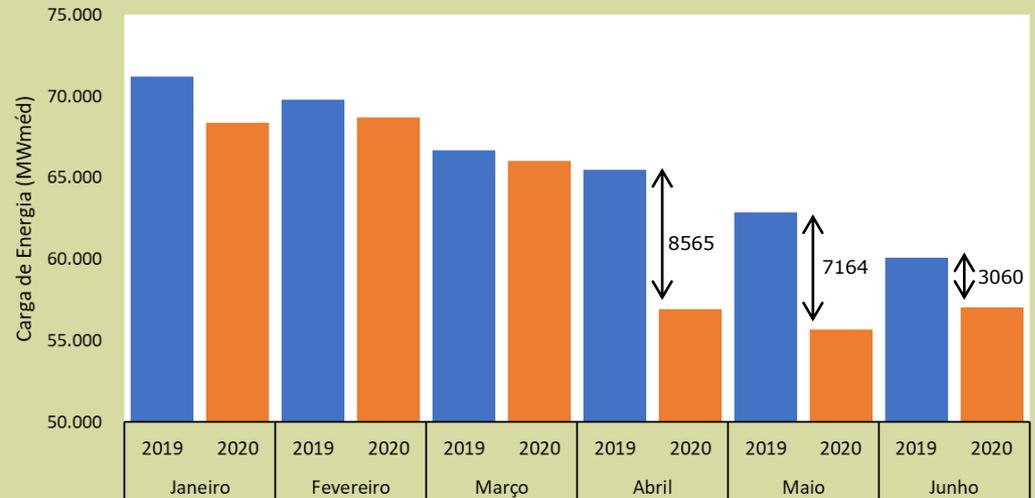
Fonte: Histórico da operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Para contornar esta situação, foi deliberado na 228ª Reunião do CMSE que o ONS:

- Maximizasse o intercâmbio de energia para o subsistema Sul; e
- Realizasse despacho fora da ordem de mérito e importação da Argentina e Uruguai para complementar despacho no subsistema Sul.

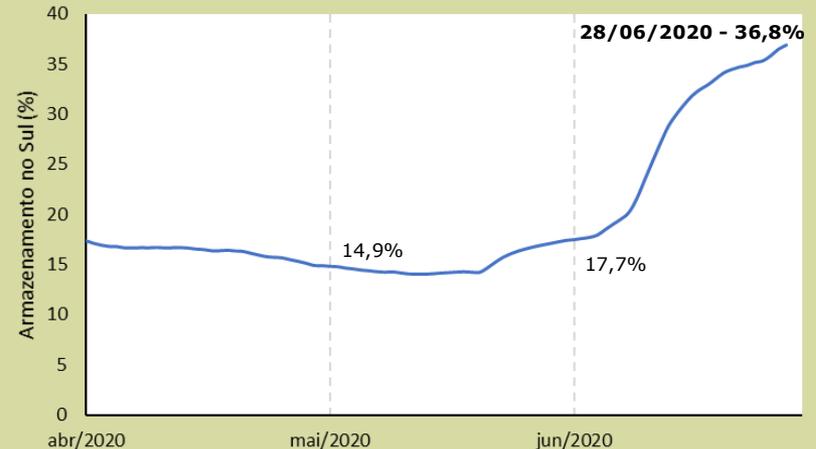
A partir de março de 2020, medidas de isolamento social foram implementadas para enfrentamento da covid-19. Com isso, houve desaceleração da economia e redução do consumo.

Figura 9 – Carga de energia no SIN em 2019/2020



Esta redução de consumo, aliada às medidas implementadas pelo ONS, resultaram na melhora dos reservatórios no Sul.

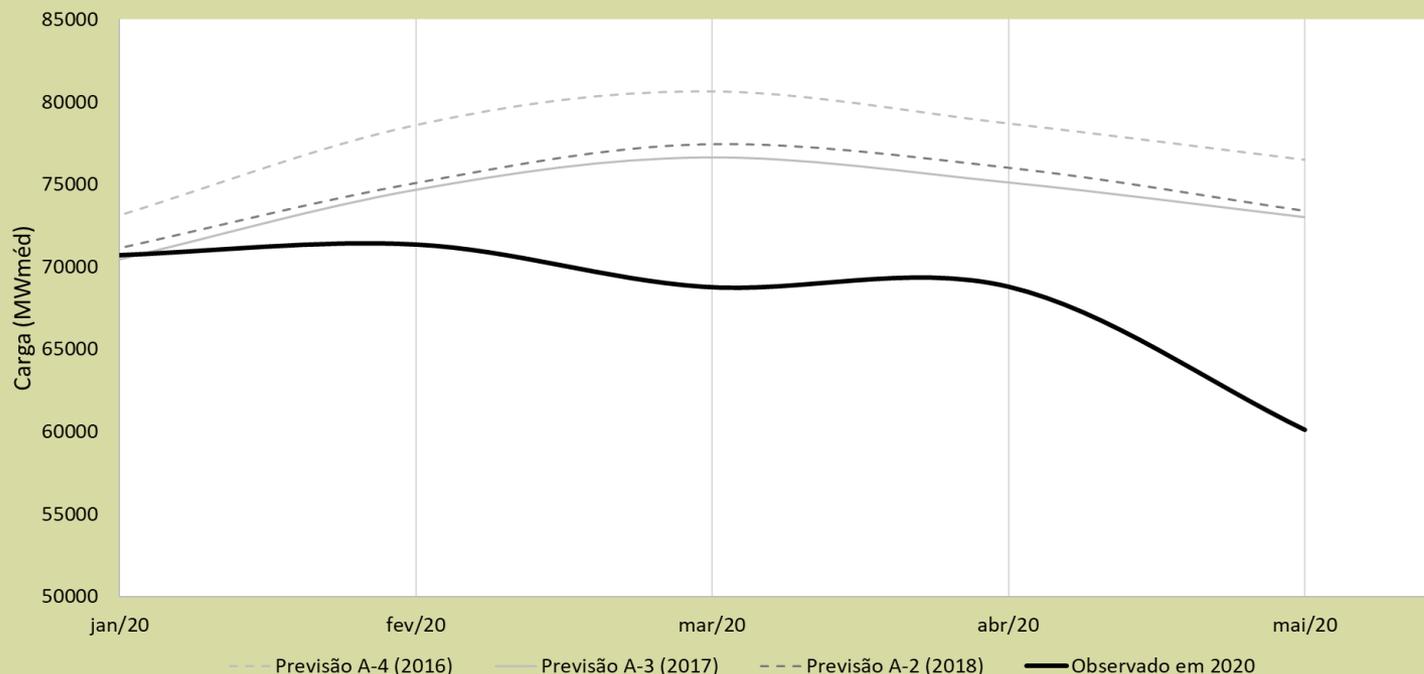
Figura 10 – Energia armazenada no Sul



Fonte: Histórico da operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Outro fator que contribuiu para o alívio da condição hídrica em 2020 seria a frustração de crescimento econômico brasileiro, que reduziu o consumo de energia no Brasil. Este fenômeno pode ser observado por meio das projeções de consumo para 2020, que desde 2016 são maiores que o observado no ano 2020. Uma vez que estas projeções são utilizadas para a contratação de novos empreendimentos, há sobrecontratação da oferta, aliviando assim o cenário hídrico desfavorável de 2019.

Figura 11 – Carga esperada em 2020 para cada um dos anos anteriores e observada no ano



Fonte: Decks de dados de entrada do Newave de janeiro de 2016, 2017 e 2018 (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

1. Introdução

2. Operação e Mercado

3. Destaques Legais e Regulatórios

4. Expansão do Sistema

5. Modernização do Setor

6. Covid-19

A 14ª Edição do Programa Energia Transparente identificou os principais acontecimentos do ano:

OPERAÇÃO E MERCADO

- Condições de suprimento: situação agravou-se no final de 2019 devido à estiagem, mas vem se recuperando no primeiro semestre de 2020;

DESTAQUES REGULATÓRIOS

- Medidas visando a fomentar maior liberalização do mercado de gás natural nos estados;
- Importantes aperfeiçoamentos obtidos na operação horária (implementação do DESSEM);
- Adoção de novos critérios para despacho fora da ordem de mérito; e
- Adoção de novos limites para o PLD e redução dos limites para ingresso no Mercado Livre.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) criou uma série de diretrizes para promover a livre concorrência no mercado de gás natural com a **Resolução CNPE 16/2019**.

Os **princípios** definidos foram:

- (i) Ampliação da concorrência;
- (ii) Redução da discrepância de preços;
- (iii) Integração do setor de gás natural e setor elétrico e industrial;
- (iv) Ampliação do acesso e aumento da eficiência nas infraestruturas de gás natural;
- (v) Promoção da independência dos transportadores;
- (vi) Promoção da desverticalização entre transportadores, comercializadores e distribuidores de gás; e
- (vii) Alienação e aumento da flexibilidade dos serviços do agente que ocupe posição dominante no mercado.

Em Audiência Pública realizada na Comissão de Infraestrutura do Senado, o Ministro de Minas e Energia (MME) Bento Albuquerque ressaltou que, neste contexto, as vendas de ativos da Petrobrás são ações definidas apenas pela empresa em seu plano de negócios, sem interferência do MME.

Além disso, o Secretário Adjunto do MME Bruno Carvalho ressaltou que a **principal contribuição da Resolução CNPE 16/2019** se dá pelas orientações relativas à transição para o mercado de gás proposto.





Posteriormente, foi estabelecido o **Decreto 9.934/2019** para criar o “Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural” para monitorar a implantação da abertura do mercado de gás natural.

O comitê é composto por:

- (i) Ministério de Minas e Energia (coordenador);
- (ii) Casa Civil da Presidência da República;
- (iii) Ministério da Economia;
- (iv) Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis;
- (v) Empresa de Pesquisa Energética; e
- (vi) Conselho Administrativo de Defesa Econômica.

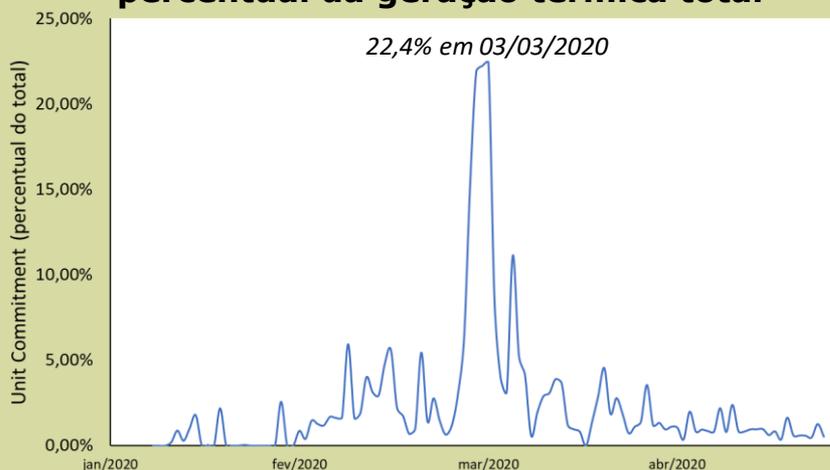
O Comitê reunir-se-á bimestralmente ou sempre que convocado pelo coordenador, e divulgará trimestralmente um relatório de progresso da evolução da abertura do mercado.



O Ministério de Minas e Energia definiu que o ONS utilize o **DESSEM** na programação da operação a partir de janeiro de 2020, e que a CCEE utilize este modelo para definir o PLD a partir de janeiro de 2021 com a **Portaria MME 301/2019**.

A utilização do DESSEM pelo ONS foi então aprovada com a **Resolução Normativa (REN) da Aneel 862/2019**. Com esta nova metodologia, foi possível a apuração da geração termelétrica para as rampas de acionamento e desligamento de termelétricas (definida como *unit commitment*), que começou a integrar o Boletim Diário da Operação a partir de 8 de janeiro de 2020.

Figura 12 – Geração por unit commitment em percentual da geração térmica total



Fonte: Boletim Diário da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Uma análise do **DESSEM** foi realizada na 13ª Edição do PET, disponível [aqui](#).

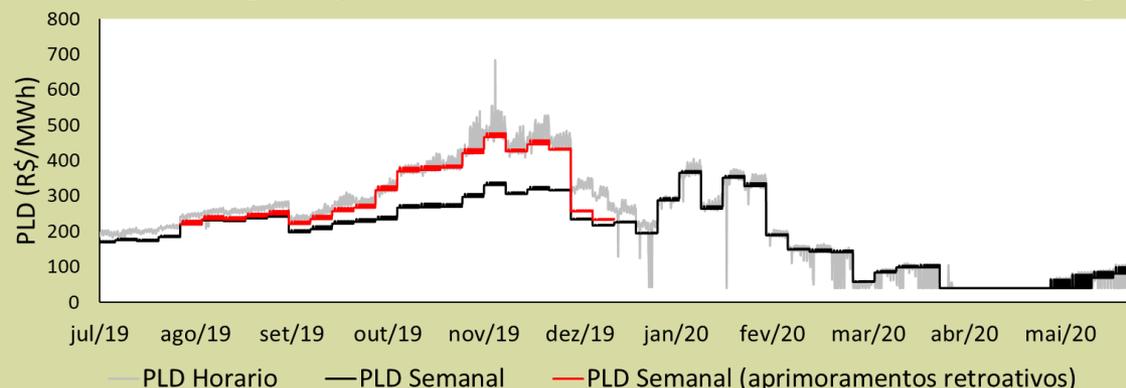
De 08/01/2020 a 27/04/2020:
Média: 158,6 MWméd
Máximo: 1.359,4 MWméd

O MME aprovou com **Portaria do MME 300/2019** alguns aprimoramentos a serem incorporados aos modelos computacionais a partir de janeiro de 2020. Foram eles:

1. reamostragem de cenários *forward*;
2. uso do centroide como representante na agregação dos ruídos;
3. Volume Mínimo Operativo (VminOp);
4. correlação espacial de base mensal; e
5. novos parâmetros do CVaR.

Estes aprimoramentos se mostraram essenciais para uma maior aproximação da precificação horária sombra com a metodologia atual. Isso fica claro quando se observa a aplicação retroativa dos aprimoramentos para os *decks* de 2019.

Figura 13 – Comparação entre PLD horário sombra e semanal (SE/CO)



Fonte: Preço Horário Sombra, Decks do Decomp e Decks do Preço Semanal Sombra – CPAMP (CCEE)
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Com isso, foi detectada uma redução das diferenças entre o PLD sombra e o PLD semanal (originalmente publicado na CCEE e considerando os aprimoramentos da CPAMP aplicados retroativamente) para todos os subsistemas para o período recalculado (1ª semana de agosto até 2ª semana de dezembro de 2019).

Tabela 2 – Média das diferenças absolutas entre o PLD horário sombra e o PLD semanal da CCEE

Diferença SE/CO	R\$ 84,69/MWh
Diferença S	R\$ 84,69/MWh
Diferença NE	R\$ 88,15/MWh
Diferença N	R\$ 86,18/MWh

Tabela 3 – Média das diferenças absolutas entre o PLD horário sombra e o PLD semanal da CPAMP

Diferença SE/CO	R\$ 25,20/MWh
Diferença S	R\$ 25,20/MWh
Diferença NE	R\$ 39,50/MWh
Diferença N	R\$ 34,23/MWh

Figura 14 – Diferenças entre o PLD horário sombra e o PLD semanal da CCEE

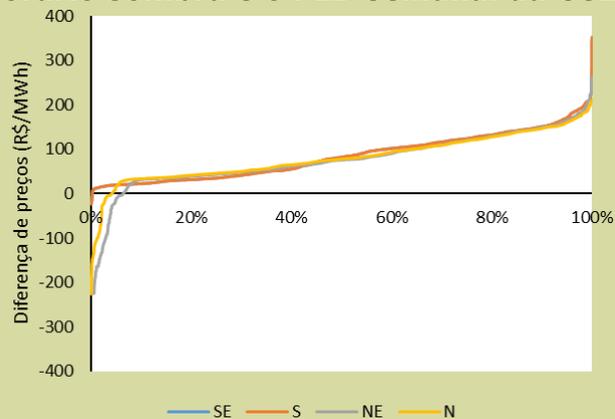
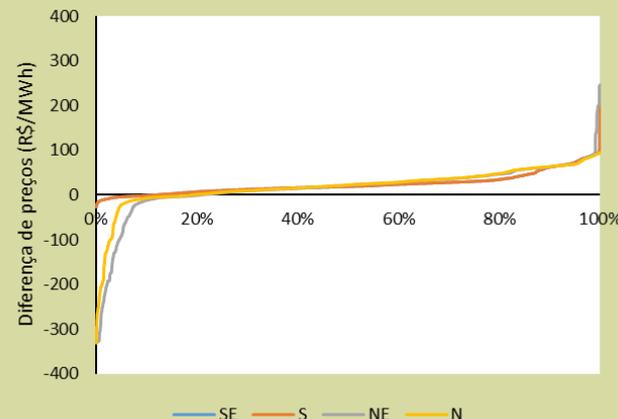


Figura 15 – Diferenças entre o PLD horário sombra e o PLD semanal da CPAMP



Fonte: Preço Horário Sombra, Decks do Decomp e Decks do Preço Semanal Sombra - CPAMP (CCEE)
Elaboração: Instituto Acende Brasil.





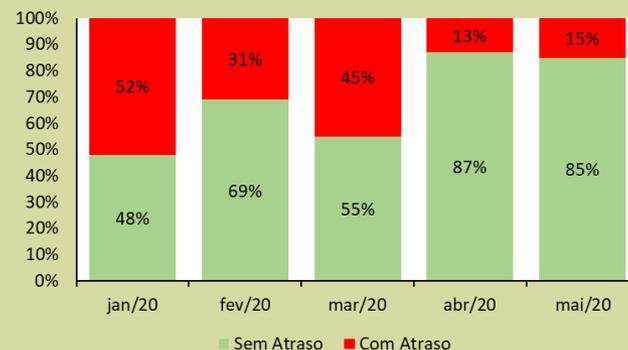
Foi realizado o primeiro **Encontro do Preço Horário** em 18/set/2019 pela CCEE. O evento mensal tem o objetivo de auxiliar o mercado na transição para o PLD Horário, a ser implementado em 2021:

- No 8º Encontro realizado em 08/04/2020, a CCEE apresentou uma pesquisa com agentes de mercado sobre o Preço Horário. A pesquisa constatou que os agentes ainda não tinham “avaliado adequadamente os impactos sobre suas relações comerciais” a partir da implementação do PLD horário. Neste contexto, a CCEE pretende realizar futuramente o novo treinamento “PLD horário: Impactos na Comercialização de energia em 2021”.
- Foi levantado o histórico da tempestividade de publicação dos resultados do DESSEM pelo ONS em 2020. De acordo com o Submódulo 8.1 dos Procedimento de Rede, a programação horária deve ser estabelecida pelo DESSEM até as 16:00 do dia anterior.

Na impossibilidade da emissão deste estudo a tempo, é utilizado um plano de contingência, com simplificações no *deck* de dados (sem *unit commitment*) ou uso dos resultados do Decomp.

De janeiro a maio de 2020, houve uma média de 31% dos decks divulgados com atraso.

Figura 16 – Publicação do DESSEM (ONS)



Fonte: Apresentação do 9º Encontro do Preço Horário (CCEE).



Em 7 de outubro de 2019, a Aneel definiu uma nova metodologia de limites do Preço de Liquidação de Diferença com a **REN 858/2019**. Esta normativa foi estudada para compatibilizar os limites de PLD com a precificação horária a ser implementada em 2021.

O PLD é resultante do processo de minimização dos custos operacionais do sistema elétrico, e representa o custo de oportunidade da utilização da água em cada reservatório hídrico.

Assim, os limites para o PLD devem ser:

- **Piso:** O valor do piso deve estabelecer uma remuneração mínima em períodos de abundância; e
- **Teto:** O teto é necessário para limitar os preços quando há escassez de recurso.



As novas metodologias para definição destes valores foram:

- **Piso do PLD:** Estabelecido como o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização das hidrelétricas (incluindo Itaipu), expressando assim uma variável *proxy* do custo de produção de energia a partir de hidrelétricas. Esta nova metodologia foi aplicada em 2020;
- **Teto do PLD:** Definiram-se duas metodologias a serem utilizadas:
 - **PLDmax horário** (valor máximo para cada hora) – definido como a média dos custos de termelétricas a óleo diesel ponderada pela sua capacidade; e
 - **PLDmax estrutural** (valor médio máximo de PLDs de cada dia) – definido como o valor relativo ao P95 dos custos marginais originários dos *decks* do Newave de revisão ordinária de garantia física.

Ao longo do dia, o PLD poderá variar entre o PLDmin e o PLDmax horário, desde que a média diária não ultrapasse o PLDmax estrutural. Caso isso ocorra, será realizado o ajuste uniforme de cada PLD horário. O uso do PLDmax horário será feito individualmente para cada subsistema, e começará a ser aplicado a partir da implementação do preço horário.



Na 225ª Reunião do CMSE de 4/dez/2019, foi aprovada a metodologia disposta na **Nota Técnica 126/2019** do ONS que estabeleceu uma metodologia específica para definir o montante de Geração Fora da Ordem de Mérito por Segurança Energética.

Este procedimento considerará a chamada **Curva Referencial de Armazenamento**. Esta curva visa a garantir um armazenamento mínimo (10% EARmax para o SE/CO, 30% para o S, e 22,5% para o NE e N), e será calculada no mês de novembro de cada ano. Para isso, a metodologia utiliza o Modelo Decomp em uma simulação mensal iterativa recursiva.

Figura 17 – Fluxograma para definição da Curva Referencial de Armazenamento

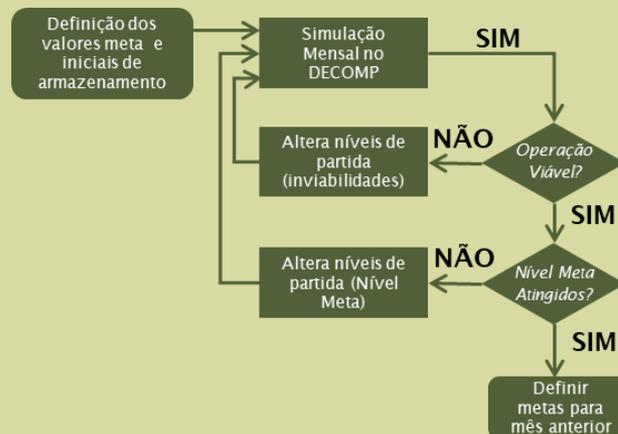
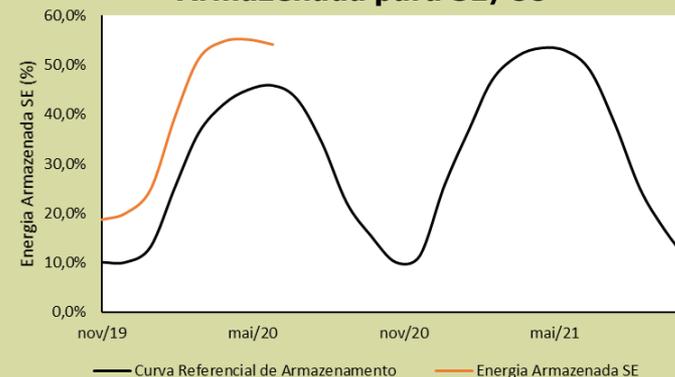


Figura 18 – Curva Referencial de Armazenamento e Energia Armazenada para SE/CO



Fonte: NT 126/2019 (ONS) e Histórico da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.



Em 12/dez/2019, foram reduzidos os limites de carga para que consumidores tenham acesso ao mercado livre por meio da **Portaria MME 465/2019**.

A regulamentação faz parte de um **movimento de liberalização do mercado** (promovido pelo grupo de trabalho de modernização do setor elétrico) já iniciado com a Portaria MME 514/2018 :

- Limite mínimo de carga de 2.500 kW em 2019 (Port. MME 514/2018);
- Limite mínimo de carga de 2.000 kW em 2020 (Port. MME 514/2018);
- Limite mínimo de carga de 1.500 kW em 2021 (Port. MME 465/2019);
- Limite mínimo de carga de 1.000 kW em 2022 (Port. MME 465/2019);
- Limite mínimo de carga de 500 kW em 2023 (Port. MME 465/2019);

Até 2019, **os limites mínimos** para o ingresso no mercado livre dos consumidores era de:

- 3.000 kW de carga para consumidores livres; e
- 500 kW de carga para consumidores especiais.

A condição para participação no mercado livre como consumidor especial (com um limite de ingresso reduzido) é a compra de energia a partir de fontes incentivadas (PCHS, solar, eólica e biomassa com injeção de potência de até 50.000 kW).

1. Introdução

2. Operação e Mercado

3. Destaques Legais e Regulatórios

4. Expansão do Sistema

5. Modernização do Setor

6. Covid-19

A 14ª Edição do Programa Energia Transparente identificou os principais acontecimentos do ano:

OPERAÇÃO E MERCADO

- Condições de suprimento: situação agravou-se no final de 2019 devido à estiagem, mas vem se recuperando no primeiro semestre de 2020;

DESTAQUES REGULATÓRIOS

- Medidas visando a fomentar maior liberalização do mercado de gás natural nos estados;
- Importantes aperfeiçoamentos obtidos na operação horária (implementação do DESSEM);
- Adoção de novos critérios para despacho fora da ordem de mérito; e
- Adoção de novos limites para o PLD e redução dos limites para ingresso no Mercado Livre.

EXPANSÃO DO SISTEMA

- Realização de um leilão específico para atendimento de sistemas isolados;
- Maior transparência dada ao planejamento da expansão com a liberação do código do MDI; e
- Postergações de leilões de energia de 2020 (covid-19).

Roraima permanece isolada do Sistema Interligado Nacional devido à dificuldade de implantação da Linha de Transmissão Lechuga – Equador - Boa Vista que atravessa a Terra Indígena Waimiri Atroari. Assim, para garantir o suprimento destas localidades isoladas de Roraima, foi realizado o **1º Leilão do Sistema Isolado para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas**.

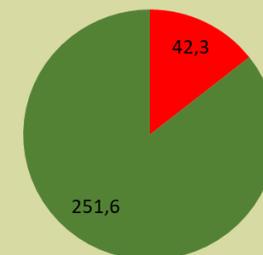
Diferentemente dos tradicionais leilões de Energia Nova, este leilão do sistema isolado previu a contratação de dois produtos diferentes:

- (i) **Potência**, como solução de suprimento com capacidade de modulação de carga e flexibilidade para operação variável; e
- (ii) **Energia** (exclusivamente para renováveis) que têm compromisso de entrega de energia (MWh) anual.

Apenas foi contratado o produto “Potência”. O preço médio do leilão foi de R\$ 833,00/MWh.

Análises de leilão do Instituto Acende Brasil
Leilão de Boa Vista [Análise pré](#) [Análise pós](#)

Figura 19 – Contratação no leilão de Boa Vista



■ Óleo Diesel ■ Gás natural e Renováveis

Fonte: Análise Pós Leilão(Instituto Acende Brasil).





Em 2019 foram realizados dois leilões para a expansão da geração e um de transmissão:

- **Leilão A-4/2019** (realizado em 28/06/2019), que resultou na contratação de 401,6 MW de potência e 165 MW_{méd} de Garantia Física. O preço médio praticado foi de R\$ 198,12/MWh;
- **Leilão A-6/2019** (realizado em 18/10/2019), que resultou na contratação de 2.979,14 MW de potência e 1.702 MW_{méd} de Garantia Física. Este leilão previu uma nova regra para **sazonalização da energia contratada para a fonte eólica**; e
- **Leilão de Transmissão 02/2019**, que resultou na contratação 2.470 km de linhas e 7.800 MWA de capacidade de transformação. O certame teve um deságio médio de 60,3%, resultando em uma Receita Anual Permitida total de R\$ 285.737.220,00.

A metodologia de contratação da energia para eólica sofreu algumas alterações ao longo dos leilões realizados (+ detalhes na Edição 12 do PET [aqui](#)).

A nova metodologia do Leilão A-6/2019 estabelece que a **sazonalização da energia da geração eólica seja feita com base na curva de carga da distribuidora**, atribuindo os riscos da variabilidade da energia para o gerador.

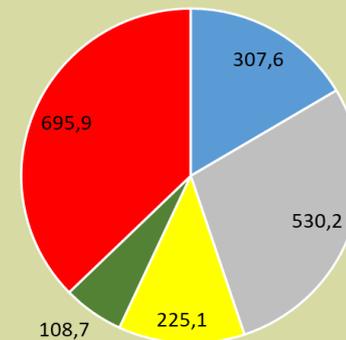
Em 2019, foram contratados 1867 MW_{méd} de Garantia Física que entrarão em operação comercial a partir de 2023.

Deste montante, estima-se que 1.383 MW_{méd} serão destinados para o Ambiente de Contratação Regulada.

Análises de leilão do Instituto Acende Brasil

Leilão A-4/2019	Análise pré	Análise pós
Leilão A-6/2019	Análise pré	Análise pós
Leilão de transmissão	Análise pré	Análise pós

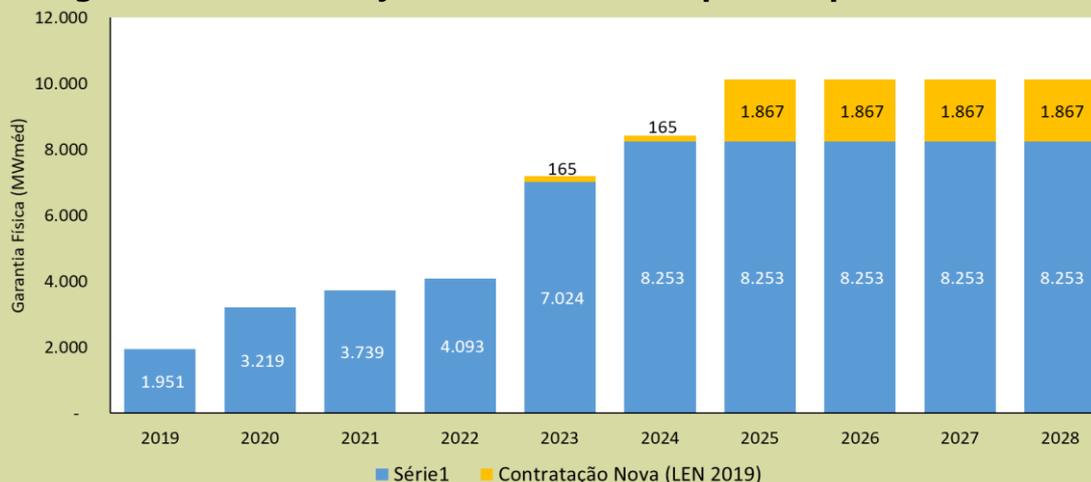
Figura 20 – Contratação de usinas novas em 2019 por fonte



■ Hidro ■ Eólica ■ Solar ■ Biomassa ■ Gás Natural

Fonte: Resultado Consolidado dos Leilões de Energia (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Figura 21 – Contratação de usinas novas para os próximos anos



Fonte: Resultado Consolidado dos Leilões de Energia (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.





Em 1/nov/2019, a EPE organizou um *workshop* ([vídeo disponível aqui](#)) para apresentação do Plano Decenal da Expansão (PDE) 2029. Durante a apresentação, ressaltou-se que o PDE não é um “instrumento que tenta projetar o futuro, mas sim um instrumento que tenta nos preparar para novas mudanças”.

Alguns principais pontos foram levantados:

- Marcou-se a predominância de fontes renováveis mantendo-se acima de 80% da capacidade instalada em 2029;
- Avaliou-se a possibilidade das termelétricas existentes (*retrofit* de usinas), que apresentariam um custo de investimento menor (cerca de 40% de uma nova usina);
- Ressaltou-se a importância da flexibilidade operativa de termelétricas para variação da geração, tanto para escala mensal quanto para contribuição na hora de ponta de consumo;
- Avaliação dos impactos do programa “Novo Mercado de Gás”, que promoveria termelétricas com inflexibilidade (característica dos contratos de fornecimento de gás nesta modalidade). Observou que o benefícios destas usinas termelétricas são decrescentes, mantendo-se ainda a necessidade de flexibilidade das termelétricas; (*continua na próxima página*)



Em 1/nov/2019, a EPE organizou um *workshop* para apresentação do Plano Decenal da Expansão (PDE) 2029.

Durante a apresentação, ressaltou-se que o PDE não é um “instrumento que tenta projetar o futuro, mas sim um instrumento que tenta nos preparar para novas mudanças”.

Alguns principais pontos foram levantados (*continuação*):

- Verificação de escassez de potência do sistema (incluindo uma avaliação com base nos novos critérios de garantia de suprimento), viabilizando tecnologias para aumento de potência (modernização do parque hídrico, resposta a demanda etc.); e
- Desenvolvimento de uma análise do requisito de flexibilidade e participação de fontes renováveis não controláveis. O resultado da análise apontou para a não necessidade de expansão deste tipo de tecnologia (flexibilidade de renováveis não controláveis) no horizonte avaliado.

O PDE 2029 foi aprovado em 11/fev/2020 pela Portaria MME 38/2020.



Para a definição ótima do parque gerador, o PDE vem utilizando desde 2017 o **Modelo de Decisão de Investimentos – MDI**.

Em 29 de novembro de 2019, a EPE disponibilizou o código fonte do programa em sua página no Github ([link aqui](#)).

O **MDI** é um modelo de otimização que considera a seguinte configuração:

Função Objetivo: **Minimizar custo de investimento e operação**

Restrição: (i) Atendimento da Carga (3 patamares + ponta)

- Atendimento de energia e restrição de potência
- Consideração de limites de intercâmbio entre subsistemas

(ii) Modelagem da geração

- Valores mínimos e máximos para térmica (inflexibilidade e disponibilidade máxima)
- Valores mínimos e máximos para hídrica (vazão defluente mínima operativa/mínima do histórico e esperada por cada usina obtida pelo SUISHI, e motorização da usina)
- Geração esperada de fontes não controláveis (segundo um fator de carga)
- Tecnologias de armazenamento (eficiência de conversão)

(iii) Restrições de investimento

- Limites mínimos e máximos anuais por tecnologia
- Limites mínimos e máximos ao final do período por tecnologia
- Fator de proporcionalidade entre tecnologias
- Variáveis inteiras para definição de entrada de usinas específicas (hidrelétricas e termelétricas *retrofit*)

Devido à mudança dos padrões de consumo e seus efeitos na economia resultantes da pandemia do novo coronavírus, o MME homologou a **Portaria MME 134/2020**, documento que postergou por tempo indeterminado os leilões que seriam realizados em 2020.

Tabela 4 – Leilões postergados pela Portaria 134/2020

LEILÃO	Data inicial	Portaria
Leilões de Energia Existente "A-4" e "A-5" de 2020	31/03/2020	Portaria MME 389/2019
Leilão de Energia Nova "A-4" de 2020	28/05/2020	Portaria MME 455/2019
Leilão de Transmissão 01/2020*	jul/2020 (previsão dez/2020)	Portaria MME 15/2020
Leilão de Energia Nova "A-6" de 2020	24/set/20	Portaria MME 151/2019
Leilão de Transmissão 02/2020	dez/20	Portaria MME 15/2020
Leilão de Transmissão 01/2021	jun/21	Portaria MME 15/2020
Leilão de Transmissão 01/2022	jun/22	Portaria MME 15/2020
Leilão de Transmissão 02/2022	dez/22	Portaria MME 15/2020
Leilões para Contratação de Soluções de Suprimento a Sistemas Isolados	Sem data prevista	Portaria MME 67/2018

*A minuta do edital do leilão 01/2020 está em Consulta Pública pela Aneel. A versão proposta estabelece que, com a postergação deste leilão dada pela Portaria MME 134/2020, espera-se que este seja o único leilão do ano. Por este motivo, decidiu-se que sejam acrescentados 9 novos lotes ao leilão (que inicialmente consideravam apenas 6), passando a estruturar 15 lotes no total. Segundo a Nota Técnica 298/2020-SEL/SCT/ANEEL, há uma expectativa inicial de realização do leilão em dezembro de 2020, mas o próprio diretor relator do processo, Efrain Cruz, ressaltou que estas datas estão sujeitas à definição pelo MME. Segundo Efrain, a Consulta Pública trata de um ato preparatório (ou seja, cumprimento dos ritos formais), de forma que a realização do leilão ao final de 2020 cabe ao poder concedente frente ao momento atual.



1. Introdução

2. Operação e Mercado

3. Destaques Legais e Regulatórios

4. Expansão do Sistema

5. Modernização do Setor

6. Covid-19

A 14ª Edição do Programa Energia Transparente identificou os principais acontecimentos do ano:

OPERAÇÃO E MERCADO

- Condições de suprimento: situação agravou-se no final de 2019 devido à estiagem, mas vem se recuperando no primeiro semestre de 2020;

DESTAQUES REGULATÓRIOS

- Medidas visando a fomentar maior liberalização do mercado de gás natural nos estados;
- Importantes aperfeiçoamentos obtidos na operação horária (implementação do DESSEM);
- Adoção de novos critérios para despacho fora da ordem de mérito; e
- Adoção de novos limites para o PLD e rRedução dos limites para ingresso no Mercado Livre.

EXPANSÃO DO SISTEMA

- Realização de um leilão específico para atendimento de sistemas isolados;
- Maior transparência dada ao planejamento da expansão com a liberação do código do MDI; e
- Postergações de leilões de energia de 2020 (covid-19).

MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

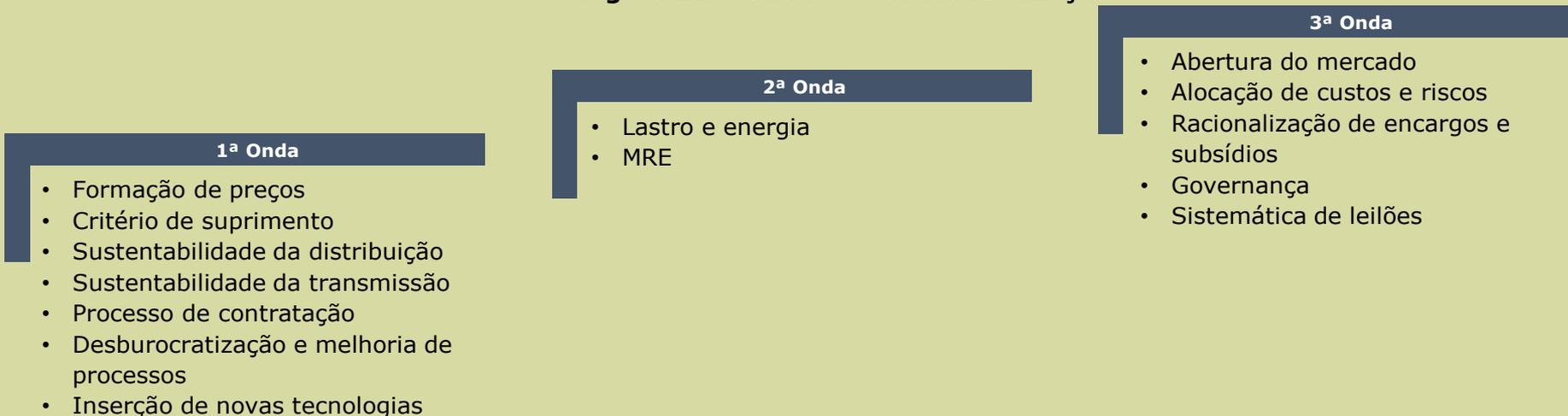
- Adoção de novos critérios de garantia de suprimento; e
- Estudos visando à modernização do setor avançando no MME.

O Grupo de Trabalho de Modernização do setor elétrico foi criado pelo MME (**Portaria MME 187/2019**), para análise de forma integrada dos seguintes temas:

- (i) Ambiente de mercado e mecanismos de viabilização da expansão do sistema elétrico;
- (ii) Mecanismos de formação de preços;
- (iii) Racionalização de encargos e subsídios;
- (iv) Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);
- (v) Alocação de custos e riscos;
- (vi) Inserção das novas tecnologias; e
- (vii) Sustentabilidade dos serviços de distribuição.

A avaliação destes tópicos foi dividida em três ondas, e os relatórios de cada tema estão disponíveis no site repositório criado pelo MME ([veja aqui](#)):

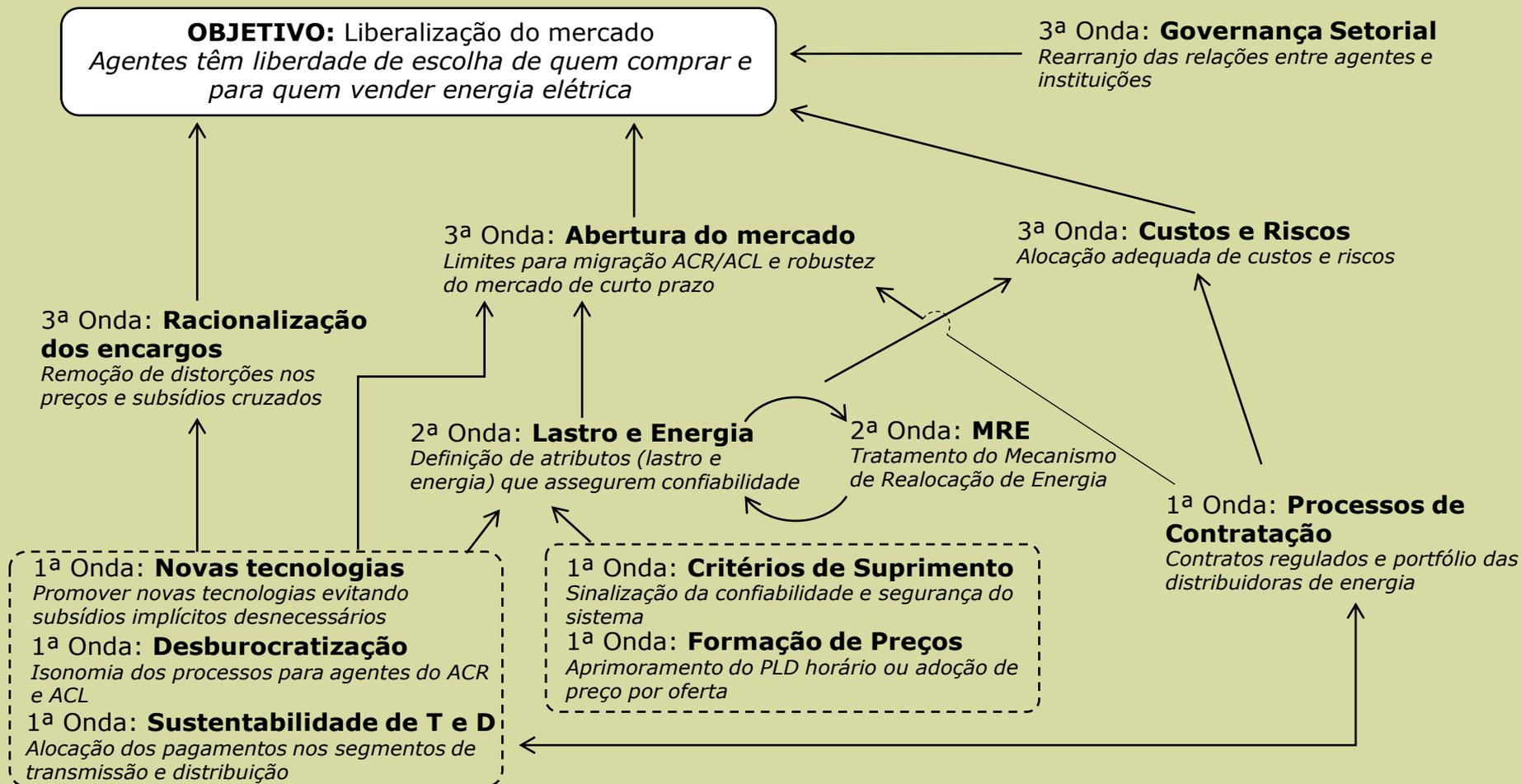
Figura 22 – Ondas do GT Modernização



Fonte: Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico (MME)

Um mapa das interrelações de cada grupo é realizado com base no relatório do grupo de trabalho de modernização do setor:

Figura 23 – Interrelações do GT Modernização



Fonte: Adaptado do Relatório do Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico (MME). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O escopo de cada temática pode ser resumido conforme abaixo:

(i) Formação de preço: Aprimoramento da metodologia de definição do preço da energia elétrica “pelo custo” (com otimização da operação de hidrelétricas em cascata, minimização do poder de mercado dos geradores e redução da volatilidade de renda com independência da operação e remuneração de hidrelétricas) ou avaliação do uso da precificação “por oferta” (maior interação dinâmica e descentralizada);

(ii) Critérios de suprimento: Definição de novos critérios de garantia de suprimento que sinalizem a real necessidade de contratação dos atributos necessários do sistema (uso do CVaR CMO, CVaR ENS e CVaR LOLP);

(iii) Lastro e Energia: Alteração do mecanismo de quantificação da remuneração e alocação de riscos dos investimentos do setor elétrico, passando de uma métrica unidimensional baseada em “Garantia Física” para atributos multidimensionais que remunerem o valor da *commodity* “Energia” e o valor individual de cada atributo de confiabilidade (com diferentes “Lastros”);

(iv) Abertura de mercado: Redução do limite de demanda para o acesso ao Mercado Livre, avaliando o impacto de consumidores incentivados (que possuem subsídios na TUSD e TUST) sobre os consumidores regulados nas distribuidoras de energia (efeito da sobrecontratação). Avaliou-se a aplicabilidade do centralizador de contratos do ACR (temática “Processos de Contratação”). Foi feito um plano de ação para liberalização do mercado na baixa tensão, ressaltando a necessidade do aumento da robustez do mercado de energia (periodicidade da liquidação, sistema de garantias financeiras, bolsa de energia e *clearing house*) compatível com os estudos de “Formação de Preço” e “Lastro e Energia”;

(v) Inserção de novas tecnologias: Análise dos impactos e viabilidade da inserção de novas tecnologias (soluções de armazenamento, usinas híbridas, energia de oceanos, eólica *offshore* e recursos energéticos distribuídos), com a proposição de regulamentação sem barreiras e subsídios implícitos;

(vi) Sustentabilidade da distribuição: Implementação da tarifa binômia e sinalização do custo locacional e horário no mercado regulado. Além disso, o grupo avaliou os impactos e procedimentos de implantação do agente centralizador de contratos do ACR (temática “Processos de Contratação”), aprimoramentos das componentes tarifárias (especificamente CVA), e regras de transição;

O escopo de cada temática pode ser resumida conforme abaixo:

(vii) Processo de contratação: Promoção de maior eficiência do processo de contratação de energia por meio de um Agente Centralizador de Contratos, atuando na liquidação centralizada de toda contratação no ACR, equalização do Pmix (preço médio de contrato das distribuidoras), gestão centralizada do portfólio de contratos do ACR, entre outros;

(viii) Racionalização de encargos e subsídios: Reavaliação dos subsídios custeados em especial pela CDE, com a proposição de medidas como restrição dos benefícios da Tarifa Social, extinção do subsídio de Fontes Incentivadas e descontos aplicados a TUSD e TUST para consumidores incentivados (substituindo-o por um plano de valoração dos benefícios ambientais). Também se identificou a necessidade de aprofundamento de estudos dos subsídios implícitos da Geração Distribuída;

(ix) Mecanismo de Realocação de Energia: Identificação e afastamento de fatores estranhos ao risco hidrológico (deslocamento hidráulico, restrições de transmissão, energia de reserva, entre outros), e proposta de mecanismo voluntário de proteção financeira do MRE (com base nos volumes liquidados de energia de reserva);

(x) Sustentabilidade da transmissão: Quantitativo das instalações no fim da vida útil (com investimento estimado de cerca de R\$ 21 bilhões em 2022) e simplificação da liquidação dos Encargos do Uso do Sistema de Transmissão (redução das operações financeiras e contábeis);

(xi) Sistemática de leilões: Avaliou-se o modelo setorial vigente, com a revisão da metodologia de contratação do empreendimento marginal nos leilões de energia (ratificação do lance) e seu impacto em termelétricas de grande porte (com proposta de etapa específica nos leilões para estes empreendimentos). Também foi foco do grupo a revisão dos produtos nos leilões de energia (combinações de fontes, regras de modulação/sazonalização, revisão dos prazos de suprimento/entrega em Leilões de Energia Existente, entre outros) e aprimoramento da metodologia de cálculo da TUST;

O escopo de cada temática pode ser resumida conforme abaixo:

(xii) Alocação de custos e riscos: Avaliação de distorções de mercado que alocam custos e riscos a agentes que não são capazes de gerenciá-los. As principais distorções verificadas foram: (i) preços distorcidos e não críveis, que dificultam a previsibilidade de gestão pelos agentes do mercado e a financiabilidade dos projetos; (ii) expansão da confiabilidade do sistema e garantia do suprimento baseados no Mercado Regulado (que arca com todos os custos); e (iii) subsídios que acabam por distorcer a avaliação quanto à migração de consumidores para o Mercado Livre e encarecem as tarifas dos consumidores regulados;

(xiii) Desburocratização: Redução da ineficiência processual e excesso de burocracia nos processos de outorgas de geração (integração digital), alterações de características técnicas e exigências nos leilões de geração e transmissão; e

(xiv) Governança: Instituição de uma iniciativa inspirada na “Câmara Brasileira da Indústria 4.0”, com uma maior coordenação das discussões sobre Pesquisa e Desenvolvimento (tendo o MME como coordenador), formalização das decisões do CNPE e disciplinamento na publicação do Plano Nacional de Energia. Também teve como escopo a reavaliação das superposições e lacunas das competências do MME, Aneel, EPE, CCEE e ONS, e instituição de um plano de comunicação setorial entre o Grupo de Modernização do Setor Elétrico e os poderes Judiciário e Legislativo, Ministério Público e Tribunal de Contas da União.



O Grupo de Modernização do Setor Elétrico também realizou uma série de workshops para discussão das temáticas com a sociedade, disponibilizando inclusive os vídeos das apresentações online:

Workshop Critério de Garantia de Suprimento (17/jul/2019)

[Vídeo do workshop](#)

Apresentação [1](#) [2](#) [3](#) [4](#)

1º Workshop Lastro e Energia (21/ago/2019)

Apresentação [1](#)

2º Workshop Lastro e Energia (23/ago/2019)

[Vídeo do Workshop](#)

Workshop Internacional de Modernização do Setor Elétrico

Video do Workshop (04/set/2019) [1](#) [2](#) [3](#) [4](#)

Video do Workshop (05/set/2019) [1](#) [2](#) [3](#) [4](#) [5](#) [6](#)



Vários relatórios do grupo de trabalho de modernização do setor elétrico foram publicados em julho de 2019. Dentre eles, consta o relatório sobre **Critérios de Garantia de Suprimento**. O documento questionava a metodologia vigente a época da utilização que considerava apenas dois critérios:

- (i) Igualdade do Custo Marginal de Expansão e do Custo Marginal de Operação (considerado apenas no cálculo da garantia física); e
- (ii) Risco de déficit de até 5% (considerado no cálculo da Garantia Física e no planejamento energético).

Dois pontos principais foram avaliados:

- Revisão da métrica – Observou que o risco de déficit captura apenas a dimensão de probabilidade de déficits, sem considerar a profundidade destes eventos; e
- Unificação da metodologia - Uma vez que o planejamento energético considerava critérios mais rigorosos, este resultava na indicação de uma oferta de energia superior à contabilizada nos contratos do mercado. Como consequência, o cálculo de Garantia Física resultava em projeções de Custos Marginais Operativos maiores, superestimando a Garantia Física de termelétricas e privilegiando esta tecnologia nos processos competitivos.



O relatório definiu também propriedades utilizadas para avaliar os critérios de garantia de suprimento, sendo elas:

1. Invariância à translação (deslocamento) – A medida de risco é reduzida quando há adição de oferta no sistema;
2. Homogeneidade positiva (escala) – A medida de risco sofre o efeito de redução ou amplificação do sistema, na mesma proporção;
3. Monotonicidade (dominância) – Se a distribuição de função de probabilidade acumulada da variável de risco for inferior, há um menor risco;
4. Subaditividade (portfólio) – A medida de risco de dois sistemas é igual ou inferior à soma de seus riscos individuais;

Além disso, devem ser definidos critérios que componham duas categorias:

1. Critério de segurança – Gestão dos recursos ao representar a operação de forma detalhada (cenário hídrico desfavorável); e
2. Critério econômico – Atuação como um seguro para o sistema, reduzindo o impacto financeiro no fluxo de caixa das empresas em cenários críticos.

Foi proposta a criação de três critérios de segurança a serem utilizados no setor elétrico, que seriam baseados em:

- Energia Não Suprida (ENS)* - Trata do percentual da carga (valor médio) que não é atendida;
- Potência Não Suprida (PNS)* - Trata do percentual da demand (valor instantâneo) que não é atendida; e
- Probabilidade de Perda de Carga (LOLP) - Trata do risco de não atendimento às maiores demandas (valor instantâneo).

Como critério econômico, permaneceu a avaliação baseada no Custo Marginal de Operação (CMO) e Custo Marginal de Expansão (CME).

Foram definidos os seguintes critérios de garantia de suprimento com a **Portaria CNPE 29/2019**:

$$\text{CVaR}_{1\%}(\text{ENS}) \leq 5\%$$

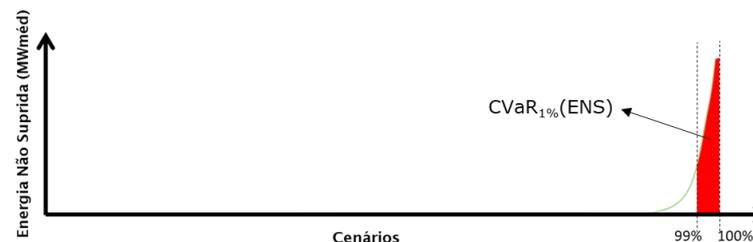
$$\text{CVaR}_{5\%}(\text{PNS}) \leq 5\%*$$

$$\text{LOLP} \leq 5\%*$$

$$\text{CVaR}_{10\%}(\text{CMO}) \leq 800$$

$$\text{CME} = \text{CMO}$$

O **valor condicionado ao risco** $\text{CVaR}_{x\%}$ é a média dos $x\%$ piores cenários. Assim, por exemplo, o limite $\text{CVaR}_{1\%}(\text{ENS}) = 5\%$ define que a média dos 1% piores cenários da ENS deve ser menor que 5%.

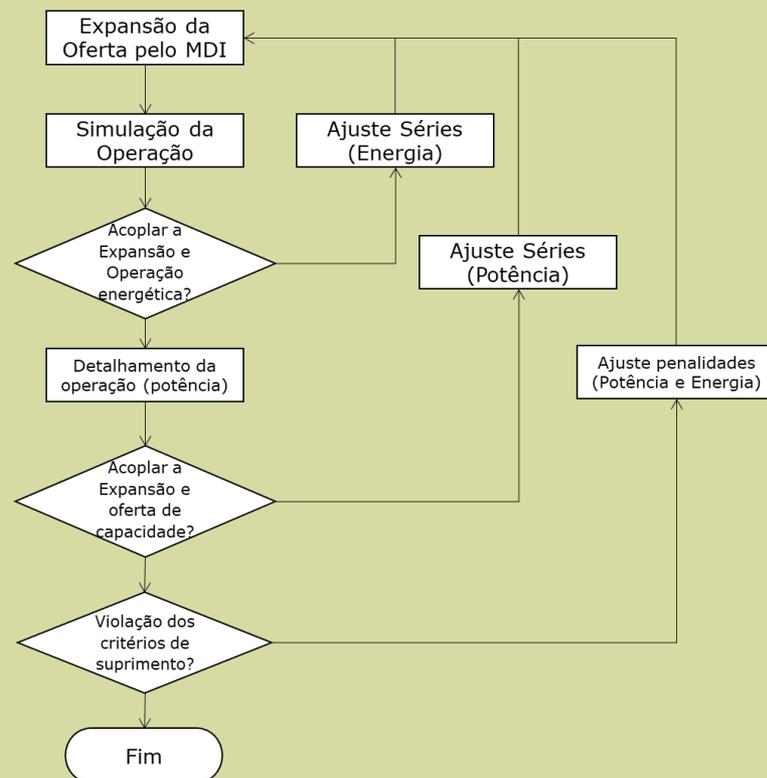


Admitiram-se, porém, certas dificuldades na internalização destes critérios de garantia de suprimento tanto para o planejamento quanto para o cálculo de Garantia Física. Desta forma, propôs-se o uso de metodologias exógenas para incorporação dos critérios.

No planejamento, os novos critérios fariam parte do Plano Decenal de Energia. O processo utiliza uma simulação da operação utilizando o Newave, que modela custos de déficit de energia explícitos.

Seria necessário, assim, redefinir um custo análogo para variáveis de potência, mas este custo ainda não foi formalmente definido.

Figura 24 – Metodologia de aplicação dos novos critérios de garantia de suprimento o PDE

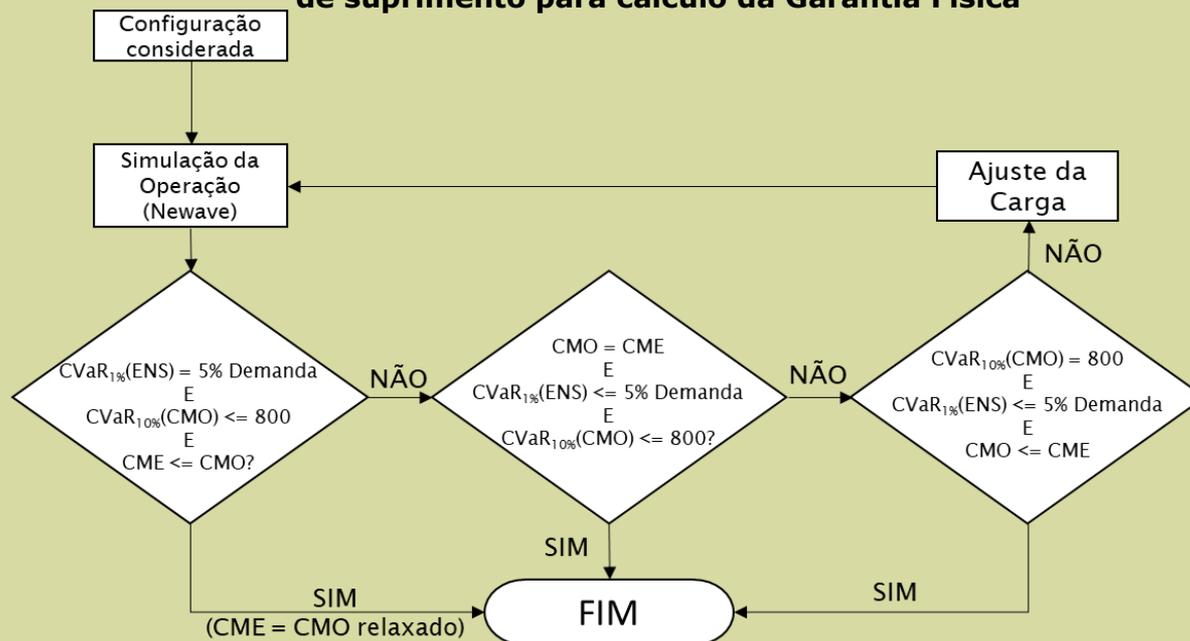


Fonte: 2º Relatório de Critérios de Garantia de Suprimento (MME).



Para os processo de definição de Garantia Física de usinas despachadas de forma centralizada, a **Portaria CNPE 74/2020** utilizou apenas os critérios baseados em energia (ENS) e econômicos (CMO) porque “a garantia física avalia a contribuição em termos de energia associada”. Ressaltou-se que a dimensão relacionada à potência (PNS e LOLP) será objeto de avaliações posteriores (quando for definido um “lastro de capacidade”).

Figura 25 – Metodologia de aplicação dos novos critérios de garantia de suprimento para cálculo da Garantia Física



Fonte: 2º Relatório de Critérios de Garantia de Suprimento (MME).



Modernização do Setor Elétrico em 2019/2020

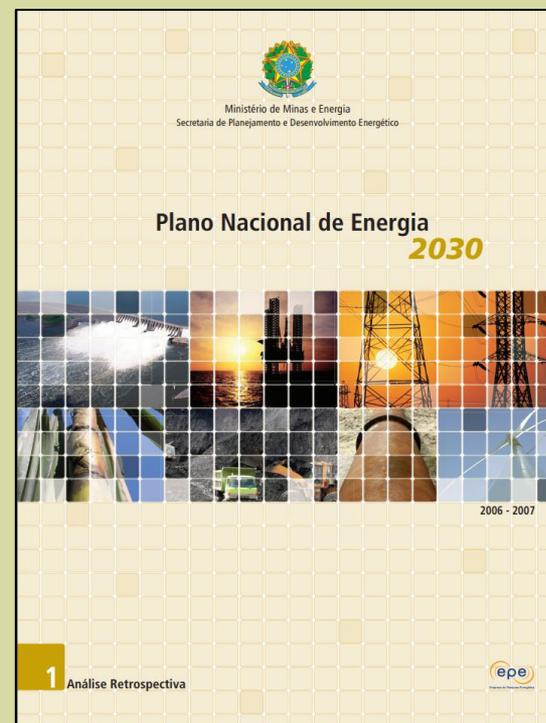
Periodicidade estudos – Plano Energético Nacional

O Ministério de Minas e Energia formalizou a periodicidade de publicação do Plano Nacional de Energia (PNE) com a **Portaria MME 6/2020**. O PNE é um estudo elaborado pela EPE para fins de planejamento energético e tem horizonte de estudo de 30 anos.

O estudo será elaborado a cada 5 (cinco) anos.

A última edição do documento foi o PNE 2030, lançado em 2007.

A publicação do PNE 2050 está prevista para este ano.



1. Introdução

2. Operação e Mercado

3. Destaques Legais e Regulatórios

4. Expansão do Sistema

5. Modernização do Setor

6. Covid-19

A 14ª Edição do Programa Energia Transparente identificou os principais acontecimentos do ano:

OPERAÇÃO E MERCADO

- Condições de suprimento: situação agravou-se no final de 2019 devido à estiagem, mas vem se recuperando no primeiro semestre de 2020;

DESTAQUES REGULATÓRIOS

- Medidas visando a fomentar maior liberalização do mercado de gás natural nos estados;
- Importantes aperfeiçoamentos obtidos na operação horária (implementação do DESSEM);
- Adoção de novos critérios para despacho fora da ordem de mérito; e
- Adoção de novos limites para o PLD e redução dos limites para ingresso no Mercado Livre.

EXPANSÃO DO SISTEMA

- Realização de um leilão específico para atendimento de sistemas isolados;
- Maior transparência dada ao planejamento da expansão com a liberação do código do MDI; e
- Postergações de leilões de energia de 2020 (covid-19).

MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

- Adoção de novos critérios de garantia de suprimento; e
- Estudos visando à modernização do setor avançando no MME.

COVID-19

- Choque de demanda ocasionado pela covid-19 abalou o setor elétrico; e
- Medidas visando a: (i) auxiliar o distanciamento social em empresas e (ii) mitigar o impacto econômico sobre os consumidores de energia e as empresas do setor elétrico.

A Doença do Corona Vírus de 2019 (**CO**rona **V**irus **D**isease **19** – covid-19) é um novo vírus do família de coronavírus que causa infecções respiratórias em humanos, podendo variar de uma gripe até doenças mais graves (como a Síndrome Respiratória Aguda Grave – SARS e a Síndrome Respiratória do Oriente Médio – MERS detectadas em 2012 e 2013). A covid-19 foi nomeada SARS-CoV-2.

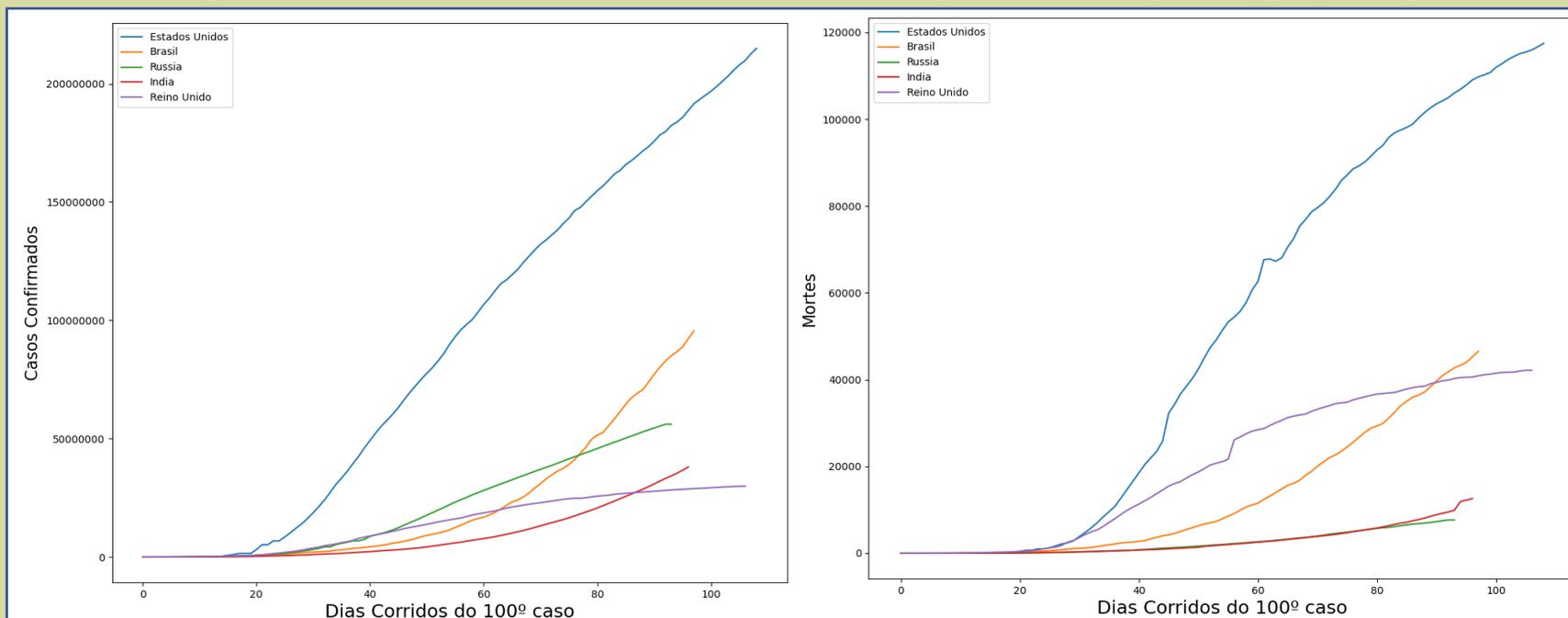
A SARS-CoV-2 tem como sintomas comuns tosse, febre, coriza, dor de garganta, e dificuldade para respirar. Segundo a Organização Mundial da Saúde, a maior parte das pessoas (cerca de 80%) se recupera da doença sem a necessidade de internação hospitalar. Uma em cada cinco pessoas desenvolve complicações respiratórias graves. O grupo de risco identificado foi de idosos e pessoas com pressão alta, problemas no coração ou pulmão, diabetes ou câncer.

Os primeiros casos foram reportados no fim de dezembro de 2019, os quais predominante tinham uma conexão com o Mercado de Frutos do Mar na província de Huanan na cidade de Wuhan (China). O primeiro caso da covid-19 no Brasil foi registrado em fevereiro de 2020.

Segundo a Organização Mundial da Saúde (OMS), a fonte zoonótica da SARS-CoV-2 ainda é desconhecida, mas identificou-se uma proximidade genética muito grande com a família de coronavírus coletada em populações de morcegos (especificamente genus *Rhinolophus*). Suspeita-se que houve um hospedeiro intermediário entre os morcegos e os humanos, podendo este ser um animal doméstico ou selvagem.

Segundo a Organização Mundial da Saúde, a transmissão da covid-19 se dá principalmente pelas gotas liberadas pelo nariz ou expelidas pela boca quando uma pessoa infectada fala, tosse ou espirra. Estas partículas podem permanecer em superfícies e objetos, potencializando a transmissão do vírus. Devido à sua alarmante propagação ao redor do mundo, a OMS classificou a covid-19 como uma pandemia em 11/mar/2020. No Brasil, algumas medidas de controle para mitigação do contágio da doença foram adotadas, como distanciamento social e quarentenas.

Figura 26 – Número de casos confirmados e mortes pela covid-19 (até 15/jun/2020)



Fonte: Organização Mundial da Saúde (OMS). Elaboração: Instituto Acende Brasil



O Ministério de Minas e Energia instituiu o Comitê Setorial de Crise para coordenar e supervisionar ações da administração pública acerca da crise da covid-19 (**Portaria MME 117/2020**). A norma também definiu normas e procedimentos a serem aplicados para os servidores públicos do Ministério de Minas e Energia e orientações gerais de prevenção.

Neste ponto, a **Portaria Aneel 6.310/2020** definiu que as reuniões da diretoria seriam *online*, suspendeu os prazos processuais e entrega dos balancetes requeridos pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e estabeleceu o recebimento de documentos na Aneel apenas por meio de correio eletrônico.

A **Resolução Normativa Aneel 878/2020** também permitiu que as distribuidoras, entre outras ações, requeressem aos consumidores a autoleitura ou realização de uma estimativa do faturamento pela média aritmética. Ela também suspendeu a obrigatoriedade de:

- ouvidoria presencial das distribuidoras;
- compensação da transgressão dos indicadores de continuidade individual no período (não isentando da obrigação); e
- entrega da fatura impressa e demais correspondências no endereço da unidade consumidora, desde que precedida de envio de fatura eletrônica/código de barras e de ampla comunicação com os consumidores.



A partir de 20 de abril de 2020, o Ministério de Minas e Energia iniciou a divulgação do **Boletim de Monitoramento da covid-19**, apresentando os impactos e atuações para o enfrentamento da crise no setor elétrico.

O Boletim também apresenta informações de servidores públicos do setor elétrico afetados pela covid-19.

Tabela 5 – Covid-19 no setor elétrico brasileiro (15/06/2020)

	Confirmados	Recuperados	Óbitos
Aneel	3	2	
ANM	4	4	3
ANP	4	5	
CCEE	88		
CPR	9	32	3
Eletrobras	86	150	5
EPE		4	
INB	23	85	
Ministério de Minas e Energia	2	2	1
Nuclep	785	13	
ONS	1	20	
Petrobras	314	990	
Petrobras Pré-Sal	2		

Fonte: 9º Boletim de Monitoramento covid-19 (MME).



A magnitude do impacto da covid-19 não foi antecipada pelo mercado, e as expectativas foram mudando ao longo do ano de 2020.

Figura 27 – Expectativa de impactos da covid-19 pela CCEE

Mundo: risco do coronavírus é tido como transitório; FED e eleições no EUA são destaques nesta semana 

Mundo

- O risco de pandemia do **coronavírus derrubou o mercado financeiro no começo da semana passada**. Mas suas **consequências são vistas como transitórias**. Baseando-se na epidemia de SARS de 2003, o impacto na confiança chinesa pode ser relevante no curto prazo, mas compensado nos trimestres seguintes (gr.1).

Mundo: Ameaça do coronavírus ao crescimento global 

- LCA Consultores: o impacto tende a ser significativo, mas transitório. Porém, **elevaram os riscos de que a economia mundial pode vir a decepcionar em 2020**. Além do coronavírus, há indicadores recém-divulgados que sugerem que a atividade mundial vem registrando desempenho decepcionante → **O comércio mundial não interrompeu, aparentemente, a tendência de esfriamento (gr.2)**.

Previsão de carga 2020-2024 – 1ª RQ – Cenário Econômico 

Alterações em relação ao PLAN 2020-2024

- A pandemia do Coronavírus provocou profunda reversão do cenário mundial e nacional, com fortes impactos negativos em diversas economias. A profundidade e a duração dessa crise no Brasil e no mundo ainda é incerta;
- Revisão na projeção de crescimento de 2020 de 2,3% para 0,0%.

Fonte: Apresentações do INFOPLD (CCEE).



Esta mudança de perspectiva pode ser observada nas revisões da carga realizada em 2020. Este processo é normalmente realizado quadrimestralmente, e a primeira revisão da carga foi homologada no final de março de 2020.

A **primeira revisão da carga** considerou a incerteza dos impactos novo coronavírus no Brasil. Com isso, a projeção da variação do PIB no Brasil foi revisada, sendo reduzida de 2,3% para 0% em 2020, sinalizando uma recuperação da economia a partir de 2021.

Em maio de 2020, foi definida uma **Revisão Extraordinária da Carga**, motivada principalmente pela implementação de “medidas de isolamento social para impedir o avanço da covid-19 no país ... provocando a interrupção das atividades econômicas dos mais variados setores da economia”. Como resultado, a perspectiva de variação de PIB para 2020 passou a considerar uma redução de 5%.

Tabela 6 – Projeções e revisões da carga em 2020

	Projeção de variação de PIB (%)					Projeção de carga (MWméd)				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Projeção de carga 2020	2,3%	2,8%	2,8%	2,9%	3,0%	70.825	73.453	76.204	79.013	81.931
1a Revisão da Carga	0,0%	2,3%	2,8%	2,8%	2,9%	67.249	70.057	72.745	75.385	78.112
Revisão Extraordinária	-5,0%	2,3%	2,8%	2,8%	2,9%	65.866	68.631	71.302	73.920	76.612

Fonte: Projeção de Carga 2020-2024, 1ª Revisão Quadrimestral da Carga 2020-2024 e Revisão Extraordinária da Carga 2020-2024 (CCEE/EPE/MME/ONS).



Para o enfrentamento da crise da covid-19, foi promulgada em fevereiro a **Lei 13.979/2020**, que define uma série de medidas que poderiam ser adotadas pelas autoridades:

1. Isolamento: separação de pessoas ou objetos contaminados ou com suspeita de contaminação;
2. Quarentena: restrição de atividades ou pessoas que não estejam doentes;
3. Determinação compulsória de exames e tratamentos;
4. Exumação, necrópsia, cremação e manejo de cadáveres;
5. Restrição fundamentada de rodovias, portos e aeroportos;
6. Requisição de bens e serviços com justo pagamento; e
7. Importação de medicamentos e equipamentos da área da saúde.

A lei ressaltou que seriam preservados os serviços essenciais que, segundo definição dada pelo **Decreto 10.282/2020** (com posterior detalhamento no **Decreto 10.329/2020**), incluiu os serviços de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia e suas respectivas obras de engenharia.

Neste ponto, a **Resolução Normativa da Aneel 878/2020**, buscando garantir a “*conservação do fornecimento de energia elétrica aos consumidores em suas residências, enquanto obedecem aos comandos de isolamento social*” (redação do voto do relator), impediu a suspensão do fornecimento de energia por inadimplência a todas as residências e serviços essenciais durante 90 dias, posteriormente prorrogada até 31/jul/2020.



Em 8 de abril de 2020 foram emitidas as **Medidas Provisórias 949 e 950 de 2020**. O objetivo destes comandos foi minimizar “o impacto econômico para a população, especialmente a de baixa renda, a mais atingida em momentos de crise econômica” (retirado da exposição de motivos).

A **MP 950/2020** isenta os consumidores beneficiários da Tarifa Social de Energia do pagamento pelo consumo de até 220 kWh/mês, por 3 meses. Originalmente, o desconto da tarifa variava com relação à parcela de consumo e a classificação do beneficiário, conforme as tabelas abaixo. O custeio da Tarifa Social de Energia é feito pela Conta de Desenvolvimento Energético.

Tabela 7 – Desconto original da Tarifa Social de Energia (baixa renda)

Parcela de Consumo	Desconto
0 a 30 MWh/mês	65%
31 a 100 kWh/mês	40%
101 a 220 kWh/mês	10%
Acima de 221 kWh/mês	0%

Tabela 8 – Desconto original da Tarifa Social de Energia (quilombola/indígena e baixa renda)

Parcela de Consumo	Desconto
0 a 50 MWh/mês	100%
51 a 100 kWh/mês	40%
101 a 220 kWh/mês	10%
Acima de 221 kWh/mês	0%

Para custear este benefício, a **MP 949/2020** inicialmente abriu crédito de R\$ 900.000.000,00 para a CDE, recursos estes oriundos do Tesouro Nacional.



Além disso, a Aneel permitiu o repasse dos recursos do “fundo de reserva para alívio dos encargos futuros” para os consumidores livres e distribuidoras com o **Despacho 986/2020**. O referido fundo acumulava recursos das contabilizações do mercado de energia em operações com Excedente Financeiro (créditos ao fundo) e Exposição Financeira Negativa (débitos ao fundo).

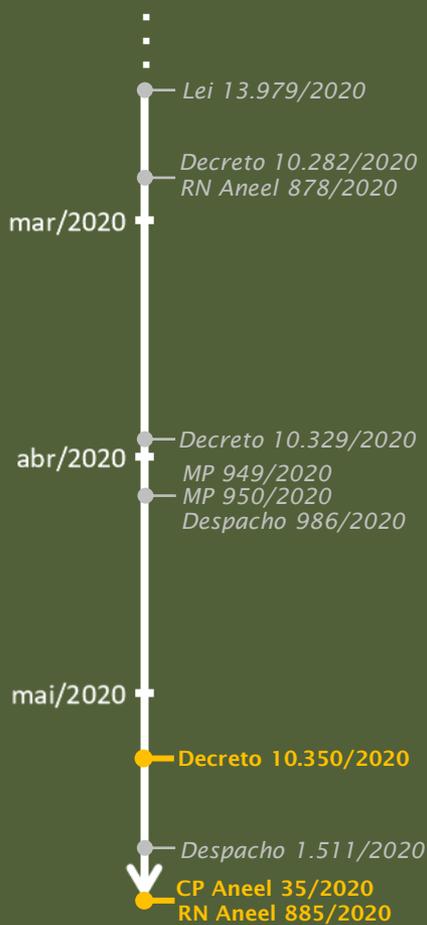
Os Excedentes Financeiros e Exposições Financeiras Negativas vinham de operações de contabilização do Mercado de Curto Prazo nas quais havia diferenças de PLD nos subsistemas do comprador e vendedor. O fundo era prioritariamente usado para a cobertura das Exposições Financeiras Negativas e alívio dos encargos de serviço de sistema (pagos aos geradores térmicos pela geração por restrição elétrica, segurança energética e ultrapassagem da curva de aversão ao risco).

A distribuição dos recursos do fundo de reserva para alívio dos encargos futuros será dada na proporção do consumo líquido dos últimos 12 meses.

Tabela 9 – Repasse dos recursos do fundo de reserva

Mercado	Repasse (milhões de reais)	Participação no mercado	Número de agentes
Livre	547	27%	7166
Regulado	1475	73%	46
Total	2022	100%	7212

Fonte: Vídeo da análise do item 6 da 11ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel (Aneel). Elaboração: Instituto Acende Brasil



Com o passar do tempo, houve alastramento dos efeitos da pandemia da covid-19 para as distribuidoras de energia. Para mitigar este impacto, o Poder Executivo emitiu o **Decreto 10.350/2020**, que criou a Conta-covid para cobrir os déficits ou antecipar receita tarifária das distribuidoras.

O Decreto definiu que a Aneel homologará mensalmente os montantes a serem pagos para cada distribuidora de energia oriundos da Conta-covid e a CCEE realizará as operações de crédito para a cobertura e a gestão da conta. Ele também definiu a postergação dos processos tarifários das distribuidoras até 30 de junho de 2020.

Em análise na **Consulta Pública 35/2020** que culminou na homologação da **Resolução Normativa 885/2020**, a Aneel considerou quatro componentes a serem considerados dentro da delimitação estabelecida no **Decreto 10.350/2020** até dezembro de 2020:

- (i) Redução da arrecadação devido à inadimplência no pagamento das contas dos consumidores de energia – R\$ 7,9 bilhões;
- (ii) Redução no faturamento devido à queda de consumo – R\$ 6,4 bilhões;
- (iii) Efeito das postergações e diferimentos dos processos tarifários – R\$ 0,9 bilhões;
- (iv) Efeito das revisões da demanda contratada para consumidores do Grupo A – R\$ 0,9 bilhões

Estas componentes resultaram em um limite de captação de recursos de cerca de R\$ 16,157 bilhões de reais para a Conta-covid.

Houve uma discussão inicial em março de 2020 (na Consulta Pública 11/2020 da Aneel) sobre a revisão dos valores das **Bandeiras Tarifárias**, principalmente devido à atualização das variáveis históricas e parâmetros utilizados na modelagem.

Uma descrição da metodologia de definição das **Bandeiras Tarifárias** é realizada na 12ª edição do PET ([disponível aqui](#)).

O que se observou para o período de 2020 foi:

- Alta probabilidade de acionamento da bandeira verde;
- Cobertura tarifária atual adequada para o cenário da pandemia; e
- Possibilidade do uso de recursos da Conta-covid para os itens cobertos pela Conta Bandeiras.

A Aneel definiu a suspensão da sistemática de aplicação das bandeiras tarifárias com o **Despacho Aneel 1.511/2020**, estabelecendo a bandeira verde até 31 de dezembro de 2020.



Tabela 10 – Probabilidade da bandeira para cenários de redução de carga em 2020

Cenário	Verde	Amarela	Vermelho 1	Vermelho 2
Benchmark	56,2%	41,4%	2,2%	0,2%
Redução de 6%	87,9%	12,0%	0,1%	0%
Redução de 8%	97,0%	3,0%	0%	0%
Redução de 11%	100%	0%	0%	0%
Redução de 13%	100%	0%	0%	0%

Fonte: Boletins de Monitoramento da covid-19 (MME).

A 14ª Edição do Programa Energia Transparente identificou os principais acontecimentos do ano:

OPERAÇÃO E MERCADO

- Condições de suprimento: situação agravou-se no final de 2019 devido à estiagem, mas vem se recuperando no primeiro semestre de 2020;

DESTAQUES REGULATÓRIOS

- Medidas visando a fomentar maior liberalização do mercado de gás natural nos estados;
- Importantes aperfeiçoamentos obtidos na operação horária (implementação do DESSEM);
- Adoção de novos critérios para despacho fora da ordem de mérito; e
- Adoção de novos limites para o PLD e redução dos limites para ingresso no Mercado Livre.

EXPANSÃO DO SISTEMA

- Realização de um leilão específico para atendimento de sistemas isolados;
- Maior transparência dada ao planejamento da expansão com a liberação do código do MDI; e
- Postergações de leilões de energia de 2020 (covid-19).

MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

- Adoção de novos critérios de garantia de suprimento; e
- Estudos visando à modernização do setor avançando no MME.

COVID-19

- Choque de demanda ocasionado pela covid-19 abalou o setor elétrico; e
- Medidas visando a: (i) auxiliar o distanciamento social em empresas e (ii) mitigar o impacto econômico sobre os consumidores de energia e as empresas do setor elétrico.

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que visa a aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para atingir este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico e estudamos as seguintes dimensões:

Para saber mais acesse
www.acendebrasil.com.br



TARIFA E
REGULAÇÃO



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



RENTABILIDADE



O OBSERVATÓRIO
DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



IMPOSTOS E
ENCARGOS



OFERTA DE
ENERGIA



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE