



Programa Energia Transparente

Monitoramento Permanente da Operação e Comercialização de Energia no Brasil

12ª Edição

Julho de 2018

WWW.ACENDEBRASIL.COM.BR

Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

Questões do Ano

O **Programa de Energia Transparente (PET)** é uma das vertentes de trabalho 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 (maio), e engloba:

- uma **análise retrospectiva** apontando os principais acontecimentos observados no setor elétrico entre julho de 2017 e junho de 2018;
- uma **análise prospectiva** por meio de uma avaliação de cenários futuros de oferta e de demanda, além de temas de fronteira; e
- as **questões do ano**, com uma avaliação mais detalhada de alguns temas apontados na análise retrospectiva.

Os principais temas abordados nesta edição 12^a do PET são:

Retrospectiva do Ano

- Revisão das Projeções de Carga;
- Novos Contratos do ACR;
- Mudanças nos Modelos de Otimização;

- Blecaute de 21 de Março de 2018;
- Déficit na Geração Hídrica; e
- Bandeiras Tarifárias.

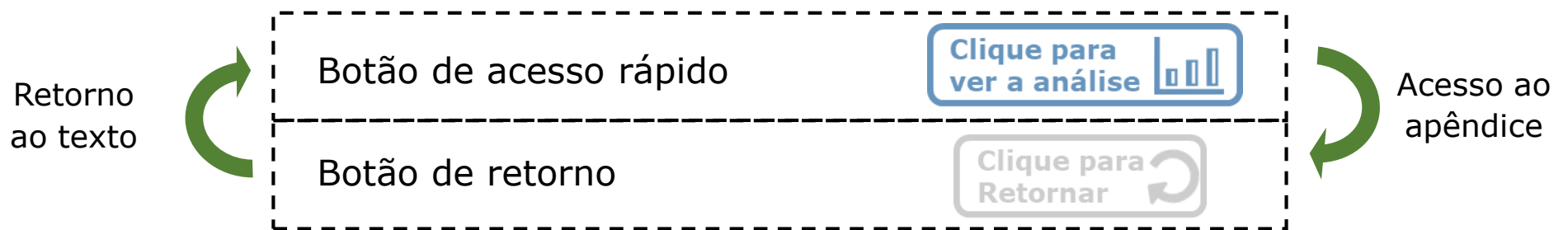
Análise Prospectiva

- Equilíbrio Estrutural; e
- Matriz e Precificação Ótima

Questões do Ano

Buscando facilitar a visualização desta apresentação, foram criados...

... **atalhos de navegação** para acesso rápido em análises detalhadas...



...**boxes de explicação** com informações complementares, e...

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

... 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

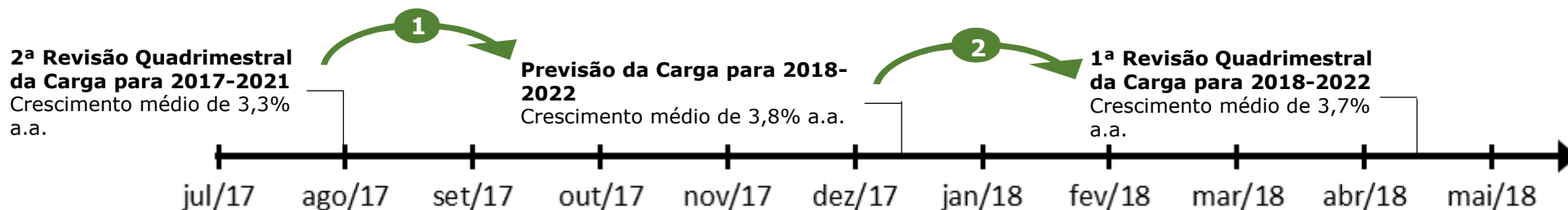
Barra de progresso da seção

Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

Questões do Ano



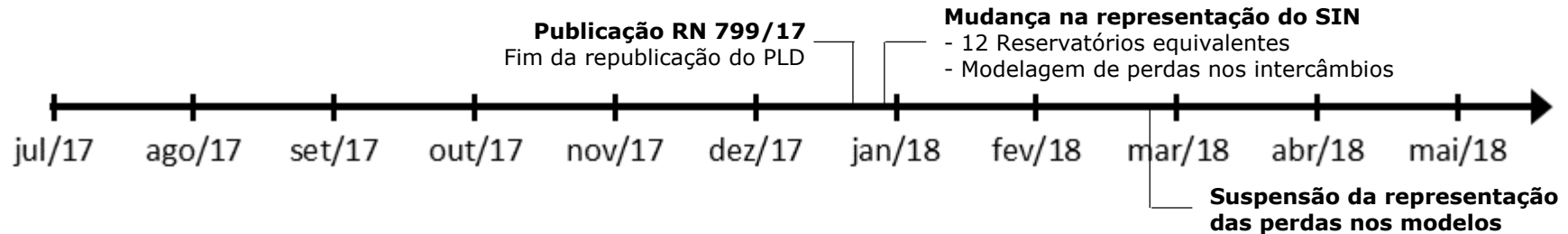
Os processos de Previsão da Carga e Revisão Quadrimestral da Carga têm como objetivo adequar as projeções de consumo e de carga para os próximos cinco anos, sendo utilizados no planejamento energético.

- 1 Aumento da projeção do PIB de 2018, revisada de 2% para 2,6%, provocando um aumento na taxa de crescimento da projeção de carga de energia em 2018 e 2019.
- 2 A carga observada nos meses de janeiro a março teve crescimento modesto em relação à previsão da carga de 2018-2022 devido às temperaturas amenas nas regiões Sul e Sudeste, reduzindo a projeção para o restante do ano de 2018.

Taxa de Crescimento (% ao ano) da Carga de Energia

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Média
2a Revisão Quadrimestral 2017-2021	1,6%	3,5%	3,6%	3,8%	3,8%	-	3,3%
Projeção da Carga 2018-2022		3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	4,0%	3,8%
1a Revisão Quadrimestral 2018-2022		3,0%	3,9%	3,8%	3,9%	4,0%	3,7%

Fonte: Boletim da Revisão Quadrimestral da Carga de 2017-2021 e 2018-2022 e Boletim da Previsão da Carga 2018-2022 (ONS, CCEE, EPE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.



No início de 2018 foram incorporadas duas grandes mudanças nos modelos de otimização energética Newave e Decomp:

Representação de 12 Reservatórios Equivalentes de Energia – REEs (ao invés de 9 REEs)

Clique para ver a análise 

Representação de perdas nos intercâmbios

Clique para ver a análise 

Estas mudanças almejavam melhorar a representação do sistema hidrotérmico brasileiro nos modelos de otimização e precificação.

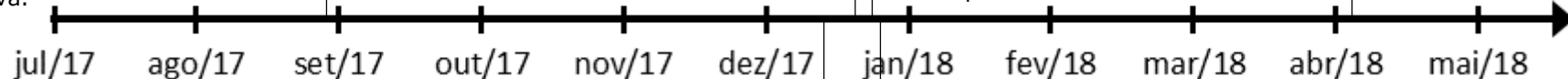
A representação do sistema em 12 REEs foi mantida, mas a **incorporação de fatores de perda nos intercâmbios foi suspensa** a partir de março de 2018 devido a incompatibilidades com a metodologia de precificação pelo modelo e as regras de comercialização.

Descontratação de Energia
Rescisão de 183,2 MWméd em contratos de energia de reserva.

25º Leilão de Energia Nova
Contratação de 220,2 MWméd provenientes de novos empreendimentos.

26º Leilão de Energia Nova
Contratação de 2736,6 MWméd provenientes de novos empreendimentos.

27º Leilão de Energia Nova
Contratação de 298,7 MWméd provenientes de novos empreendimentos.



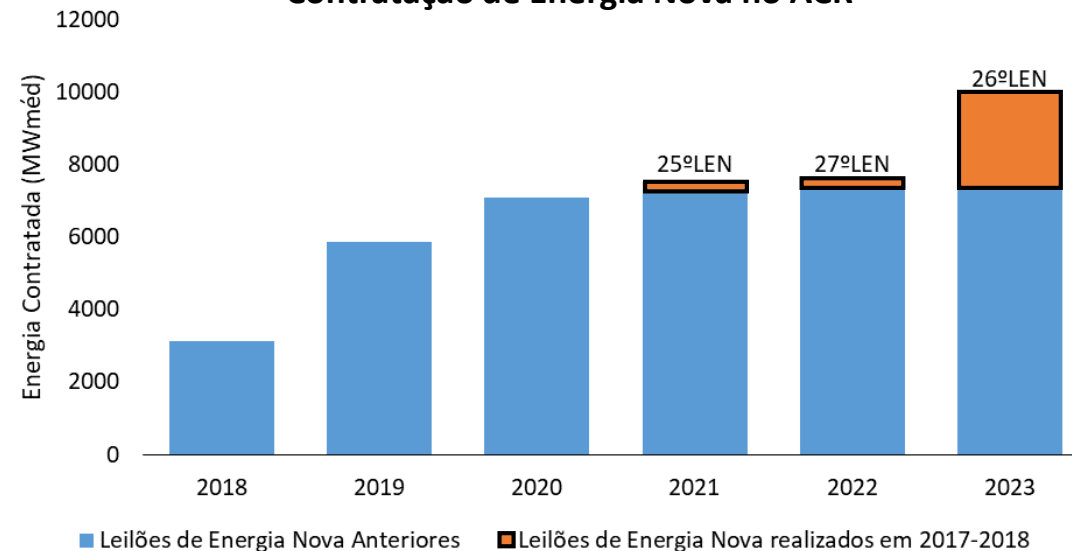
Leilão de Transmissão 002/2017
Aumento de 4.919 Km de LTs e 10.416 MVA de capacidade de transformação de energia

18º e 19º Leilão de Energia Existente
Contratação de 711 MWméd.

Durante o período foram realizados três Leilões de Energia Nova, adicionando 3.255,5 MWmédios de energia contratada, com previsão de entrada entre 2021 e 2023. Dentre este montante, 398,7 MWmédios são de centrais de geração fotovoltaica.

Em 28 de agosto foi realizado o **Mecanismo de Descontratação de Energia de Reserva**, que resultou na rescisão de contratos de energia de usinas eólicas e solares cuja construção não foi iniciada, resultando em uma redução de 183,2 MWméd da energia contratada.

Contratação de Energia Nova no ACR



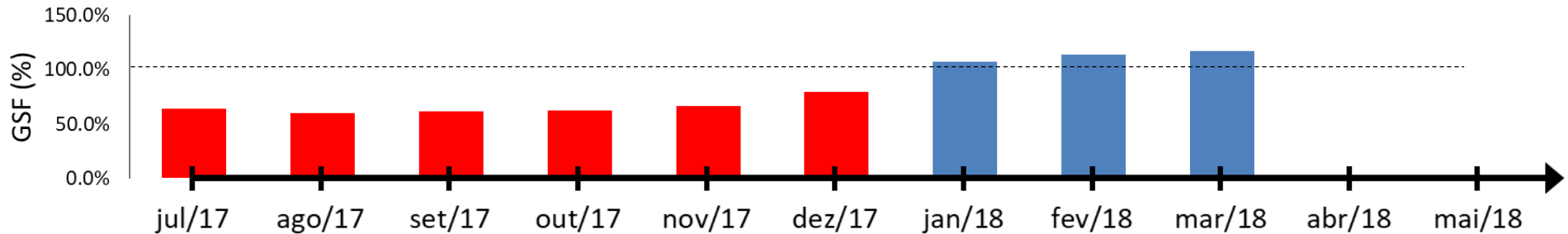
Fonte: Resultados Consolidados dos Leilões (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.



Às 15h48min do dia 21 de Março de 2018 ocorreu um blecaute no Sistema Interligado Nacional (SIN), com a interrupção de 27% da carga do sistema. O incidente resultou no desligamento completo do Subsistema Nordeste e desligamento parcial no Subsistema Norte. A recomposição completa do sistema foi feita em seis horas.

Detalhes na seção “Questões do Ano”

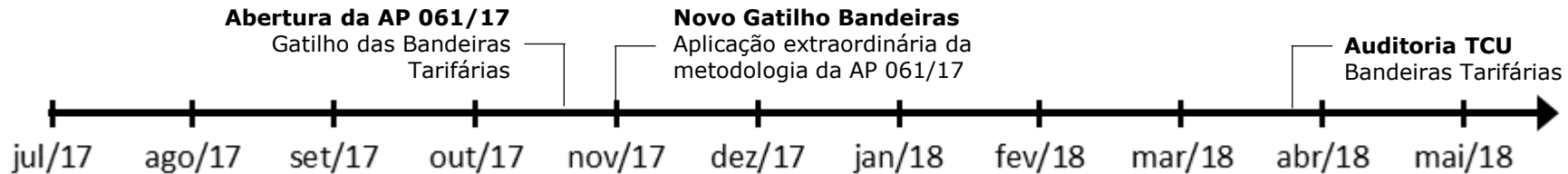
- Como ocorrem blecautes?
- Qual foi a causa do evento?
- Qual foi a magnitude do incidente?



Desde 2013 é observada geração hídrica abaixo da Garantia Física das hidrelétricas (baixo *Generation Scaling Factor* - GSF). Este déficit tem resultado na judicialização do mercado de energia, somando rombos bilionários não liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O ano de 2017 foi marcado pelo pior valor de GSF, fechando com **uma média de 82%**.

Detalhes na seção "Questões do Ano"

- Qual foi o impacto no mercado?
- Quais as causas do déficit da geração hídrica?



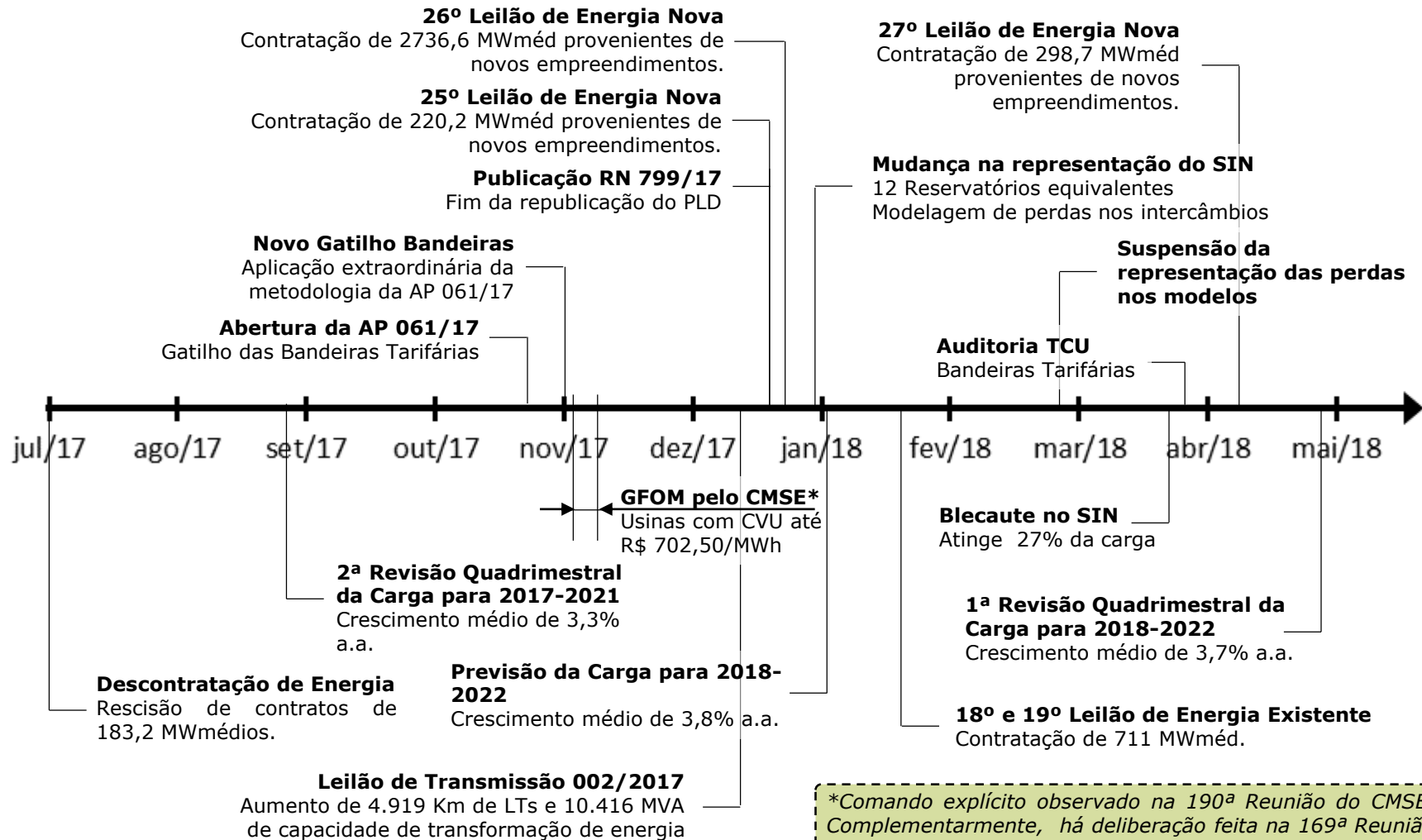
O déficit da Conta Bandeiras foi crescente, chegando a 4,8 bilhões de reais em novembro de 2017.

Buscando mitigar o problema, a Aneel propôs a mudança da metodologia de acionamento do mecanismo de bandeiras tarifárias, que passaria a considerar a expectativa do déficit de geração hídrica (GSF) e do Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema.

Em março de 2018, o Tribunal de Contas da União (TCU) divulgou uma auditoria trazendo alguns questionamentos sobre o mecanismo de bandeiras tarifárias.

Detalhes na seção "Questões do Ano"

- Por que houve o déficit na Conta Bandeiras?
- Por que o mecanismo de acionamento mudou?
- O que foi a auditoria do TCU?



**Comando explícito observado na 190ª Reunião do CMSE. Complementarmente, há deliberação feita na 169ª Reunião do CMSE (realizada em 2016) para o despacho térmico adicional no subsistema Nordeste, caso necessário.*

Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

Questões do Ano

Duas análises prospectivas foram realizadas nesta 12ª edição do Programa Energia Transparente:

TEMÁTICA

OBJETIVO

METODOLOGIA

Análise do Balanço Estrutural

Avaliação do equilíbrio oferta-demanda para atendimento da carga no Sistema Elétrico Brasileiro.

Comparação de cenários de disponibilidade de energia firme para atendimento da carga do sistema elétrico.

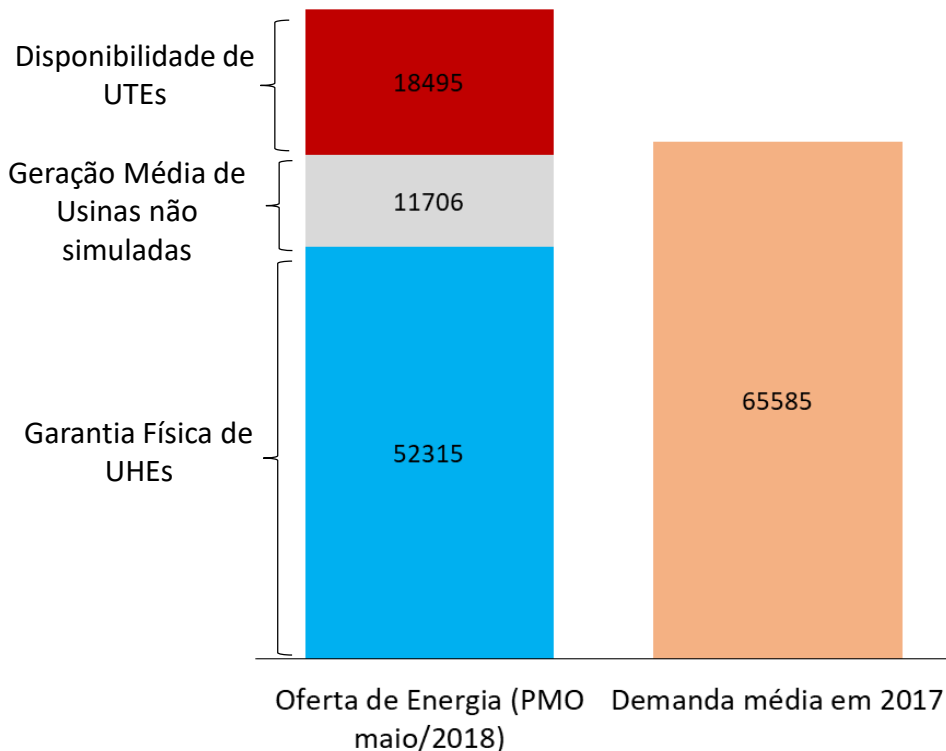
Valoração de Atributos

Correlação dos gargalos do Sistema Elétrico Brasileiro com a conjuntura da matriz elétrica

Quantificação da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas

A **Garantia Física*** das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente soma cerca de 52,2 GWmédios que, conjuntamente com a **disponibilidade das usinas térmicas**** de cerca de 18,5 GWmédios e a **geração média não despachada centralizadamente***** de cerca de 10,4 GWmédios, seriam suficientes para o atendimento da demanda se considerarmos o ano de 2017.

Oferta e Carga Média em 2017



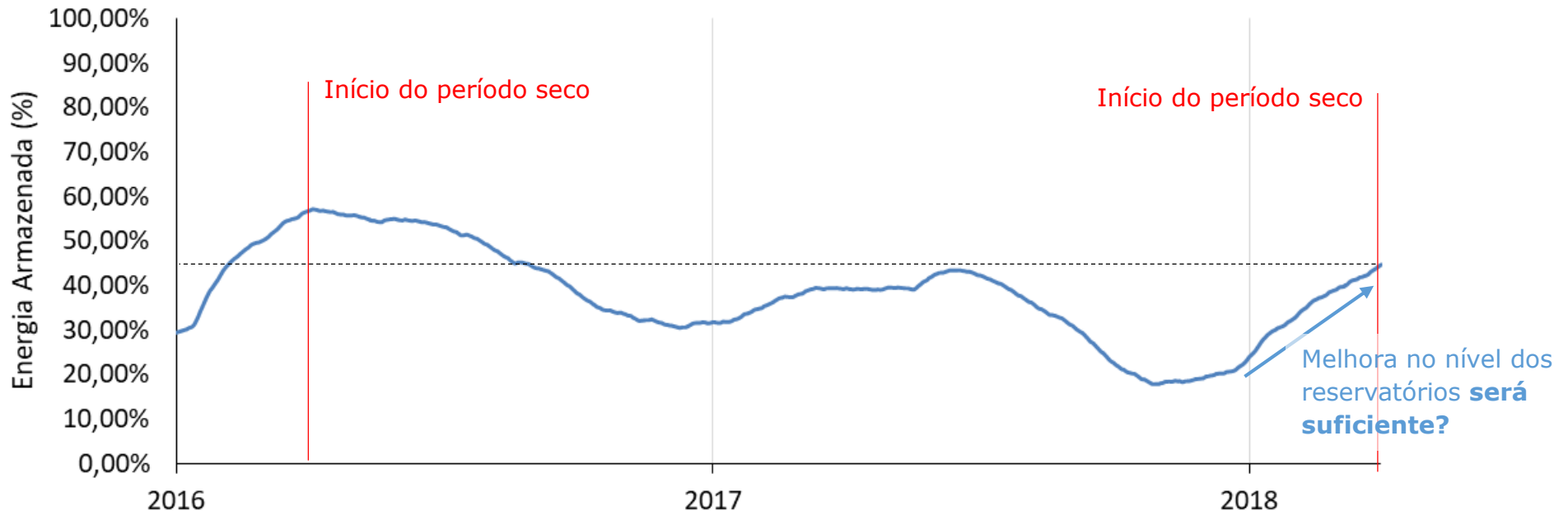
* A *Garantia Física* é a valoração da quantidade de energia elétrica que uma usina consegue produzir dado um critério de suprimento. O montante foi obtido por meio do levantamento das usinas hidrelétricas consideradas no planejamento operacional para o despacho térmico (PMO de maio/2018) e dos valores de *Garantia Física* atribuídos a cada usina.

** A *disponibilidade máxima* das usinas térmicas despachadas centralizadamente (descritas no PMO de maio/2018) foi obtida considerando-se a capacidade instalada de cada gerador e suas respectivas "Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Forçada" (TEIFs) e "Taxas Equivalentes de Indisponibilidade Programada" (IPs).

*** A *geração média não despachada centralizadamente* foi apurada por meio da previsão da geração composta pelas usinas não simuladas no deck de dados do Newave de janeiro de 2018.

Avaliando-se o período úmido de 2018 (dezembro de 2017 até maio de 2018), observa-se uma melhora significativa dos níveis dos reservatórios. Apesar disso, o período seco começa em níveis mais baixos que os observados em 2016.

Energia Armazenada no SIN durante o período úmido



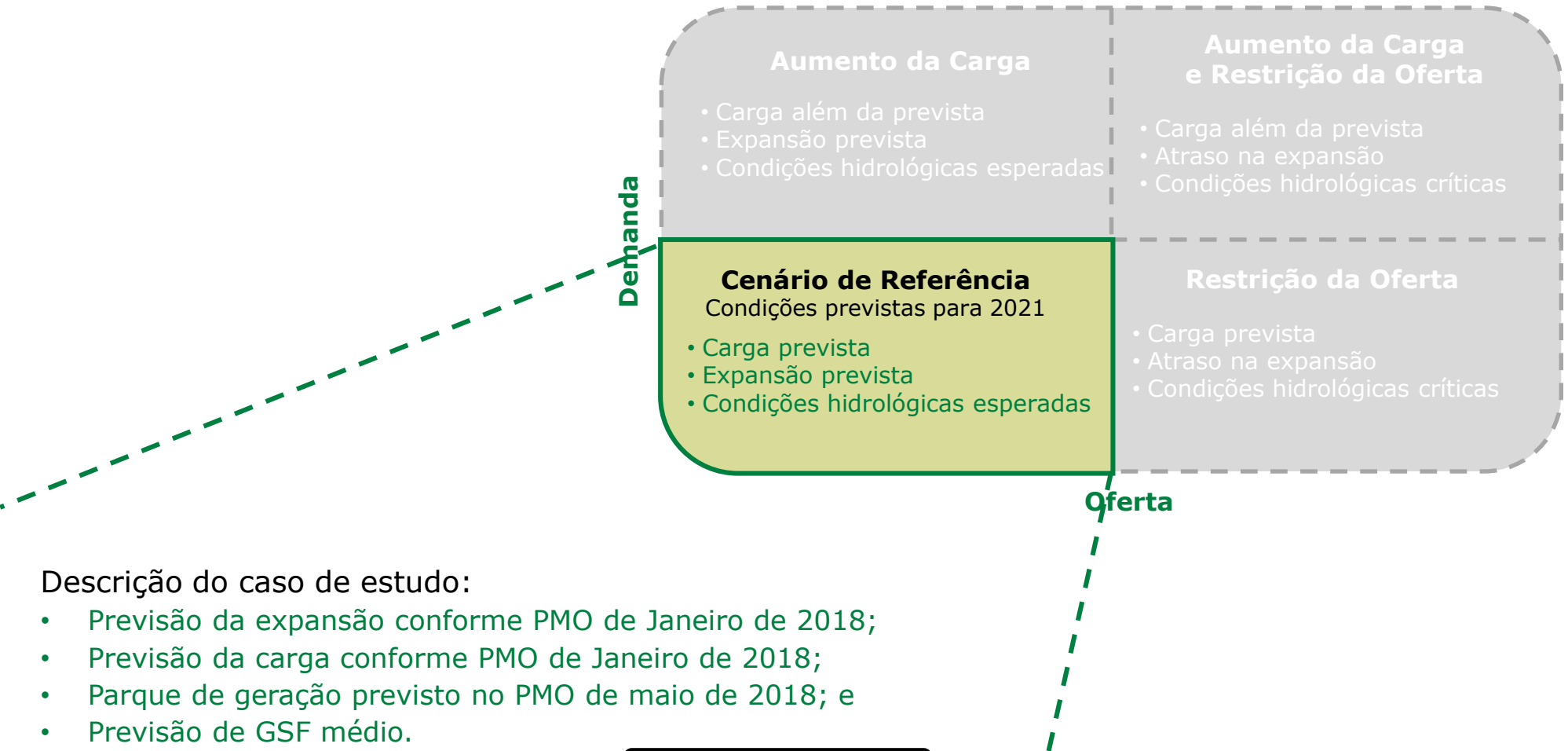
Fonte: Histórico da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Há disponibilidade de geração firme suficiente para o atendimento da demanda futura?

Uma análise do balanço estrutural considerando a disponibilidade da geração foi realizada considerando-se quatro cenários e comparando-a com a carga de energia prevista.

Demanda	Aumento da Carga	Aumento da Carga e Restrição da Oferta
	<ul style="list-style-type: none"> • Carga além da prevista • Expansão prevista • Condições hidrológicas esperadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Carga além da prevista • Atraso na expansão • Condições hidrológicas críticas
	Cenário de Referência Condições previstas para 2021	Restrição da Oferta
	<ul style="list-style-type: none"> • Carga prevista • Expansão prevista • Condições hidrológicas esperadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Carga prevista • Atraso na expansão • Condições hidrológicas críticas
	Oferta	

O horizonte de estudo escolhido foi 2018-2021, período com manobra de contratação limitada por não abranger o intervalo de tempo necessário para os Leilões de Energia Nova A-3.

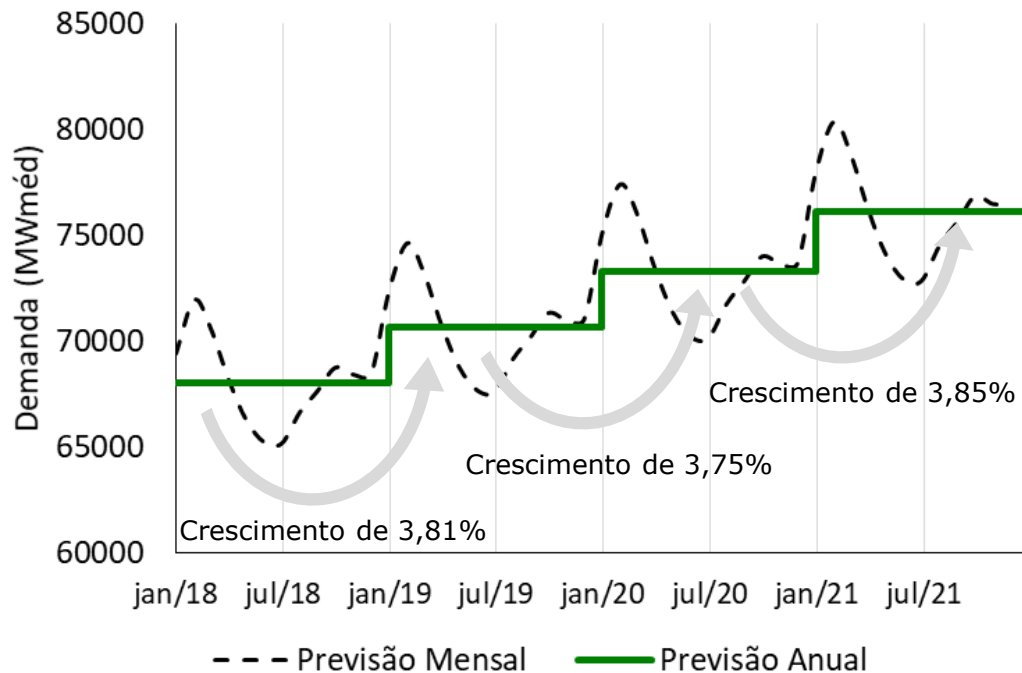


Descrição do caso de estudo:

- Previsão da expansão conforme PMO de Janeiro de 2018;
- Previsão da carga conforme PMO de Janeiro de 2018;
- Parque de geração previsto no PMO de maio de 2018; e
- Previsão de GSF médio.

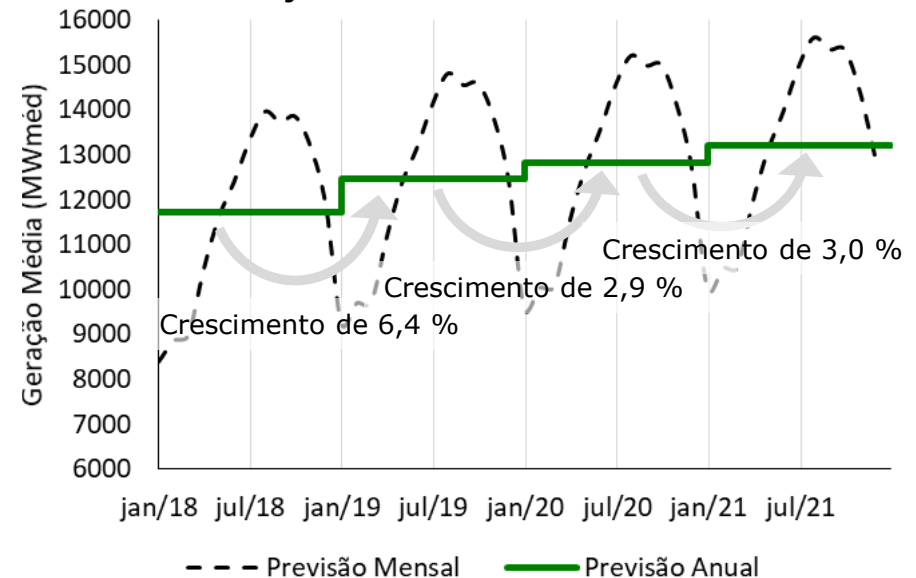
A projeção de carga para Cenário de Referência considerando o PMO de maio de 2018 assume que, no horizonte de 2018 a 2021, haverá um crescimento médio de 3,81% ao ano.

Previsão de carga de energia para o horizonte



Usinas não simuladas individualmente foram incorporadas com um abatimento direto da carga.

Geração de usinas não simuladas



Fonte: Deck de dados de entrada do PMO de maio de 2018 (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Considerou-se a entrada de dez usinas termelétricas e três usinas hidrelétricas (além da entrada de dez máquinas da UHE Belo Monte) até 2021.

Entrada de UHEs

Viabilidade	Nome	Data de Entrada	Capacidade
ALTA	Baixo Iguaçu	jun/2019	350,1 MW
ALTA	Belo Monte	jan/2020	6111 MW
ALTA	Colider	mai/2019	300 MW
ALTA	Sinop	fev/2019	401,8 MW

Entrada de UTEs

Viabilidade	Nome	Data de Entrada	Capacidade
ALTA	São Sepe	jul/2018	8 MW
ALTA	Prosperidade	out/2018	28 MW
ALTA	Pampa Sul	jul/2019	345 MW
ALTA	Porto de Sergipe I	jan/2020	1515,6 MW
ALTA	Predilecta	fev/2020	5 MW
MÉDIA	Onça Pintada	set/2020	50 MW
MÉDIA	Camaçari MII	nov/2020	143 MW
MÉDIA	Pecém II	nov/2020	143 MW
MÉDIA	Novo Tempo	jan/2021	1298,9 MW
MÉDIA	Oeste de Canoas	fev/2021	228 MW

Uma vez que optou-se por uma discretização anual, considerou-se a disponibilidade de geração para cada ano **proporcional ao número de meses que a máquina geradora/usina ficou disponível** no ano.

Por exemplo, a Usina Térmica Pampa Sul possui disponibilidade de 329 MW_{méd}. Considerando-se a entrada em operação da usina em jul/2019, ela ficou disponível seis meses no ano de 2019. Assim, atribuiu-se uma disponibilidade de 164,5 MW_{méd} para 2019 e uma disponibilidade de 329 MW_{méd} para os demais anos.

Fontes: Deck de dados de entrada do PMO de maio de 2018 (ONS) e Relatório de Acompanhamento das Centrais Geradoras Hidrelétricas, Termelétricas e Biomassa (Aneel). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A disponibilidade de geração hidrelétrica foi avaliada por meio dos valores médios da análise estatística do GSF feita pelo MME para avaliação dos limites de revisão de Garantia Física em 2017.

Previsão de GSF para 2018-2021

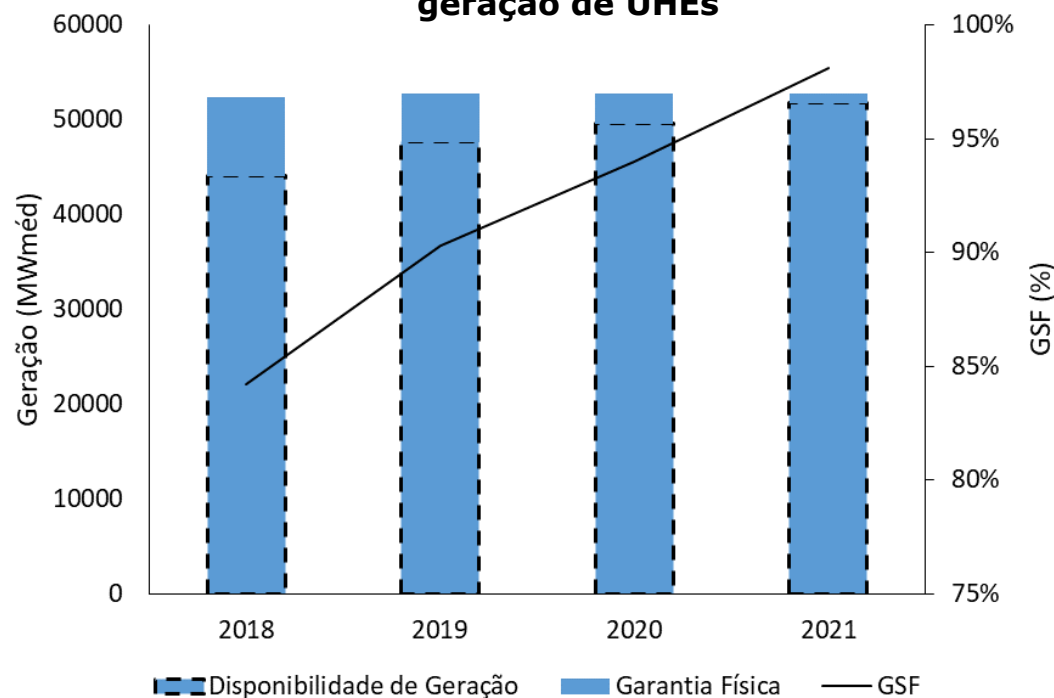
Ano	GSF anual médio
2018	84,2%
2019	90,3%
2020	94,0%
2021	98,1%

Fonte: Avaliação dos limites de Revisão de Garantia Física das Usinas Hidrelétricas de 7 de agosto de 2017 (MME). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Com base na entrada de Garantia Física das usinas hidrelétricas, foi criado um cenário de disponibilidade de geração das UHEs com base na projeção de GSF.

Uma análise das causas da redução do GSF é apresentada nas **Questões do Ano**.

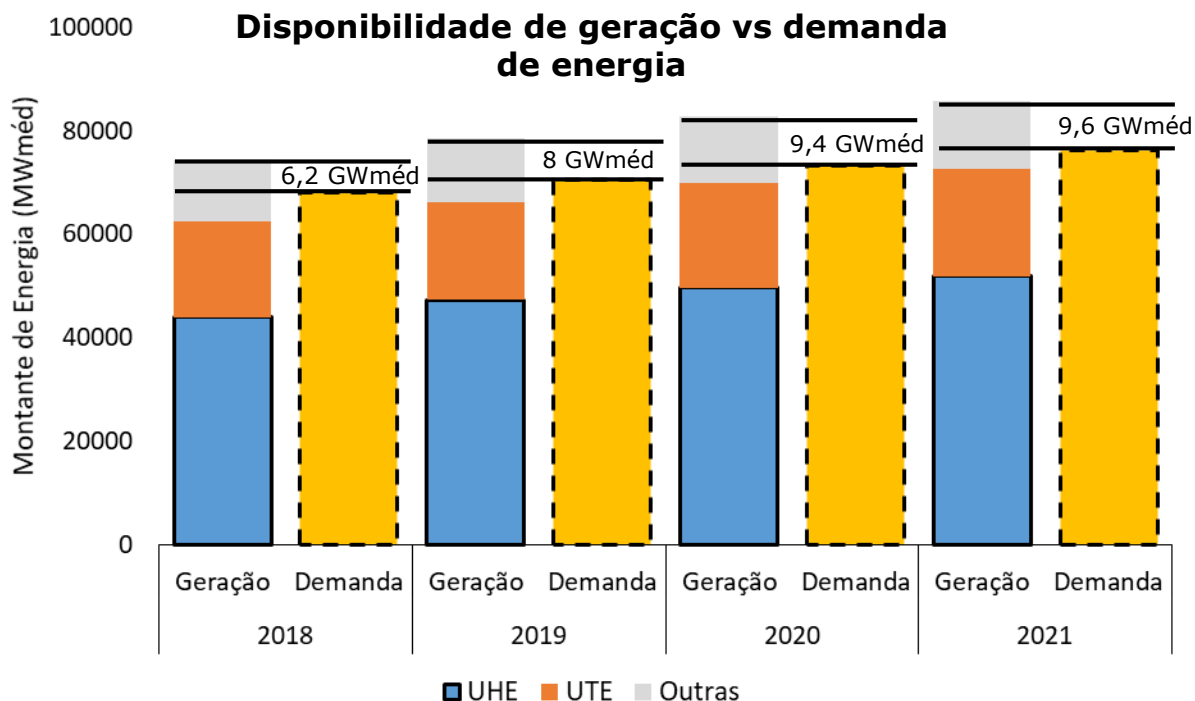
Projeção de disponibilidade de geração de UHEs

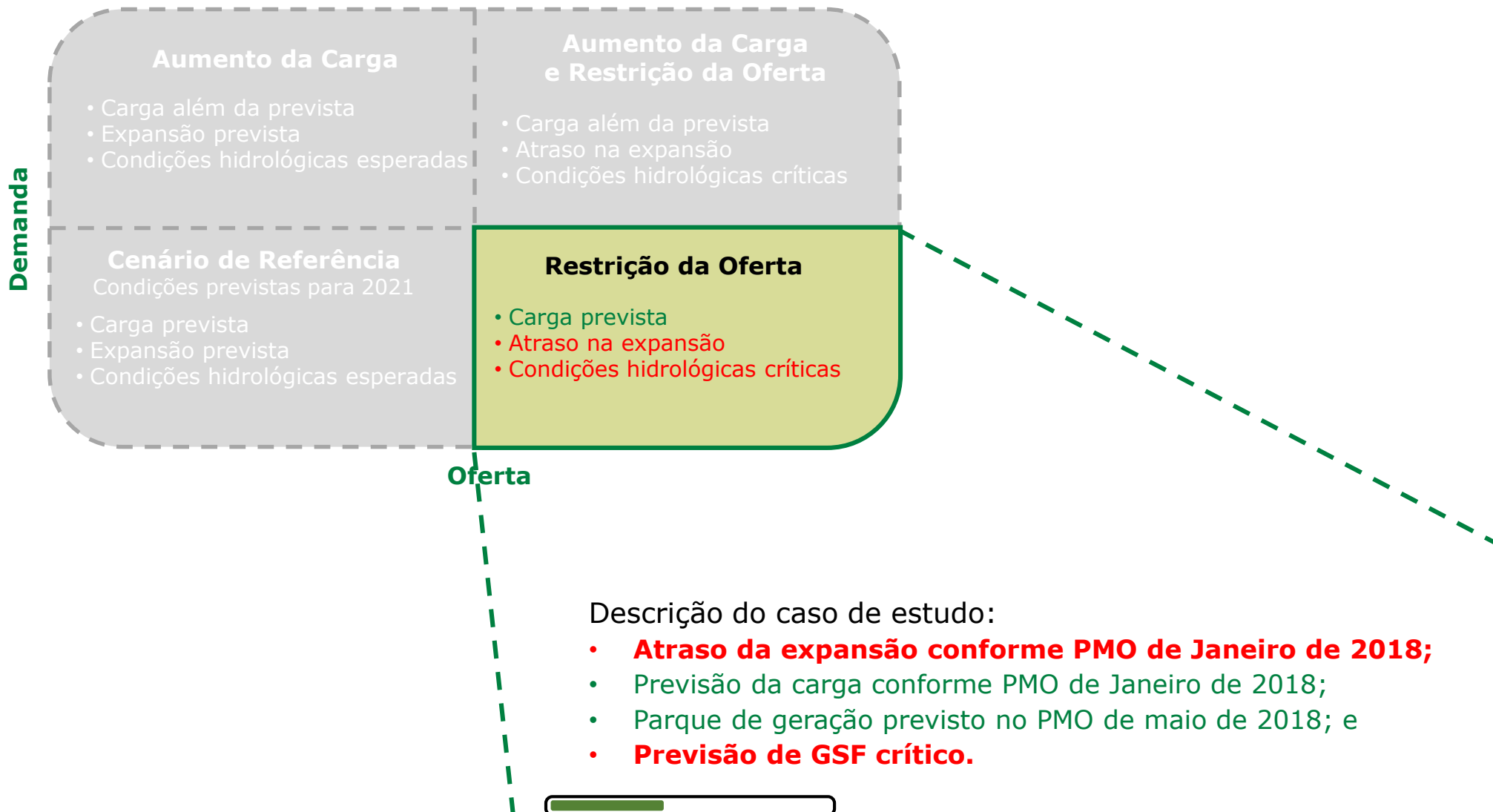


Considerando-se os quatro anos do horizonte de estudo, observa-se que a disponibilidade de geração de energia supera a demanda projetada em cerca de 8,3 GWméd.

Veja a Memória de Cálculo

Clique para ver a análise





A incorporação de atraso na implantação nas Usinas Hidrelétricas e Termelétricas foi feito com base na classificação de viabilidade de implantação de usinas feito pela Aneel.

Cenários de atraso

Viabilidade	Descrição	Atraso
ALTA	Licença ambiental vigente e obras civis em andamento	6 meses
MÉDIA	Obras não iniciadas ou com licenciamento ambiental não finalizado	12 meses
BAIXA	Usinas com suspensão do licenciamento ambiental ou inviabilidade ambiental, processo de revogação em análise, demandas judiciais ou problemas graves	24 meses

Novo Cenário de Expansão

Viabilidade	Nome	Data de Entrada	Data de Entrada
ALTA	Baixo Iguaçu	jun/2019	dez/2019
ALTA	Belo Monte	jan/2020	jul/2020
ALTA	Colider	mai/2019	nov/2019
ALTA	Sinop	fev/2019	ago/2019
ALTA	São Sepe	jul/2018	jan/2019
ALTA	Prosperidade	out/2018	abr/2019
ALTA	Pampa Sul	jul/2019	jan/2020
ALTA	Porto de Sergipe I	jan/2020	jul/2020
ALTA	Predilecta	fev/2020	ago/2020
MÉDIA	Onça Pintada	set/2020	set/2021
MÉDIA	Camaçari MII	nov/2020	nov/2021
MÉDIA	Pecém II	nov/2020	nov/2021
MÉDIA	Novo Tempo	jan/2021	-
MÉDIA	Oeste de Canoas	fev/2021	-

Novo Cronograma

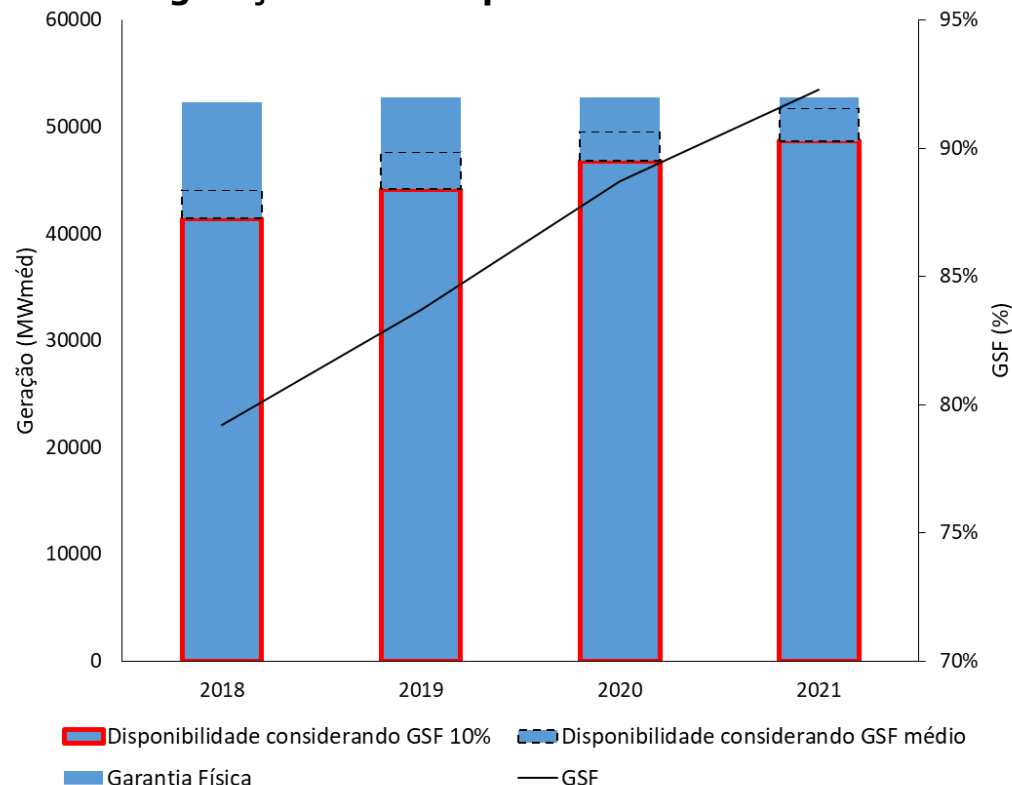
A fim de se avaliar a disponibilidade de geração hidrelétrica no cenário de restrição de oferta, foi utilizado o **10º pior percentil do GSF** com base em uma análise estatística de cenários hidrológicos.

Previsão de GSF para 2018-2021

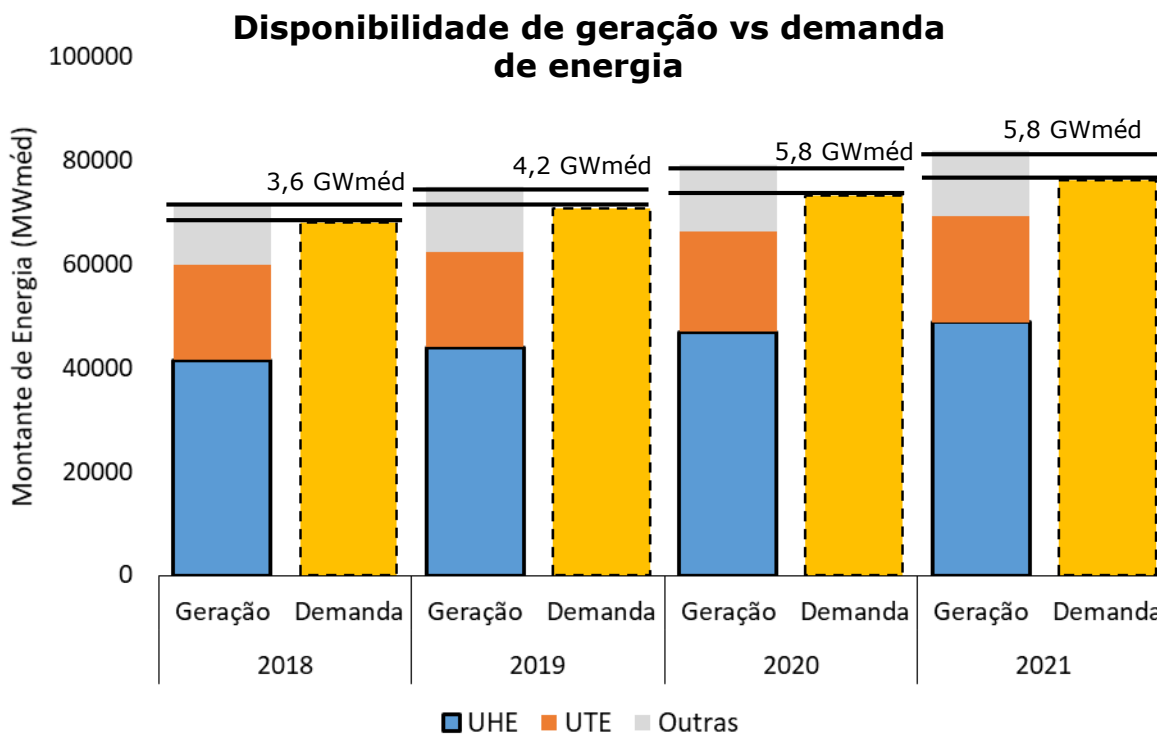
Ano	GSF anual médio	GSF anual do 10% pior cenário
2018	84,2%	79,2
2019	90,3%	83,7
2020	94,0%	88,7
2021	98,1%	92,3

Fonte: Avaliação dos limites de Revisão de Garantia Física das Usinas Hidrelétricas (MME). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Nova projeção de disponibilidade de geração de UHEs para o Cenário "Oferta"



Com o novo cenário de oferta de energia, houve uma redução – em comparação com o cenário base – da sobra de disponibilidade de geração de energia média de **8,3 GWméd para 4,9 GWméd** no período 2018 – 2021.



Descrição do caso de estudo:

- Previsão da expansão conforme PMO de Janeiro de 2018;
- **Aumento da carga acima da previsão do PMO de Janeiro de 2018;**
- Parque de geração previsto no PMO de maio de 2018; e
- Previsão de GSF médio.

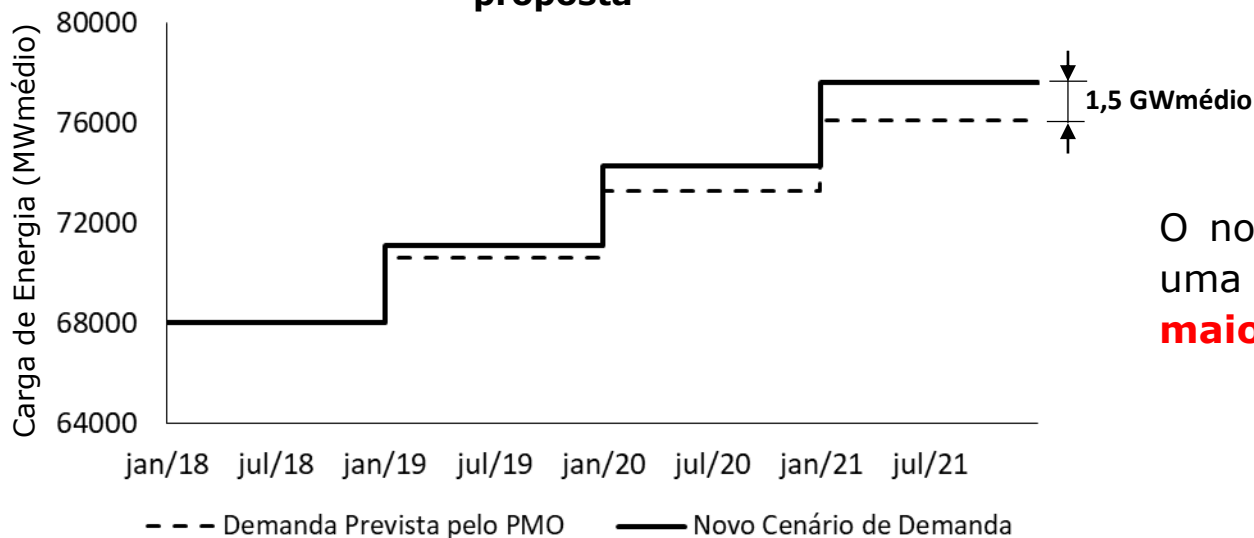


Para o novo cenário de aumento de demanda, considerou-se uma taxa de crescimento de 4,5% (superior à taxa de crescimento prevista no PMO de maio de 2018).

Taxa de crescimento da carga de energia proposta (% ao ano)

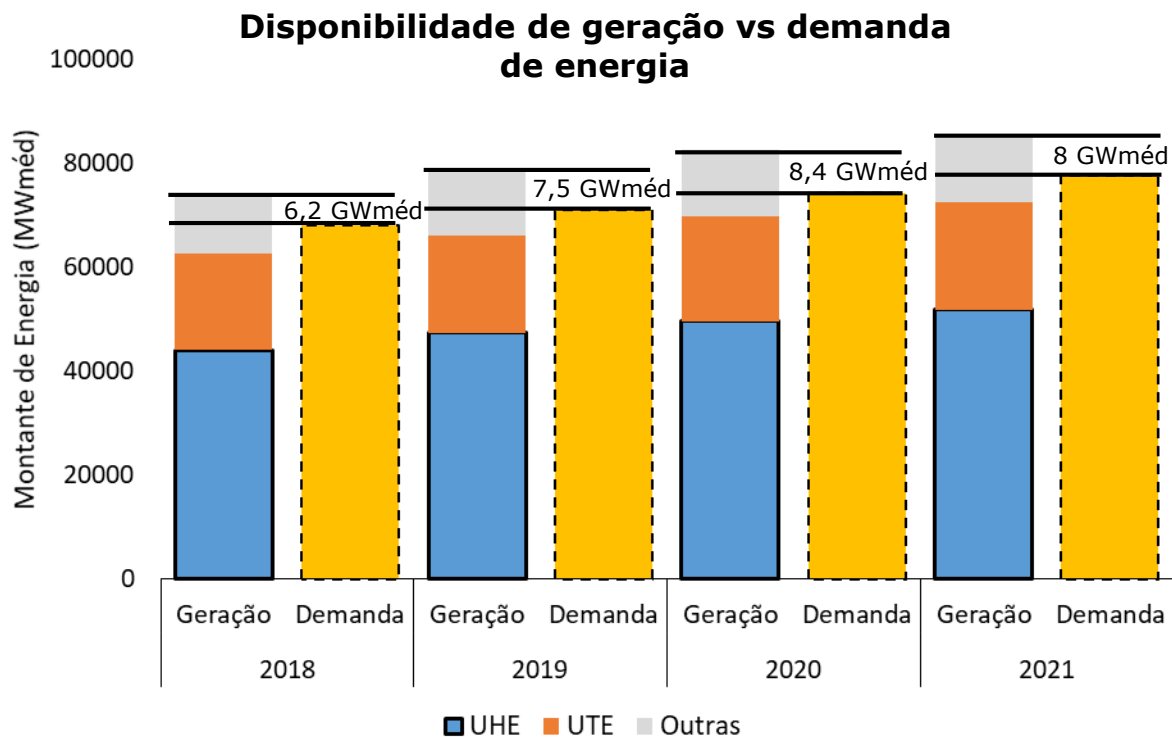
	Taxa de crescimento anual (PMO)	Nova taxa de crescimento
2019	3,81%	4,50%
2020	3,76%	4,50%
2021	3,85%	4,50%

Projeção de carga média anual proposta



O novo cenário de demanda considera uma carga de energia **1,5 GWmédio maior** em 2021.

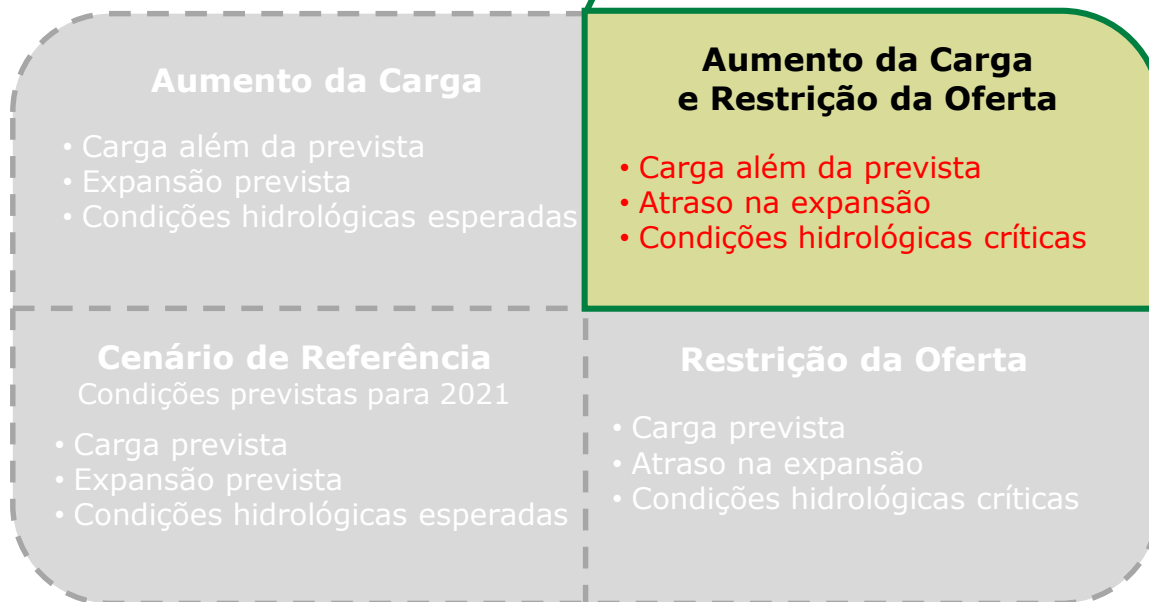
Com o novo cenário de carga, houve uma redução da sobra disponibilidade de geração de energia média de **8,3 GW_{méd} para 7,5 GW_{méd}** no período de 2018 – 2021 em comparação com o cenário base.



Descrição do caso de estudo:

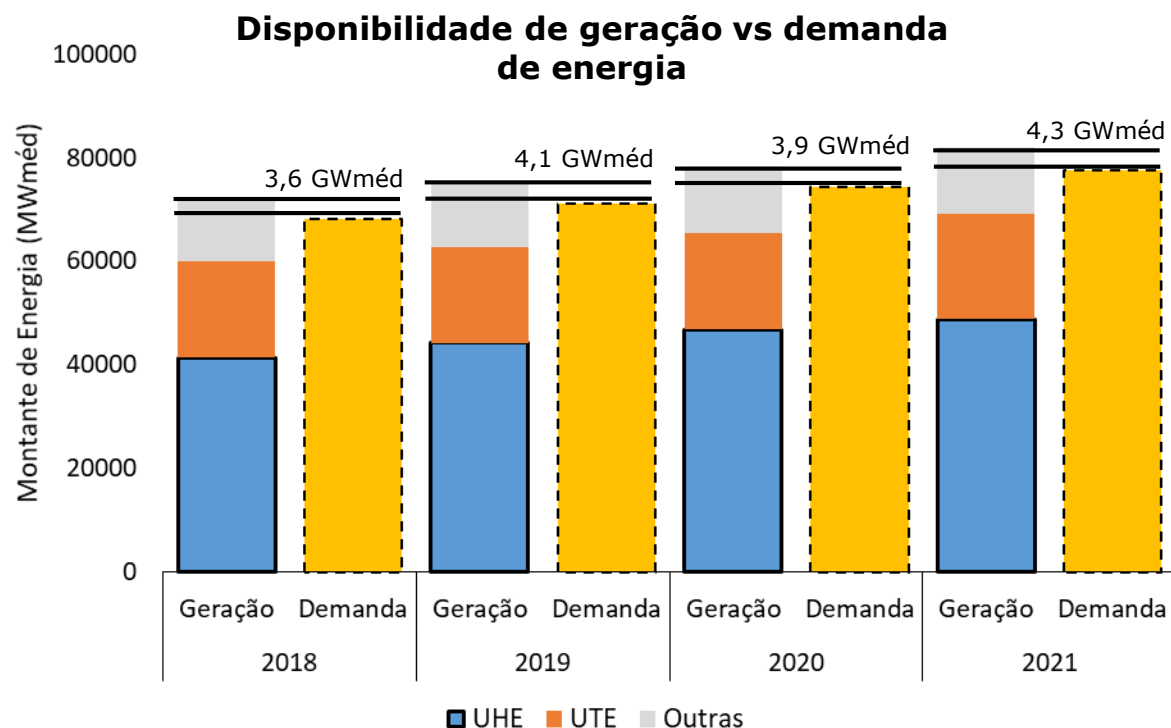
- **Atraso da expansão conforme PMO de Janeiro de 2018;**
- **Aumento da carga acima da previsão do PMO de Janeiro de 2018;**
- **Previsão de GSF crítico.**

Demanda



Oferta

Houve disponibilidade de geração de energia mesmo com a inclusão de ambos os fatores de aumento da demanda e redução da oferta. Comparando-se com o caso base, houve uma redução da sobra de disponibilidade de energia de **8,3 GWméd para 4 GWméd**.



Não há perspectiva de ocorrência de déficit de energia mesmo considerando-se o cenário de maior estresse (caso "Ambos").

Previsão de sobra de disponibilidade de geração para os casos de estudo (MWMéd)

	2018	2019	2020	2021
Referência	6.213	7.960	9.419	9.600
Restrição de "OFERTA"	3.562	4.228	5.855	5.828
Aumento de "DEMANDA"	6.212	7.492	8.405	8.066
Ambos	3.596	4.090	3.933	4.293

TEMÁTICA

Análise do Balanço Estrutural

OBJETIVO

Avaliação do equilíbrio oferta-demanda para atendimento da carga no Sistema Elétrico Brasileiro.

METODOLOGIA

Comparação de cenários de disponibilidade de energia firme para atendimento da carga do sistema elétrico.

Valoração de Atributos

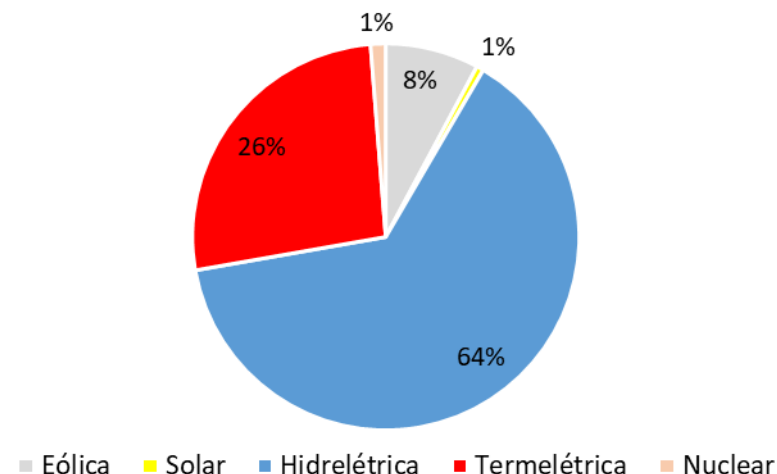
Correlação dos gargalos do Sistema Elétrico Brasileiro com a conjuntura da matriz elétrica

Quantificação da capacidade de regularização das usinas hidrelétricas

O Sistema Elétrico Brasileiro é caracterizado pela predominância de hidrelétricas com grande capacidade de acumulação de energia.

Uma vez que o **custo de “estocagem da energia” nestas usinas de curto prazo é desprezível**, atribuiu-se também às hidrelétricas o papel de gerenciamento da geração para atendimento da ponta e de restrições elétricas do Sistema Elétrico Brasileiro.

Matriz Elétrica Brasileira em 2017
[Potência instalada, MW]

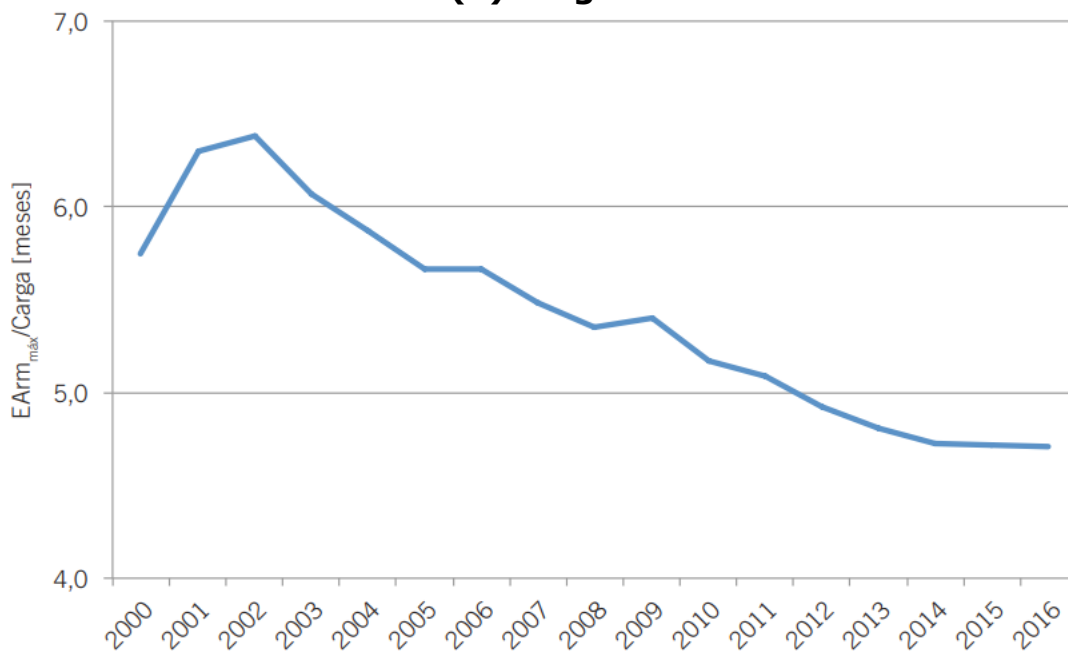


Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Um indicador útil para se avaliar a capacidade de armazenamento do reservatório é a razão entre:

- (a) a energia armazenável máxima nas hidrelétricas; e
- (b) a carga de energia média do sistema elétrico de energia.

**Histórico de razão entre:
(a) energia armazenável máxima; e
(b) carga**



Fonte: White Paper 17 – O Setor Elétrico Brasileiro no contexto das mudanças climáticas e do acordo de Paris (Instituto Acende Brasil).

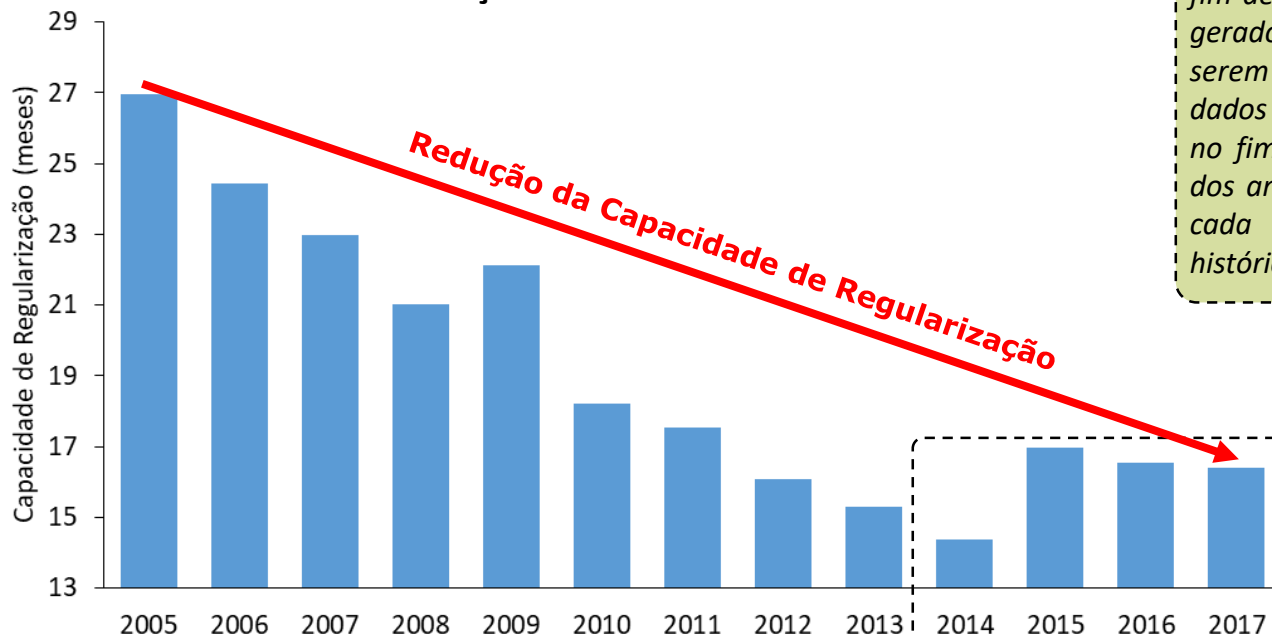
Observa-se que este parâmetro assume que apenas a energia armazenada nos reservatórios é utilizada para atender à demanda do sistema, **não sendo consideradas as afluições** nas usinas hidrelétricas.

Contribuições relevantes de usinas a fio d'água que não possuam reservatórios a sua montante são negligenciadas, como é o caso das UHEs Belo Monte, Jirau e Santo Antônio, que começaram a entrar em operação comercial a partir de 2013.

Capacidade de Regularização de Hidrelétricas

Como um indicador alternativo ao definido na página anterior, poder-se-ia adotar a **capacidade de regularização**. Este indicador é expresso pelo número de meses durante os quais as usinas hidrelétricas são capazes de atender à demanda considerando uma “afluência crítica”, assumindo-se que tais usinas iniciem sua operação com reservatório cheio. Observa-se que houve **uma redução da capacidade de regularização** de 26,9 meses em 2005 para 16,4 meses em 2017.

Evolução da Hidroeletricidade no Brasil



O histórico considerou as usinas em operação comercial ao fim de cada ano de estudo para definição do conjunto de geradores e suas produtibilidades (65% do reservatório) a serem considerados para a apuração da ENA_{crítica}. Estes dados foram obtidos do Deck de Dados de Entrada do PLD no fim de cada ano estudado (última semana operativa dos anos de 2005 a 2017). Também foi considerada para cada ano a carga de energia observada, obtida no histórico da operação do Operador Nacional do Sistema.

[Clique para ver a análise](#)

Aumento da capacidade de regularização devido à frustração no crescimento da carga.

Fonte: Histórico da Operação (ONS) e Deck de Dados de Entrada do PLD (CCEE).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

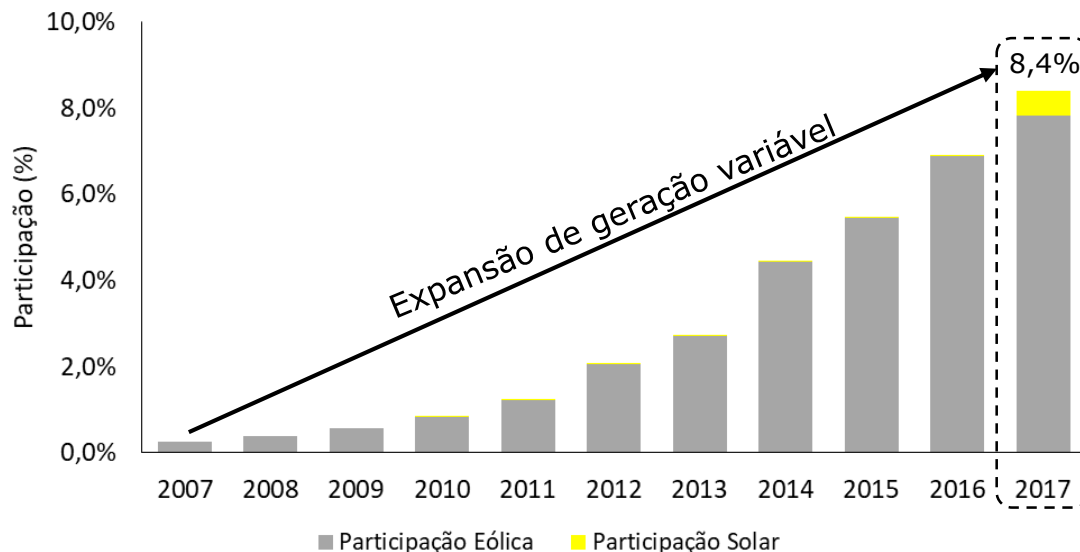
A capacidade de regularização, que antes suportava uma regularização plurianual da demanda, começa apenas a garantir a regularização do atendimento sazonal (dentro de um ano). Como consequência, há:

- 1. maior susceptibilidade a variações nas vazões interanuais** - Anos de afluências baixas têm um maior impacto na disponibilidade de geração das hidrelétricas devido à redução do nível dos reservatórios; e
- 2. maior variação dos níveis de reservatório** – A amplitude das variações dos níveis de reservatório dentro de um ano (picos em períodos úmidos e vales em períodos secos) tende a ser cada vez maior.

Agravando este problema, há um acentuado crescimento da geração variável (eólicas e fotovoltaicas solares), que cada vez mais demandam uma regularização interanual da geração.

Este serviço de regularização provido pelas hidrelétricas, que antes podia ser feito com custo desprezível, tende a ter custos cada vez maiores para o sistema.

Participação das usinas eólicas e solares no Brasil



Fonte: Balanço Energético Nacional (EPE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Têm sido propostas mudanças no mecanismo de contratação do setor elétrico e na definição dos preços no mercado para estimular que outras fontes de geração prestem os serviços de regularização apontados na página anterior.

Contratação de eólicas na modalidade "contratos por quantidade"

Objetivo: Reduzir a variabilidade da geração no sistema elétrico.

Mudança: Alteração do regime de contratação para "por quantidade" das usinas eólicas no 28º Leilão de Energia Nova a ser realizado em agosto de 2018.

Consequência: Eólicas terão uma maior exposição ao Mercado de Curto Prazo, necessitando incorporar este risco às suas propostas para participação nos novos leilões de energia.

[Clique para ver a análise](#) 

Adoção da precificação horária no Mercado de Curto Prazo

Objetivo: Melhorar o sinal econômico dos agentes do mercado de energia para as necessidades instantâneas do sistema.

Mudança: Aumento da granularidade da precificação do Mercado de Curto Prazo, que passará de um preço discretizado em três patamares de carga (pesado, médio e leve) para um preço horário.

Consequência: Melhor precificação dos instantes de demanda baixa ou demanda de pico do sistema.

[Clique para ver a análise](#) 

Uma discussão levantada pela Consulta Pública 33/2017 do MME é a possibilidade da separação da comercialização de Lastro e Energia. Esta divisão possibilitaria valorações distintas para o atributo "confiabilidade e flexibilidade do fornecimento" (lastro) e o objeto "produzido ou consumido" (energia).

Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

Questões do Ano

A seção “Análise Retrospectiva” identificou três temas que serão detalhados nesta seção “Questões do Ano”:

1 Blecaute de 21 de Março de 2018

- Como ocorrem blecautes?
- Qual foi a causa do evento?
- Qual foi a magnitude do incidente?

2 Déficit na Geração Hídrica

- Qual foi o impacto no mercado?
- É possível identificar as causas do déficit da geração hídrica?

3 Bandeiras Tarifárias

- Por que houve o déficit na Conta Bandeiras?
- Por que o mecanismo de acionamento mudou?
- O que foi a auditoria do TCU?

1 Blecaute de 21 de Março de 2018

Qual foi a causa do sinistro?

Como ocorrem blecautes?

Qual foi a magnitude do incidente?

2 Déficit na Geração Hídrica

Qual foi o impacto no mercado?

Quais são as causas do déficit da geração hídrica?

3 Bandeiras Tarifárias

Por que houve o déficit na Conta Bandeiras?

Por que o mecanismo de acionamento mudou?

O que foi a auditoria do TCU?

Qual foi a causa do sinistro?

Falha na programação do sistema de proteção de sobrecorrente na subestação Xingu e falha na revisão lógica para corte da geração em sobrefrequência da UHE Belo Monte.

Como ocorrem blecautes?

Blecautes são decorrentes de manobras de gerenciamento de carga (intencionais ou não) pelo operador do sistema para manutenção das condições nominais de frequência do sistema elétrico.

Qual foi a magnitude do incidente?

O incidente teve **magnitude severa**. Comparando-se com outros 14 blecautes ocorridos no mundo, o sinistro se posicionou em 9º quando avaliado pela sua Duração Equivalente.

1 Blecaute de 21 de Março de 2018

Qual a causa do sinistro?



Às 15h48min do dia 21/03/2018, ocorreu a atuação indevida do disjuntor devido a uma regulação errônea no sistema de proteção de sobrecorrente na subestação de Xingu (Pará). Como consequência, houve a interrupção do fluxo de potência quando este chegou próximo de 4.000 MW (condição nominal de operação).

A abertura da subestação Xingu fez com que houvesse um excesso de geração no Subsistema Norte devido à geração da UHE Belo Monte. Nesta condição, houve outra falha na lógica do Sistema Especial de Proteção, que não atuou com o corte da geração de Belo Monte nesta ocasião, provocando o aumento da frequência nesta região.

A fim de restaurar a condição nominal do sistema elétrico, diversos outros sistemas de proteção foram acionados:

- **Subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Sul:** Atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que provocou o corte de 3.665 MW (cerca de 6,4% da carga) nestas regiões, além da separação destes subsistemas das regiões Norte e Nordeste;
- **Subsistema Norte:** Com a separação do subsistema Norte das demais regiões, houve um excesso de geração, sendo que a frequência do sistema chegou a 70 Hz (cerca de 17% acima da condição normal). A região Norte sofreu o blecaute, com exceção dos estados de Roraima (não interligado ao sistema elétrico nacional), Acre e Rondônia (estes últimos interligados ao sistema SE/CO e Sul).
- **Subsistema Nordeste:** Com a desconexão do sistema Norte, o Nordeste ficou com uma carga maior que a geração (queda de frequência). A atuação do ERAC em cinco estágios não foi suficiente para promover o equilíbrio, levando a região Nordeste a sofrer um blecaute.

A recomposição completa do sistema foi concluída às 21h00.

1 Como ocorrem blecautes?

Gerenciamento da Carga

Com o objetivo de manter a frequência nominal do sistema elétrico brasileiro (60 Hertz), o Operador Nacional do Sistema utiliza **dois mecanismos principais** para ajustar o equilíbrio carga-geração:

- Reguladores de velocidade das usinas geradoras; e
- Controle Automático de Geração (CAG).

Devido à variação contínua da carga durante o dia, mecanismos de controle da geração se tornam necessários para a manutenção dos níveis de frequência da rede. Isso se dá devido à resposta natural do gerador, que tende a desacelerar sua rotação quando há um aumento da carga conectada a eles (o sistema “absorve” parte da energia cinética das massas girantes da unidade geradora). Como consequência, há uma redução da frequência elétrica na saída do gerador. Segundo o Submódulo 2.8 do PROREDE, variações de carga não podem provocar desvios da frequência instantânea superiores a 0,1 Hz.

Os mecanismos de controle então ajustam o fluxo de fluido nas usinas (água nas usinas hidrelétricas ou vapor/gás em usinas termelétricas) para manter o sincronismo do sistema e os intercâmbios nas linhas de transmissão nos níveis adequados. Segundo o Submódulo 10.6 do PROREDE, a filosofia utilizada pelo ONS para o Controle Automático de Geração (CAG) é o “Controle de Intercâmbio e Frequência” (*Tie Line Bias Control*), no qual cada área de controle absorve sua própria variação de carga.

Quando há falhas na geração/transmissão que superam a capacidade de manobra do operador, torna-se necessário remanejamento ou corte de carga para manter as condições nominais do sistema elétrico. Segundo o Submódulo 10.10 do PROREDE, estes mecanismos podem ser:

- Corte manual quando identificada subfrequência sustentada ou previsão de déficit de geração; e
- Corte automático com a atuação de relés de subfrequência.

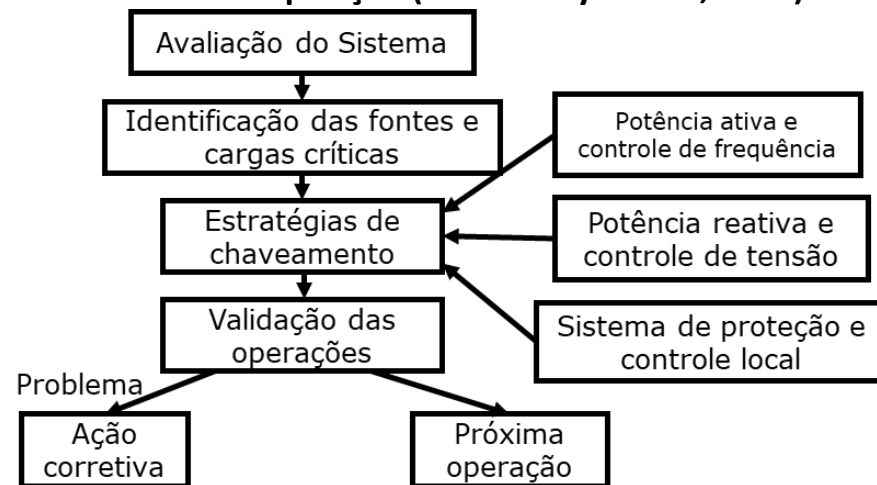
Blecautes (ou “*Blackouts*”) ocorrem pelo gerenciamento da carga no sistema elétrico (intencional ou não) quando a demanda excede a capacidade geradora/limites operativos do sistema de transmissão. Segundo Bo et al.^[1], grandes blecautes podem ocorrer devido a:

- desastres naturais ou condições ambientais extremas (ventos fortes, avalanches, terremotos, raios, enchentes etc.);
- inadequação/falta de planejamento da rede elétrica ou uso de equipamentos ultrapassados;
- falta de controle/gestão da rede e erro humano; e
- influência do mercado de energia e do sistema regulatório.

O processo de Recomposição da Rede segue em geral quatro etapas (Lindenmeyer et al, 2000^[2]):

- avaliação das fontes e identificação de cargas críticas;
- identificação de linhas e energização de áreas de controle;
- interconexão das áreas de controle energizadas; e
- energização do sistema.

Processo de Recomposição (Lindenmeyer et al, 2000)^[2]



[1] BO, Zeng. SHAOJIE, O. JIANHUA, Z. HUI, S. GENG, W. MING, Z. **An analysis of previous blackouts in the world: Lessons for China’s power industry.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 42, Pág: 1151-1163. Fevereiro de 2015.

[2] Lindenmeyer, D. Dommel, H. Adibi, M. **Power system restoration – a bibliography survey.** Electrical Power and Energy Systems 23, Pág 219-227. Agosto de 2000.

1 Qual foi a magnitude?

Classificação da severidade do blecaute

A fim de se avaliar o impacto desta contingência no Sistema Interligado Nacional (SIN), foi calculada a Duração Equivalente de Interrupção de Carga (DREQ).

$$DREQ = \frac{\sum Demanda_{interrompida} Tempo_{interrupção}}{Demanda_{max}}$$

Duração Equivalente de Interrupção de Carga do Blecaute

Sistema	Início	Recomposição Completa	Tempo da interrupção	Carga interrompida	Demanda máxima (recorde)	Duração Equivalente
N	15h48min	17h50min	123 min	5.750 MWméd	85.707	8,3 mins
NE	15h48min	21h51min	363 min	12.320 MWméd		52,3 mins
S	15h48min	15h57min	10 min	1.084 MWméd		0,1 mins
SE	15h48min	15h57min	10 min	2.581 MWméd		0,3 mins
					DREQ	61 mins

Métrica de DREQ (severidade)^[3]

Classificação	DREQ (severidade)
Aceitável	<1
Não Severo	1-10
Severo	10-100
Muito Severo	100-1000
Catastrófico	1000-10000

Veloz e Santamaria^[3] propõem uma métrica para classificação da Duração Equivalente de Interrupção de Carga (parâmetro de severidade – *severity* – descrito pelos autores). Utilizando-se esta métrica, o blecaute de 21 de março pode ser classificado como “**severo**”.

[3] VELOZA, O. P. e SANTAMARIA, F. *Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidents and review of main causes*. The Electricity Journal vol 29. Pag 42-49. Setembro 2016.

Veloza e Santamaria^[3] fizeram um levantamento de 14 blecautes ocorridos entre 2003 e 2015, aos quais adicionou-se o blecaute ocorrido em dia 21 de março de 2018 no Brasil.

Blecautes levantados por Veloza e Santamaria ^[3]

Blecaute	Data	Pessoas Afetadas	Carga Interrompida (MW)	Recomposição completa (horas)	DREQ (Severity)	Classificação
Londres	28/ago/03	410.000	724	1	2	Não Severo
Florida	26/fev/11	3.000.000	3.650	3	2,2	Não Severo
UCTE (operador europeu)	04/nov/06	45.000.000	14.500	2	4,4	Não Severo
Brasil	04/fev/11	40.000.000	8.884	3	24,7	Severo
América do Norte	14/ago/03	50.000.000	61.800	72 (EUA) e 192 (Canadá)	28	Severo
Irã	31/mar/03	22.000.000	7.063	8	30	Severo
Arizona e Baja	08/set/11	8.100.000	7.835	12	31,4	Severo
Dinamarca e Suécia	23/set/03	4.000.000	6.550	5	33	Severo
Brasil	21/mar/18	70.000.000	21.735	6	61	Severo
Índia	31/jul/12	670.000.000	48.000	8	110,8	Muito Severo
Atenas	12/jul/04	5.000.000	4.500	5	142,1	Muito Severo
Colômbia	26/abr/07	41.160.000	6.644	5	197,3	Muito Severo
Itália	28/set/03	57.000.000	24.000	8	225	Muito Severo
Paquistão	24/ago/06	160.000.000	11.160	6	246,5	Muito Severo
Turquia	31/mar/15	70.000.000	32.200	7	314,5	Muito Severo
MÉDIA		83.044.667	17.283	14	97	

Fonte: Adaptado de Veloza e Santamaria^[3]. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

[3] VELOZA, O. P. e SANTAMARIA, F. Analysis of major blackouts from 2003 to 2015: Classification of incidentes and review of main causes. The Electricity Journal vol 29. Pag 42-49. Setembro 2016.

Conforme se depreendeu da análise do ONS, o blecaute se deu principalmente devido a falha humana: ajuste e programação do sistema de proteção realizados na Subestação Xingu não foram condizentes com o projeto especificado.

Blecautes ocorrem em qualquer sistema elétrico do mundo, e o Brasil não se mostra uma exceção. Uma comparação do blecaute do dia 21 de março com outros eventos observados internacionalmente mostrou que o sinistro se mostrou o 9º pior dos 15 blecautes no quesito Duração Equivalente de Interrupção de 66 minutos (valor abaixo da média de 97 minutos).

Ressalta-se que o Sistema Interligado Nacional brasileiro é um sistema elétrico de proporções continentais, cuja operação de recomposição se mostra mais complexa. Apesar disso, o sistema apresentou tempo de recomposição completa de 6 horas (valor abaixo da média de 14 horas).

2 Questões do Ano

Déficit na Geração Hídrica



1 Blecaute de 21 de Março de 2018

- Qual foi a causa do sinistro?
- Como ocorrem blecautes?
- Qual foi a magnitude do incidente?

2 Déficit na Geração Hídrica

- Qual foi o impacto no mercado?
- Quais são as causas do déficit da geração hídrica?

3 Bandeiras Tarifárias

- Por que houve o déficit na Conta Bandeiras?
- Por que o mecanismo de acionamento mudou?
- O que foi a auditoria do TCU?

2 Questões do Ano

Déficit na Geração Hídrica

Qual foi o impacto no mercado?

Aumento dos valores devidos no Mercado de Curto Prazo:

- de 2,5 bilhões de reais (junho de 2017)
- para 6,0 bilhões de reais (dezembro de 2017), ou 140% de aumento em apenas seis meses.

É possível identificar as causas do déficit da geração hídrica?

As causas podem ser classificadas de acordo com duas tipificações:

- Insuficiência de recursos:
 - (i) Hidrologia adversa;
 - (ii) Restrição da Transmissão; e
 - (iii) Antecipação da Garantia Física de Usinas em Motorização.
- Deslocamento da Geração Hídrica:
 - (i) Geração Térmica Fora da Ordem de Mérito;
 - (ii) Redução da Demanda com Ajuste sobre UHEs; e
 - (iii) Contratação de Outras Fontes.

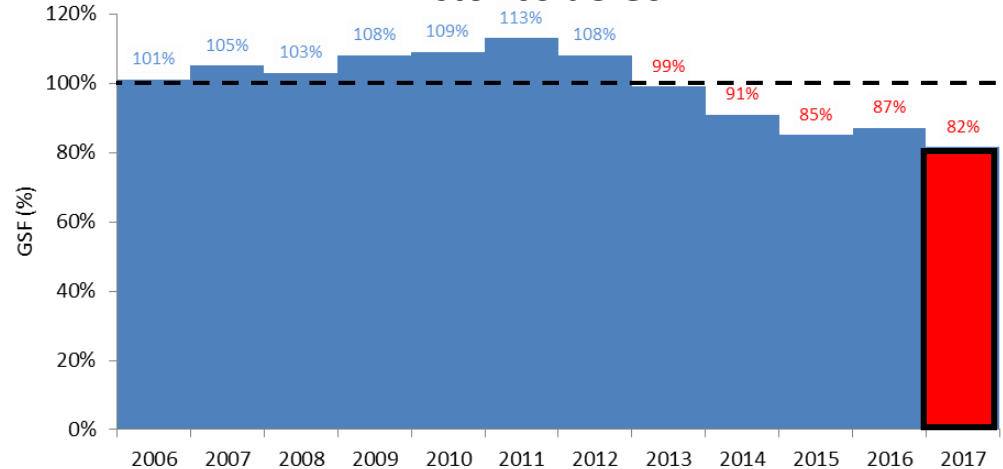
2 Déficit da Geração Hídrica Qual foi o impacto no mercado?

Houve uma **redução do GSF** no ano de 2017, que fechou com uma média de **82%** (pior ano desde 2006).

Este fator, combinado com uma alta dos preços no Mercado de Curto Prazo (MCP) no final de 2017, provocou uma explosão dos valores devidos no MCP referentes às liminares judiciais. Estes valores, que em junho/2017 acumulavam um passivo de R\$ 2,5 bilhões, alcançaram R\$ 6,0 bilhões em dezembro/2017 (**aumento de 140% em 6 meses**).

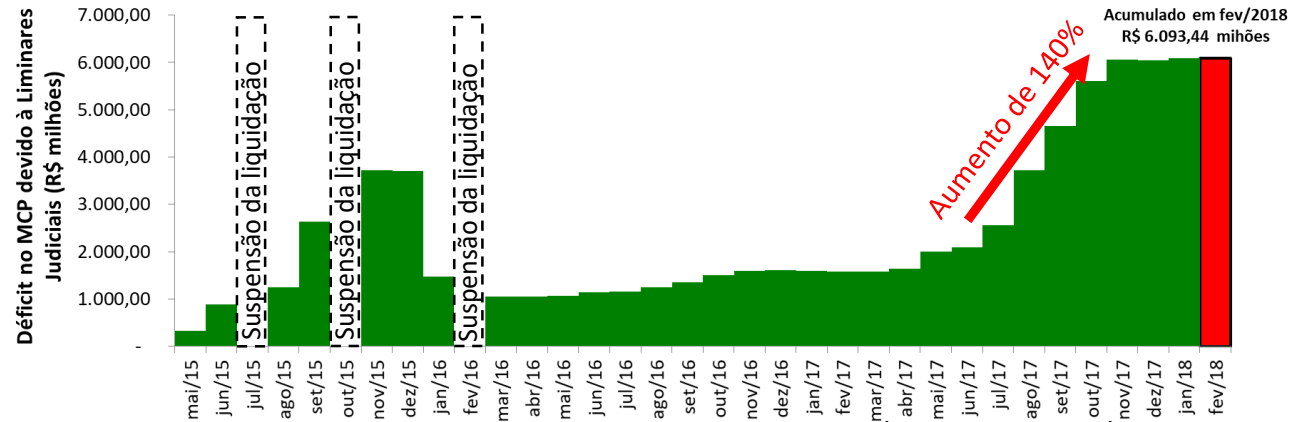
O GSF (*Generation Scaling Factor*) é um fator que determina a razão da soma da geração observada das usinas hidrelétricas pelas suas obrigações comerciais. Um detalhamento sobre o GSF e sua relação com a inadimplência no MCP é feito na 11ª edição do Programa Energia Transparente (pg. 49-63).

Histórico de GSF



Fonte: InfoPLD – primeira semana operativa de maio/2018(CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Déficits no MCP devido ao GSF



Fonte: Resultado da Liquidação Financeira do MCP – maio/2016 a fevereiro/2018 (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

As causas deste baixo índice GSF observado em 2017 podem ser divididas em duas vertentes:

1. Insuficiência dos Recursos
Redução da oferta de energia das UHEs do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Hidrologia adversa;
Restrição da Transmissão; e
Antecipação da Garantia Física de Usinas em Motorização.

2. Deslocamento Hídrico
Limitação do montante demandado de energia das UHEs no MRE.

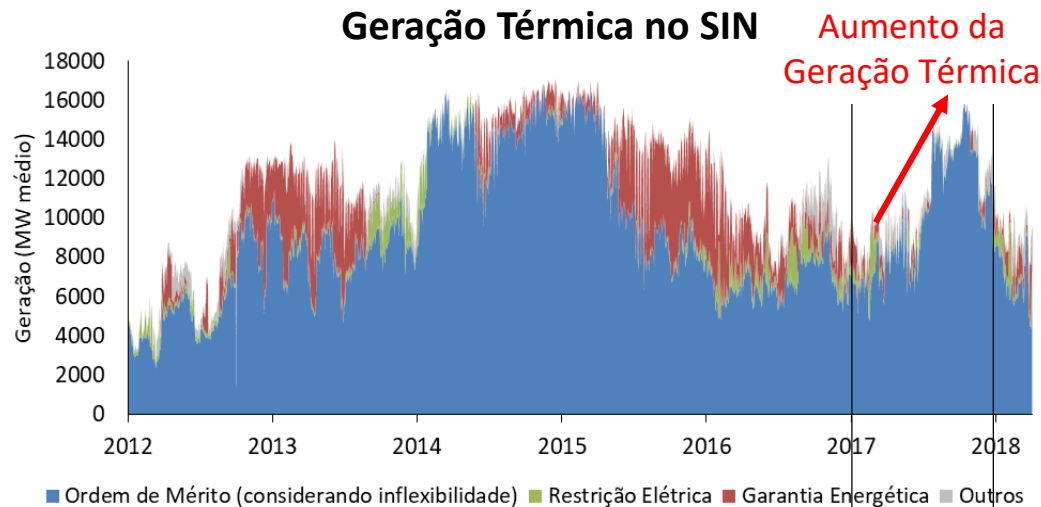
Geração Térmica Fora da Ordem de Mérito;
Redução da Demanda com Ajuste sobre UHEs; e
Contratação de outras fontes.

Qual são as causas?

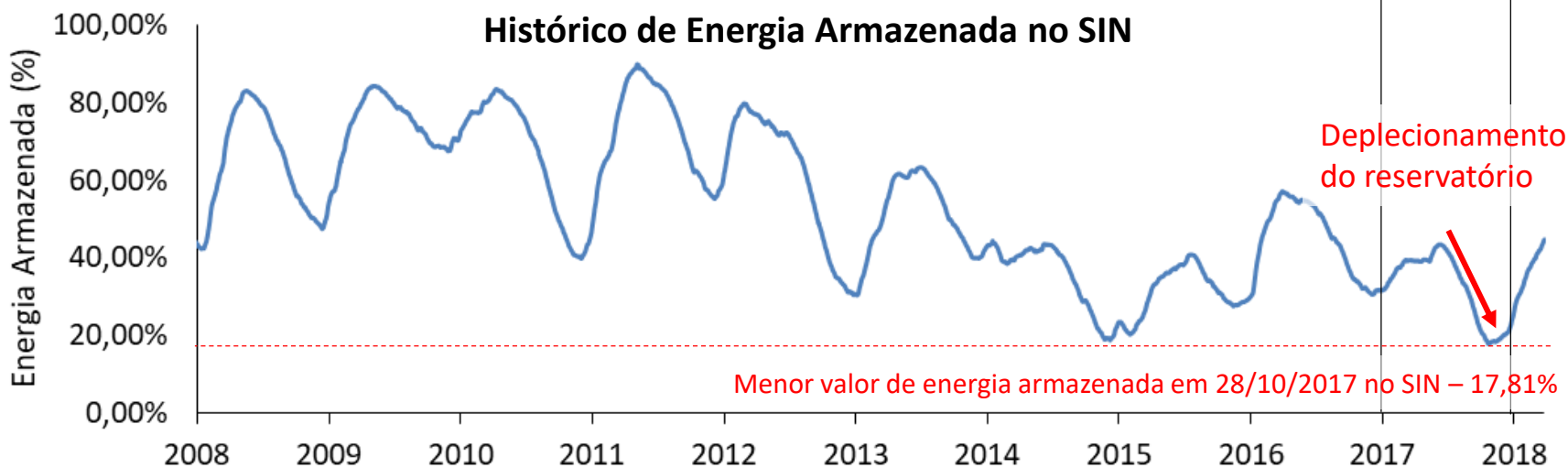
Insuficiência dos Recursos: Hidrologia Adversa

Apesar do alto despacho térmico em 2017, houve um deplecionamento do nível dos reservatórios, **chegando ao nível crítico de 17,81%** da energia armazenada em 28 de outubro de 2017 (menor valor do histórico datado desde 2000).

Geração Térmica no SIN



Histórico de Energia Armazenada no SIN

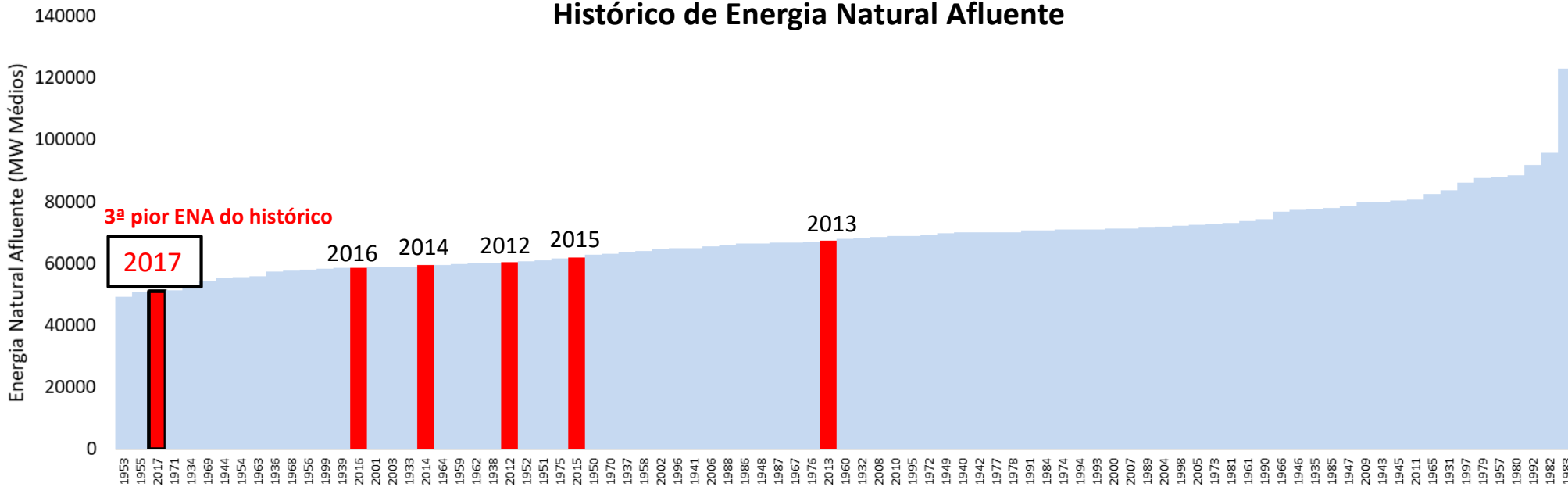


Fonte: Histórico da Operação e Boletim Diário da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Avaliando-se a afluência nas usinas por meio da **Energia Natural Afluente (ENA)** média anual (considerando-se o parque de usinas hidrelétricas atual), o ano de 2017 apresentou uma hidrologia crítica, sendo a **3ª pior** do histórico desde 1931. Como resultado, há um déficit do insumo (afluência) nas UHEs para a produção de energia elétrica.

A ENA foi calculada considerando-se a vazão natural afluente para cada usina hidrelétrica e sua produtividade equivalente com 65% do volume do reservatório. O cálculo do parâmetro considerou que o parque existente em 2018 existiu durante todo o período de análise (1931-2018).

Histórico de Energia Natural Afluente



Fonte: Histórico de vazões naturais afluentes mensais no deck de dados de entrada do Newwave da primeira semana operativa de abril de 2018 (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O atraso de linhas de transmissão pode resultar na impossibilidade de escoamento de energia de unidades de geração.

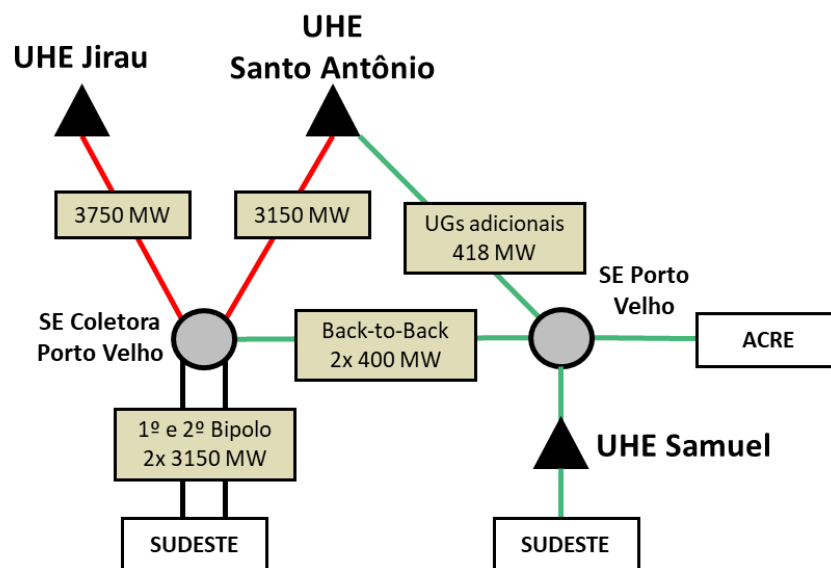
Um caso emblemático desta situação foi o **projeto do sistema de transmissão dos empreendimentos no Rio Madeira**, que possui:

- Capacidade de transmissão de 6.300 MW para o Sudeste nos dois bipolos da SE Coletora Porto Velho; e
- Conversão para o sistema em corrente alternada no Back-to-Back com capacidade de conversão total de 800 MW para escoamento para o Acre e Subsistema Sudeste.

Diferentemente de grande parte do sistema de transmissão do Brasil, o sistema do Rio Madeira, juntamente com o sistema de transmissão de Itaipu, opera em corrente contínua (HVDC – High Voltage Direct Current) nos dois bipolos da SE Coletora Porto Velho. Uma descrição deste sistema é feita por Graham et al.^[6].

[6] GRAHAM, J. F. HOLMGREN, T. FISCHER, P. SHORE, N. L. **The Rio Madeira HDVC System – Design aspects of Bipole 1 and the conector to Acre-Rondônia**. CIGRÉ Session, Paris, 2012.

Diagrama do sistema de transmissão das UHEs do Rio Madeira



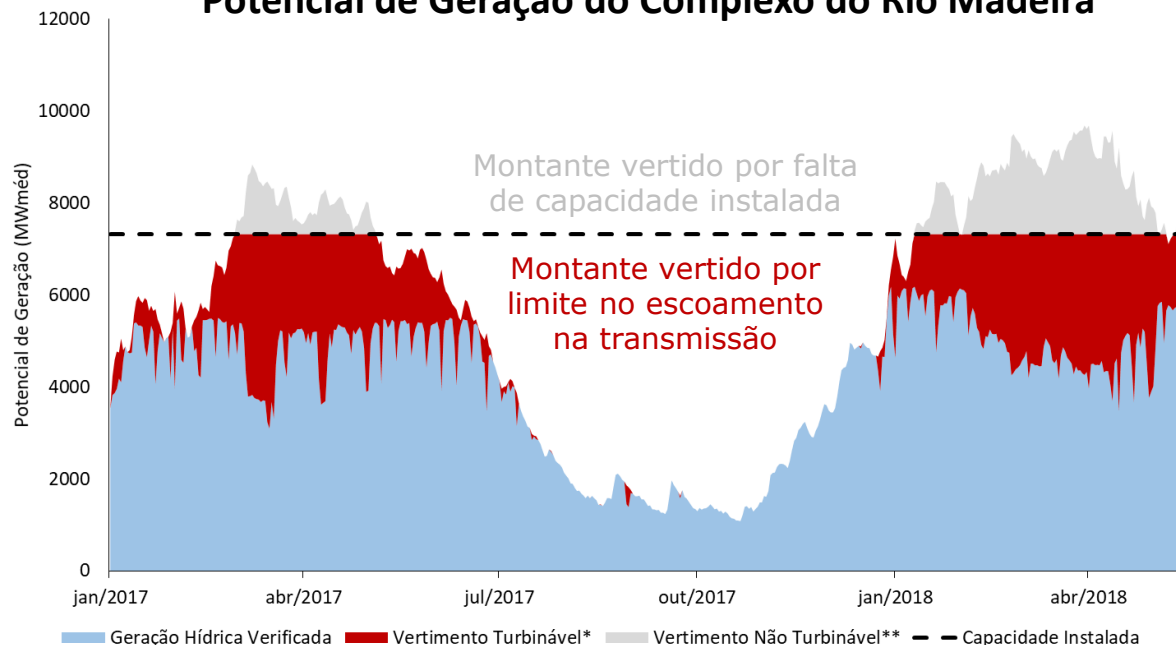
Fonte: Adaptado do Relatório de Monitoramento Conjunto da Implantação de Instalações de Geração e de Transmissão – Dezembro/2016 (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil

Em Janeiro de 2017, todas as máquinas geradoras de ambas as usinas de Jirau e Santo Antônio se encontravam em operação comercial (disponibilizando 7.318 MW de potência). Apesar disso, houve limitação no escoamento desta energia devido à **falta de concatenação na entrada do sistema de transmissão em HVDC**.

Apesar de os bipolos estarem prontos, há pendências que restringem a operação em determinadas configurações, limitando o escoamento destes ativos a 4.700 MW.

Observa-se que grande parte da energia que poderia ser gerada pelas UHEs do Rio Madeira foi vertida por esta restrição da transmissão. **Este déficit foi então absorvido no MRE**, agravando o problema do GSF.

Potencial de Geração do Complexo do Rio Madeira



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

*Trata-se da vazão passível de ser turbinada considerando-se a capacidade instalada da usina multiplicada pela produtividade média das usinas.

**Parcela da vazão que não é passível de ser turbinada multiplicada pela produtividade média das UHEs Jirau e Santo Antônio.

Qual são as causas?

Insuficiência dos Recursos: Antecipação da GF de UHEs em Motorização

A Garantia Física de um empreendimento é atribuída gradualmente conforme as máquinas geradoras entram em operação durante a implementação de uma UHE. O número de máquinas para o total atendimento da sua energia garantida é definido como **número de unidades de base**, e nesta condição a UHE está **motorizada**.

Os contratos de concessão de Belo Monte, Jirau e Santo Antônio definiram o número de unidades base como o número de máquinas geradoras a partir do qual a capacidade instalada supera a Garantia Física.

Ou seja, foram adotados:

- uma unidade equivalente para o máximo que a usina poderia gerar (capacidade instalada); e
- o montante assegurado de geração (Garantia Física).

Relação entre Capacidade Instalada e Garantia Física da UHE Belo Monte

Unidade Geradora	Garantia Física (MWméd)	Capacidade Instalada (MW)
1	593,30	611,11
2	1.186,60	1.222,22
3	1.779,90	1.833,33
4	2.373,20	2.444,44
5	2.966,50	3.055,55
6	3.559,80	3.666,66
7	4.153,10	4.277,77
8	4.418,90	4.888,88
9	4.418,90	5.499,99
10	4.418,90	6.111,10
11	4.418,90	6.722,21
12	4.418,90	7.333,32
13	4.418,90	7.944,43
14	4.418,90	8.555,54
15	4.418,90	9.166,65
16	4.418,90	9.777,76
17	4.418,90	10.388,87
18	4.418,90	11.000,00

Fonte: Contrato de Concessão 1/2010-MME da UHE Belo Monte (Aneel). Elaboração: Instituto Acende Brasil

Qual são as causas?

Insuficiência dos Recursos: Antecipação da GF de UHEs em Motorização

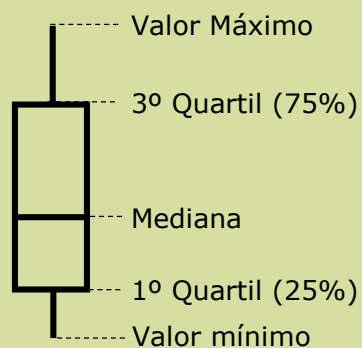
A UHE Belo Monte engloba a instalação de 18 máquinas geradoras que somam 11.000 MW de capacidade instalada.

Para o aproveitamento máximo da **alta variância na afluência do Rio Xingu**, o projeto da usina considerou uma alta capacidade instalada que:

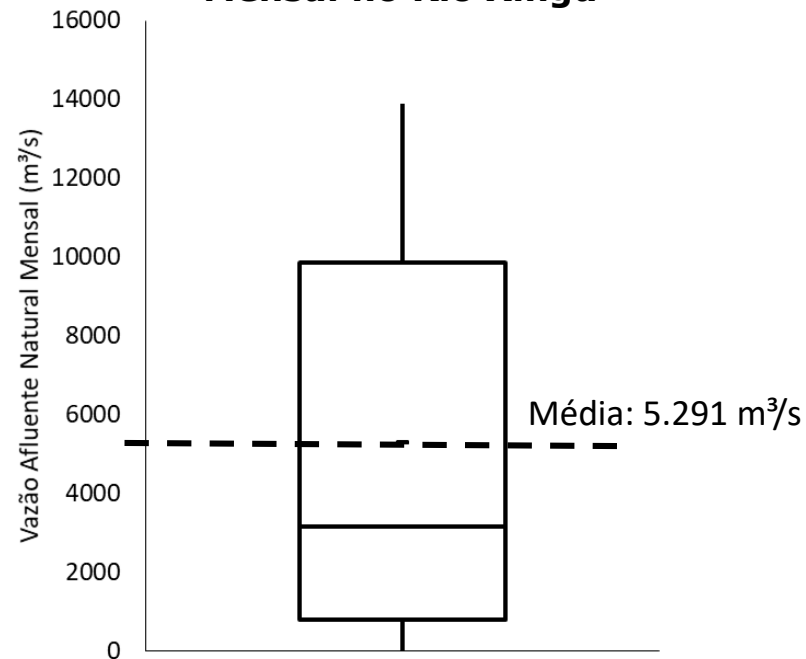
- (i) ficaria com “máquinas ociosas” em períodos secos; e
- (ii) operaria com capacidade máxima em períodos úmidos.

A variância no rio Xingu foi avaliada com base na distribuição de vazão afluente natural média mensal do histórico de 1931 a 2017. Foi realizada uma análise da distribuição de probabilidades das afluências no Rio Xingu, que variou de 0 a 13.900 m³/s. A representação desta distribuição foi feita por meio de um *boxplot*, cuja interpretação é feita conforme figura ao lado.

Leitura de um Boxplot



Boxplot da Vazão Natural Afluente Mensal no Rio Xingu



Fonte: Deck de dados de entrada do Newave para a primeira semana do PLD de maio de 2018 (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Qual são as causas?

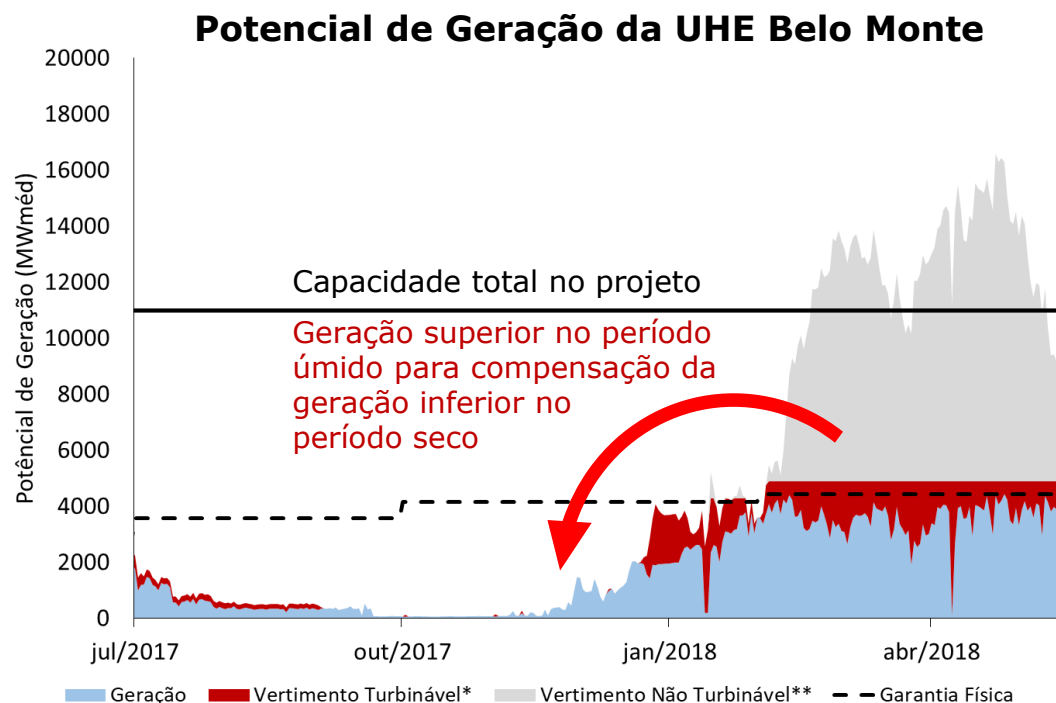
Insuficiência dos Recursos: Antecipação da GF de UHEs em Motorização

O que se observou na UHE Belo Monte no período úmido de 2018 é que houve vertimento devido à limitação na capacidade instalada (parcela do "vertimento não turbinável"). Este montante não utilizado **compensaria a geração inferior durante o período seco, possibilitando que a usina produzisse a sua expectativa de geração** (Garantia Física).

A geração média nesta usina entre jul/2017 e jun/2018 foi de 1.945 MW_{méd}, enquanto a sua Garantia Física em jul/2017 era de 3.560 MW_{méd} (chegando ao total de 4.419 MW_{méd} em fev/2018).

Em fevereiro de 2018 entrou em operação comercial a 8ª unidade geradora, atribuindo a Belo Monte a totalidade de sua Garantia Física.

Assim, **a efetiva capacidade instalada foi insuficiente para cobrir a sua Garantia Física**, produzindo déficits de geração que foram repassados ao MRE.



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

1. Insuficiência dos Recursos
Redução da oferta de energia das UHEs do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).



Afluência deficitária;
Deplecionamento dos Reservatórios;
Atraso de linhas de transmissão; e
Antecipação da Garantia Física de Usinas em Motorização.

2. Deslocamento Hídrico
Limitação do montante demandado de energia das UHEs no MRE.

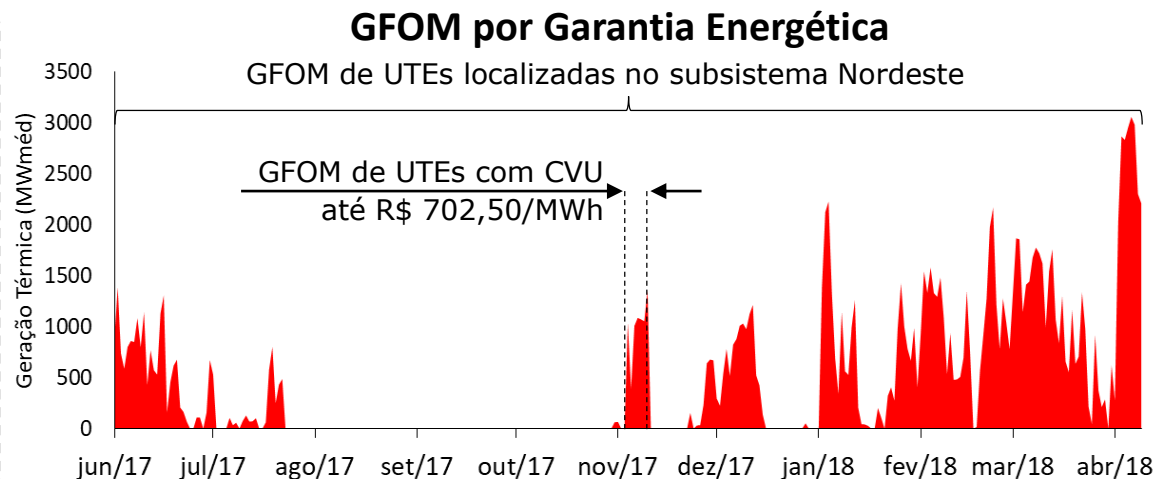


Geração Térmica Fora da Ordem de Mérito;
Redução da Demanda com Ajuste sobre UHEs; e
Contratação de outras fontes.

A Geração Térmica Fora da Ordem de Mérito (GFOM) por segurança energética é o despacho de usinas não previsto pelos modelos computacionais de otimização energética, despacho este comandado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para garantia do suprimento energético. Trata-se de um **despacho térmico para preservação dos reservatórios hídricos que tem como consequência a redução da geração hidrelétrica.**

Para preservar o nível do reservatório das UHEs Tucuruí e Sobradinho, o CMSE deliberou que o ONS realizasse a GFOM por segurança energética nas regiões Norte e Nordeste em junho de 2016. Durante grande parte do período de junho de 2017 a abril de 2018, a GFOM se limitou às usinas térmicas localizadas no subsistema Nordeste. Complementarmente, durante a semana de 4 a 10 de novembro de 2017 foi realizado comando específico pelo CMSE da GFOM de usinas com CVU de até R\$ 702,50/MWh em todo o SIN.

Devido ao alto nível da GFOM desde 2012, foi aberta pela Aneel a Audiência Pública 71/2017. Este intensivo despacho térmico resultou na antecipação de manutenções nas usinas termelétricas, provocando maiores custos aos geradores. Segundo a Nota Técnica 129/2017, algumas termelétricas chegaram a ser acionadas 50 vezes em um único mês devido ao GFOM. A proposta da audiência é classificar esta geração como serviço ancilar de controle de frequência complementar, durante o qual as usinas termelétricas se comportam como reserva de potência para as variações de carga, geração eólica e limites de intercâmbio.

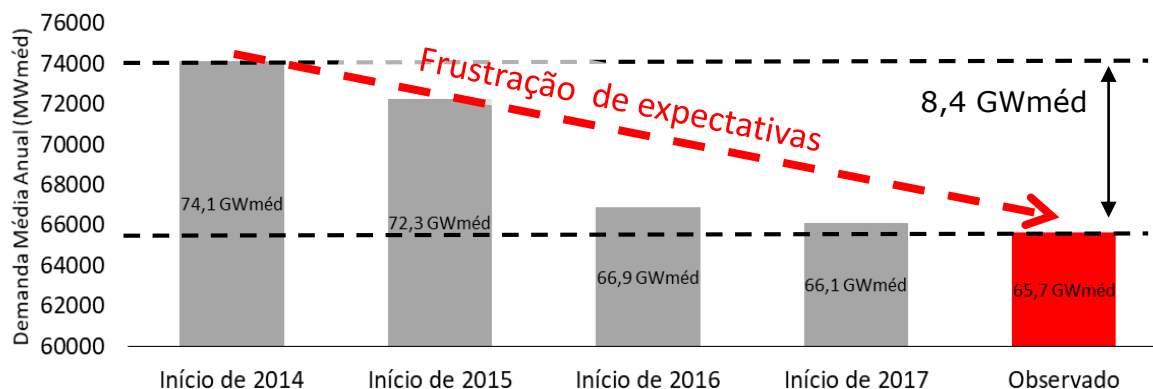


Desde 2014 houve estagnação da carga de energia, havendo assim uma redução do montante de geração de energia elétrica pelas hidrelétricas. As previsões da carga para o ano de 2017 têm sido revisadas para baixo. A frustração de expectativas de 2014 para 2018 é de 8,4 Gwméd.

Como consequência, houve uma maior contratação de geração nos Leilões de Energia Nova (com horizonte de 3 a 5 anos à frente), resultando em uma expansão do parque gerador acima da demanda observada.

Há, assim, uma **redução do montante de energia a ser atendido pelas hidrelétricas.**

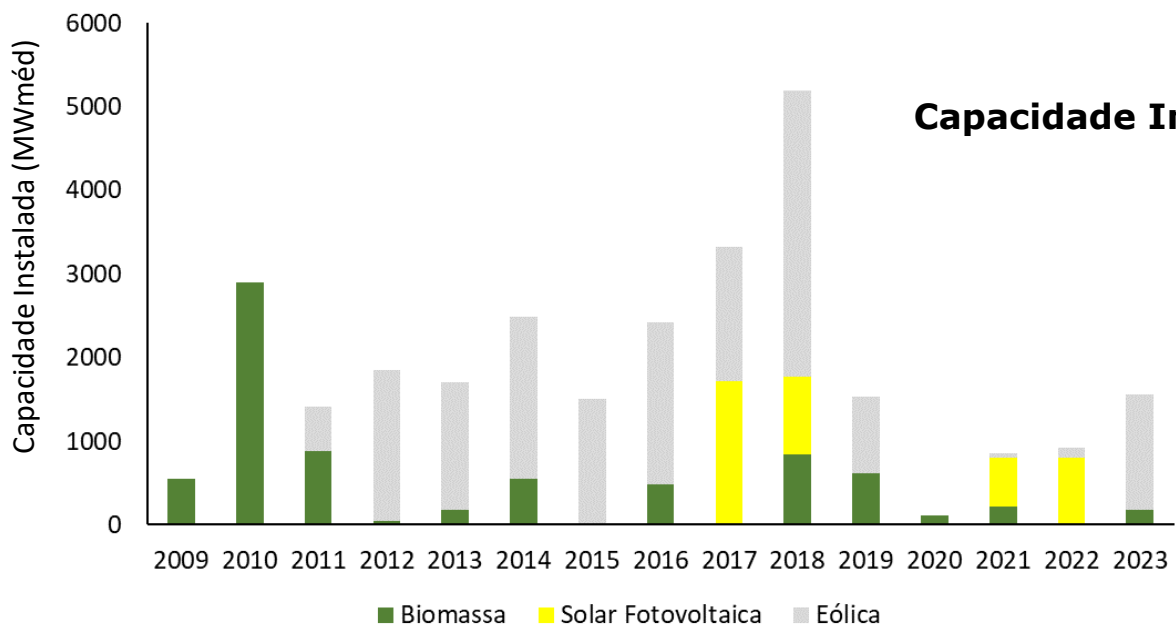
Previsão da carga média em 2017



Fonte: Deck de dados de entrada para a primeira semana de janeiro de 2014, 2015, 2016, 2017 (CCEE) e Histórico da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Com a metodologia de otimização energética, o operador define usinas respeitando a ordem de mérito para o despacho das usinas geradoras. Neste contexto, **usinas que foram contratadas “por disponibilidade com CVU nulo” (termelétricas a biomassa, solar fotovoltaica e eólicas) produzem energia na sua disponibilidade total, deslocando a geração das hidrelétricas.**

Contratação de Termelétricas a Biomassa, Solares Fotovoltaica e Eólicas em leilões de Energia Nova e Reserva



Capacidade Instalada contratada entre 2009 a 2023:

Biomassa: 7.568 MW

Solar: 4.033 MW

Eólica: 16.739 MW

Total: 28.340 MW

Fonte: Resultados Consolidados – Leilões de Energia (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O baixo GSF tem produzido efeitos negativos crescentes. Uma das principais causas da baixa geração hídrica é a hidrologia adversa em 2017, que foi a 3ª pior desde 1931. Além disso, outros fatores comprometeram o GSF: (a) atrasos nas linhas de transmissão; (b) antecipação da Garantia Física de usinas a fio d'água; (c) geração térmica fora da ordem de mérito (GFOM); (d) redução da demanda; e (e) contratação de outras fontes. Esta conjunção de fatores levou a um GSF de 82% em 2017, menor valor observado do histórico levantado.

Como diversas hidrelétricas possuem liminares para evitar a sua exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP), o baixo GSF produziu um aumento dos débitos que não puderam ser arrecadados pela CCEE, culminando no déficit na liquidação do MCP devido a liminares do GSF que chegou a R\$ 6 bilhões em fevereiro de 2018, permanecendo atualmente neste patamar.

A resolução das liminares do GSF é fundamental para a funcionalidade do mercado de energia. A situação atual não apenas prejudica os credores, cujos recebíveis são utilizados para cobrir os déficits do mercado, como também inviabiliza alguns avanços regulatórios como, por exemplo, o programa piloto de resposta a demanda instituído em janeiro de 2018 que não teve nenhuma adesão até maio de 2018.

Tramita no Senado o Projeto de Lei da Câmara (PLC) 77/2018 (referido como PL 10.332/2018 na Câmara dos Deputados), que propõe nova repactuação do risco hidrológico, segundo a qual os geradores hidrelétricos seriam compensados pelos seguintes efeitos sobre o GSF, de forma retroativa até 2013: (1) GFOM; (2) importação de energia; (3) redução da carga por oferta de consumidores (resposta à demanda); (4) restrição de escoamento de energia por limitação em transmissão; e (5) diferença entre Garantia Física outorgada e agregação efetiva de cada unidade geradora na motorização de usinas.

Esta iniciativa parlamentar merece mobilização do setor e da sociedade para que o mercado de energia volte a funcionar normalmente e para que se caminhe para uma solução estrutural que restabeleça os princípios de compartilhamento de risco que deram origem ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

1 Blecaute de 21 de Março de 2018

Qual foi a causa do sinistro?

Como ocorrem blecautes?

Qual foi a magnitude do incidente?

2 Déficit na Geração Hídrica

Qual foi o impacto no mercado?

Quais são as causas do déficit da geração hídrica?

3 Bandeiras Tarifárias

Por que houve o déficit na Conta Bandeiras?

Por que o mecanismo de acionamento mudou?

O que foi a auditoria do TCU?

Alteração do Mecanismo de Bandeiras Tarifárias

Por que houve o déficit na Conta Bandeiras?

Incorporação de novos riscos para o serviço de distribuição de energia elétrica, particularmente o risco hidrológico das usinas hidrelétricas por regime de cotas e de usinas que repactuaram seu risco hidrológico.

Por que o mecanismo de acionamento mudou?

Diferentemente do arranjo desenhado anteriormente, que priorizava o custo de geração térmica para o acionamento das bandeiras tarifárias, observou-se que o fator de maior peso neste custo é o déficit de geração hídrica.

O que foi a auditoria do TCU?

Foi uma avaliação do sistema de bandeira tarifárias. Três principais pontos foram estudados: (i) eficácia do programa como mecanismo de resposta da demanda; (ii) seu impacto sobre as distribuidoras de energia; e (iii) o mecanismo de acionamento das bandeiras.

Por que houve o Déficit?

O que é o sistema de Bandeiras Tarifárias

O Sistema de Bandeiras Tarifárias, criado em 2015, é um mecanismo que atribuí um aumento na tarifa do consumidor regulado quando é identificada uma situação de escassez de suprimento de energia (com maior custo). Trata-se de um instrumento que possibilita **arrecadação de recursos para as distribuidoras de energia** e de sinalização de preços ao consumidor.

Antes do mecanismo de bandeiras tarifárias ser implementado, a Aneel definia uma tarifa fixa a ser cobrada para todos os consumidores nos processos de Revisão e Reajuste Tarifários feitos anualmente. Face ao aumento da volatilidade dos custos variáveis no segmento de distribuição de energia elétrica (provocando graves problemas no fluxo de caixa das empresas), foi criado o sistema de Bandeiras Tarifárias, que passou a permitir a arrecadação de recursos em uma janela mensal. Ressalta-se que os recursos arrecadados são considerados nos processos posteriores de Revisão e Reajuste Tarifários, de forma a neutralizar os impactos ao consumidor regulado no longo prazo. Trata-se, portanto, de um mecanismo que permite melhor alinhamento temporal entre custos e receitas de suprimento de energia para os consumidores regulados atendidos pelas distribuidoras. Uma contextualização e descrição da implementação deste sistema é feita na 10ª Edição do Programa Energia Transparente (pg. 21-26).

Em 2015, a arrecadação de recursos servia principalmente para fazer frente aos custos variáveis com geração térmica dispendidos pelas distribuidoras e com a exposição involuntária.

Como gatilho para acionamento do custo adicional das bandeiras, inicialmente foram definidos patamares de Custo Marginal de Operação do sistema que traduziriam os montantes de geração térmica a ser despachada a cada mês para cobertura dos custos adicionais dos CCEARs por disponibilidade.

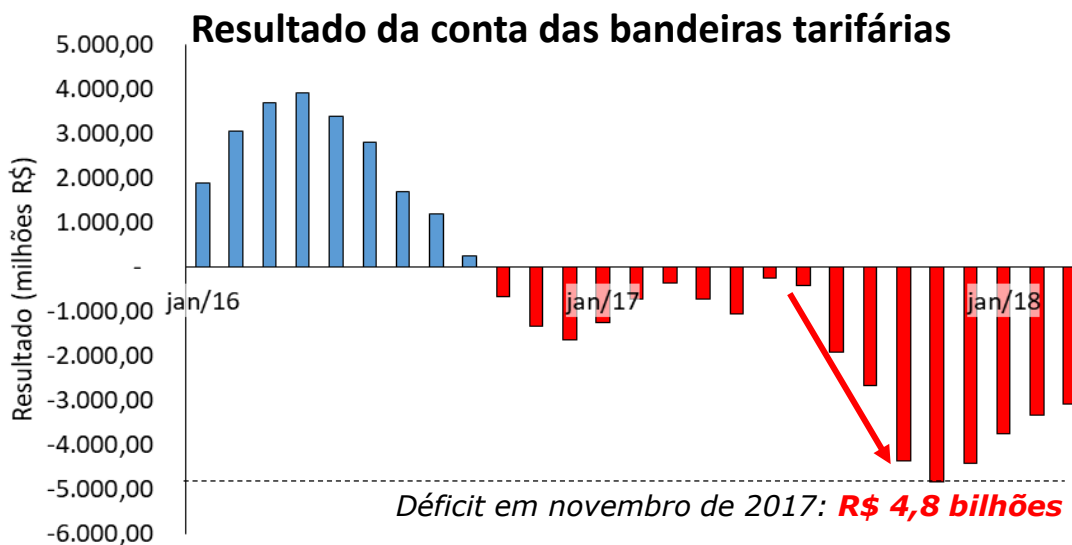
Bandeira Tarifária adotada em 2015

Bandeira	Gatilho (CMO)	Incremento
Verde	-	-
Amarela	R\$ 200 /MWh	R\$ 15/MWh
Vermelha	R\$ 350 /MWh	R\$ 30 /MWh

3 Por que houve o Déficit?

Déficit das Bandeiras Tarifárias

No entanto, observou-se em outubro de 2017 que os valores arrecadados pelo mecanismo de bandeiras tarifárias não eram suficientes para cobrir os custos mensais dos consumidores regulados atendidos pelas distribuidoras. O déficit acumulado chegou a R\$ 4,8 bilhões.



Fonte: Apuração da Conta Bandeiras de janeiro de 2016 a março de 2018 (Aneel). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Em 26 de outubro de 2017 foi aberta pela Aneel a Audiência Pública 61/2017 para discussão da Conta Bandeiras. De acordo com a Nota Técnica 133/2017-SRG-SEM-SGT/Aneel, observou-se que, de janeiro de 2015 a junho de 2017, o GSF foi o fator mais impactante no custo das bandeiras, com um **peso de 63%**.

Por que houve o Déficit?

Incorporação de novos riscos atribuídos ao consumidor

Com o processo de renovação dos contratos de UHEs a partir da Medida Provisória 579/2012, criou-se um novo regime de concessão por meio de cotas de Garantia Física. Os agentes seriam responsáveis apenas pela manutenção das usinas, obtendo a quitação do saldo dos ativos ainda não depreciados de seus empreendimentos e uma nova tarifa de energia. Nesta condição, os riscos hidrológicos passariam a ser assumidos pelos consumidores, retirando da tarifa a ser paga pelos geradores a parcela de prêmio de risco.

Uma análise realizada pelo Instituto Acende Brasil^[7] demonstrou que, devido ao déficit de geração das hidrelétricas, os consumidores atendidos pelos “Contratos de Cotas de Garantia Física” tiveram que adquirir energia num preço entre R\$ 129,00/MWh e R\$ 135,00/MWh, valor superior ao custo médio da energia de Novos Empreendimentos de R\$ 125,00/MWh.

Atualmente, as Bandeiras Tarifárias arcam os custos de:

- (i) Contratos por disponibilidade (CCEARs);
- (ii) Exposições involuntárias por insuficiência de lastro;
- (iii) ESS pela GFOM e por despacho na ordem de mérito de usinas cujo CVU superior ao PLD_{max} ;
- (iv) Exposição ao MCP por insuficiência de geração das usinas por cota;
- (v) Exposição ao MCP por insuficiência de geração das usinas que repactuaram o risco hidrológico; e
- (vi) Exposição ao MCP por insuficiência de geração da usina de Itaipu;

Riscos de geração atribuídos ao consumo

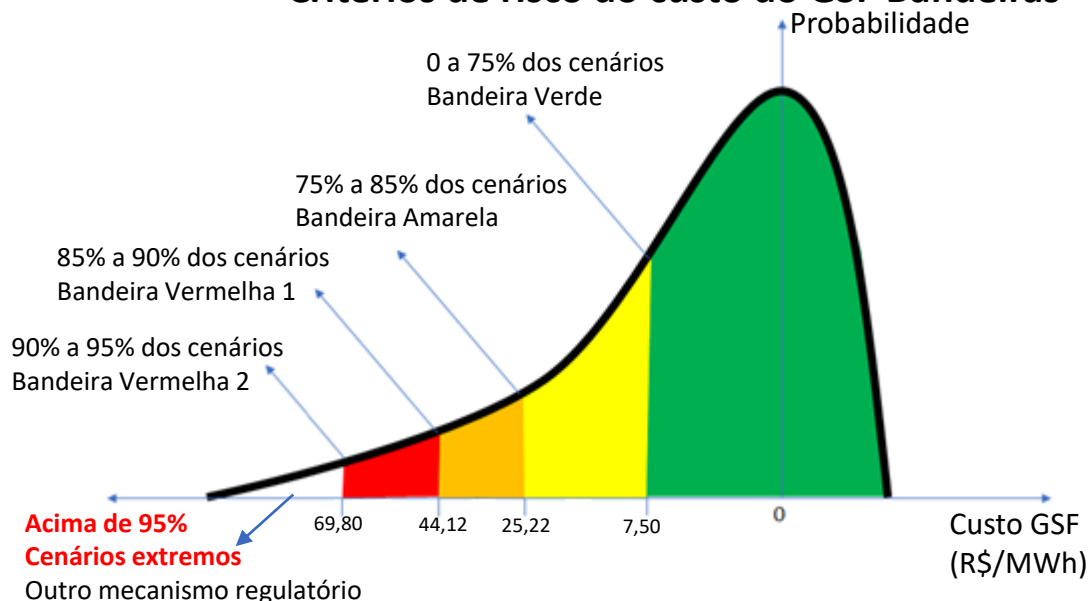
[7] SALES, Cláudio e HOCHSTETLER, Richard. **A Ilusória economia no regime de cotas**. O Estado de S. Paulo. Publicado em 08 de maio de 2018.

3 Por que o mecanismo mudou?

Parâmetro principal do gatilho de acionamento: GSF

Antes da finalização da AP 61/2017, adotou-se a partir de novembro de 2017, em caráter extraordinário, a nova metodologia para definição do gatilho das bandeiras tarifárias, que consideraria uma relação entre a geração hídrica prevista e a Garantia Física do sistema ($GSF_{Bandeiras}$). Também foi considerada uma amostra histórica de valores unitários para o GSF desde 2001 como parâmetro do gatilho.

Critérios de risco do custo do GSF Bandeiras



Inferência histórica do GSF Bandeiras

Verde		Amarela		Vermelha 1		Vermelha 2			
Valor	Limite Inferior	Valor	Limite Superior	Limite Inferior	Valor	Limite Superior	Limite Inferior	Valor	Limite Superior
7,50	7,51	10,00	25,22	25,23	30,00	44,12	44,13	50,00	69,80

Considerando-se os limites inferior e superior para cada bandeira tarifária obtidos de uma análise estatística do custo relacionado ao GSF, definiram-se PLDs para acionamento de cada bandeira tarifária.

$$PLD_{liminf_patamar} = \text{MIN} \left[PLD_{Max}, \text{MAX} \left[PLD_{Min}, \frac{\text{Lim_inf_patamar}}{\left(1 - \frac{GH_{Band}}{GSF_{Band}}\right)} \right] \right]$$

$$PLD_{limsup_patamar} = \text{MIN} \left[PLD_{Max}, \text{MAX} \left[PLD_{Min}, \frac{\text{Lim_sup_patamar}}{\left(1 - \frac{GH_{Band}}{GSF_{Band}}\right)} \right] \right]$$

Fonte: Adaptado da Nota Técnica 040/2018-SRG-SEM-SGT (Aneel). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

3 Por que o mecanismo mudou?

Ábaco de gatilho de acionamento

Foi criado também o ábaco de gatilho das bandeiras. Para cada previsão de **GSF_{band}** previsto para o próximo mês, e para cada intervalo de **PLD**, define-se a bandeira tarifária vigente.

Definição da Bandeira utilizando o ábaco de gatilho

GSF Band	Verde		Amarela		Vermelha 1		Vermelha 2	
	PLD _{liminf} (R\$/MWh)	PLD _{limsup} (R\$/MWh)	PLD _{liminf} (R\$/MWh)	PLD _{limsup} (R\$/MWh)	PLD _{liminf} (R\$/MWh)	PLD _{limsup} (R\$/MWh)	PLD _{liminf} (R\$/MWh)	PLD _{limsup} (R\$/MWh)
0.99	40.16	505.18						
0.98	40.16	375.00						
0.97	40.16	250.00						
0.96	40.16	187.50						
0.95	40.16	150.00			504.41	505.18		
0.94	40.16	125.00	125.01	420.33	420.34	505.18		
0.93	40.16	107.14	107.15	360.29	360.30	505.18		
0.92	40.16	93.75	93.76	315.25	315.26	505.18		
0.91	40.16	83.33	83.34	280.22	280.23	490.22	490.23	505.18
0.90	40.16	75.00	75.01	250.20	250.21	441.20	441.21	505.18

O **GSF_{band}** é calculado mensalmente pela CCEE e trata da previsão do GSF das usinas do MRE para o próximo mês. Esta variável estabelece a razão entre:

- (i) a previsão de geração hídrica considerando um fator de perdas de 2% (transporte até o centro de carga); e
- (ii) a Garantia Física das usinas do MRE com a ponderação de 55% da GF Sazonalizada e 45% da GF Flat.

O preço utilizado é a média do PLD semanal para o próximo mês ponderada pela carga de cada Submercado.

Assumindo:

GSF previsto de 0,94
 PLD previsto de R\$ 200/MWh

Bandeira Amarela

3

O que foi a auditoria do TCU?

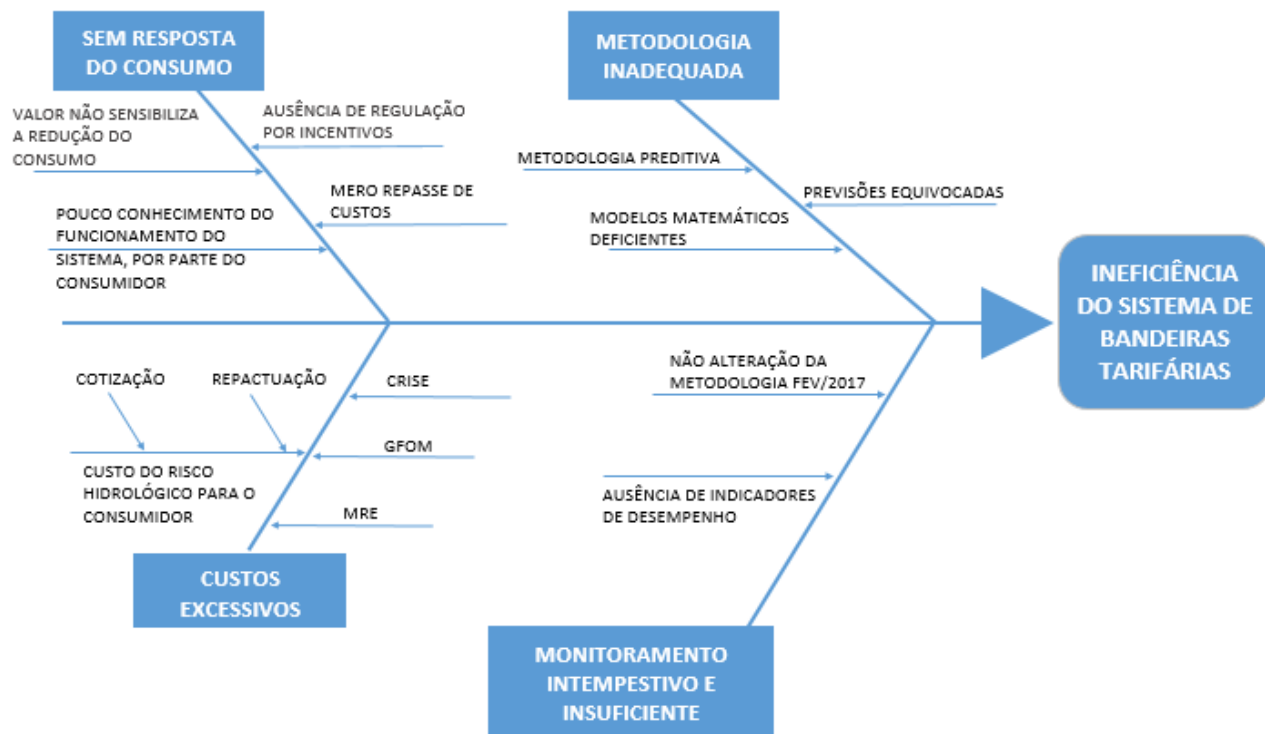
Causas levantadas pelo TCU

Em março de 2018, o Tribunal de Contas da União divulgou o resultado de sua auditoria TC 025.919/2017-2 avaliando o Sistema de Bandeiras Tarifárias (SBT).

Diagrama de espinha de peixe para avaliação das Bandeiras Tarifárias

Segundo o relatório, o sistema de bandeiras tarifárias se mostrou um sistema ineficaz por quatro fatores:

- (i) Falta de sinal para resposta do consumo;
- (ii) Custos excessivos;
- (iii) Metodologia de acionamento inadequada; e
- (iv) Monitoramento do programa intempestivo e ineficiente.



Fonte: Auditoria TC 025.919/2017-2.

O que foi a auditoria?

Síntese do Relatório do TCU

Tema	Fato Observado	Consequência	Determinação/Recomendação
(i) Ineficácia para Resposta do Consumo	Desconhecimento da população sobre o funcionamento das Bandeiras Tarifárias	Consumidor não responde ao sinal econômico	Aneel e EPE avaliem o SBT como mecanismo de resposta a demanda, com criação de indicadores para acompanhamento dos resultados; Aneel realize campanhas publicitárias para divulgação do SBT; e MME e Aneel realinhem o SBT ao seus objetivos.
(ii) Impacto do SBT sobre os consumidores	Distribuidoras têm diferentes datas de reajuste tarifário e revisão tarifária	Subsídio cruzado entre consumidores	Aneel dimensione o subsídio cruzado entre consumidores.
(iii) Acionamento das bandeiras tarifárias	Mudanças legislativas recorrentes incorporaram custos crescentes ao SBT	Constantes mudanças no mecanismo de acionamento	Aneel e MME avalie possível alteração na redação do Decreto 8.401/2015 para abranger estas necessidades.
		Falta de informações suficientes sobre as variáveis que definem os patamares das Bandeiras Tarifárias	Aneel elabore e publique relatório mensal.

Segundo Voto do Diretor da Aneel Tiago de Barros Correia no processo 48500.004186/2017-18, *“a Aneel sempre disponibilizou na sua página da internet (...) todas as informações necessárias à compreensão do acionamento mensal das bandeiras”*.

Com relação ao objetivo do sistema de bandeiras, este atua *“como mecanismo de equalização de fluxo de caixa das distribuidoras”*, com uma hierarquização das bandeiras que *“implica valiosa informação acerca da intensidade dos custos”*. Ambos estes objetivos *“são importantes e não concorrem entre si”*.

Também foi aberta a segunda fase da audiência 061/2017 para aumentar a eficiência econômica nos repasses da Conta, com o objetivo de mitigar o subsidio cruzado existente.

As mudanças dos poderes Executivo e Legislativo incorporaram novos riscos ao consumidor. A fim de refletir esta nova realidade, uma readequação do sistema de bandeiras tarifárias foi realizada pela Aneel, que considerou agora o GSF como principal mecanismo de acionamento.

Em março de 2018 foi divulgada uma auditoria do TCU sobre eficácia deste sistema. Uma crítica feita pelo TCU foi quanto à finalidade deste mecanismo que, segundo a entidade, ora serve como arrecadação de recursos para distribuidoras e ora para sinalização aos consumidores. Fato é que, para o sistema de bandeiras tarifárias, ambos estes objetivos são igualmente importantes, sendo dois lados da mesma moeda.

Apesar disso, há alguns pontos relevantes a serem considerados pela Aneel para aperfeiçoar este mecanismo, como aumentar a abrangência da divulgação de informações e resultados e aumentar a disponibilidade de informações para a população sobre o sistema de bandeiras tarifárias.

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



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



TARIFA E
REGULAÇÃO



RENTABILIDADE



IMPOSTOS E
ENCARGOS



OFERTA DE
ENERGIA



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE

Descrição das mudanças ocorridas
nos Modelos de Otimização

Reservatórios Equivalentes de Energia

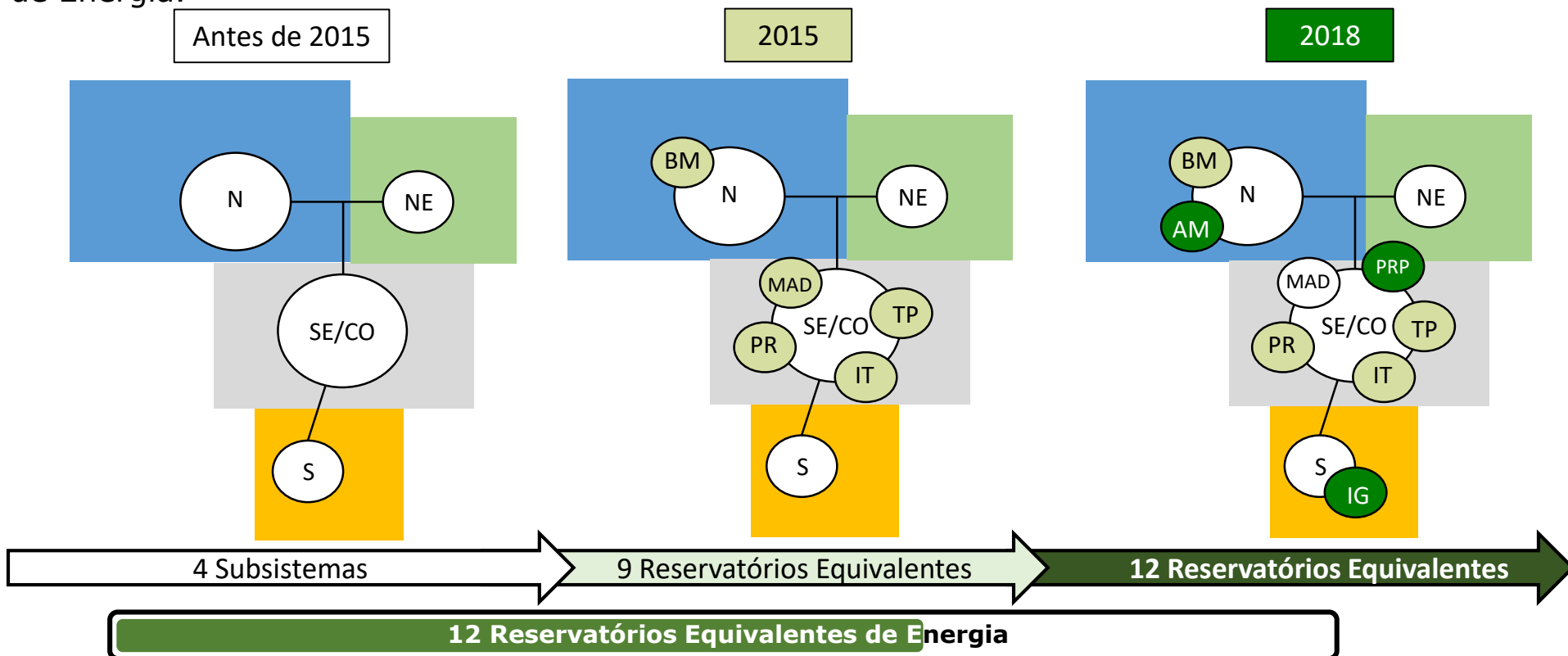
O modelo de otimização hidrotérmica utilizado no Brasil tem como objetivo obter o custo esperado mínimo considerando custos variáveis unitários das usinas térmicas. Este modelo é caracterizado como uma otimização de múltiplos estágios, cuja variável de estado principal é o volume de água armazenado no reservatório das usinas. Devido à esta característica, há um **crescimento exponencial** do número de estados a serem avaliados, agregando assim um alto tempo computacional.

Para mitigar esta problemática, os programas computacionais Newave e Decomp consideram a simplificação das usinas hidrelétricas em representações agregadas de reservatórios equivalentes de energia. Segundo Arvanitidis e Rosing^[4], a representação em reservatórios equivalentes é uma metodologia razoável quando as decisões intertemporais são mais relevantes do que as diferenças entre as hidrelétricas individuais.

[4] ARVANINTIDIS, N. V. e ROSING, J. **Composite Representation of Multireservoir Hydroelectric Power System**. IEEE Transactions of Power Apparatus and Systems Vol. 89, Fevereiro 1970.

Reservatórios Equivalentes de Energia

Até dezembro de 2015, o modelo que vigorava era o de sistemas equivalentes, com a agregação das usinas hidrelétricas em quatro subsistemas: (i) SE/CO; (ii) S; (iii) NE; e (iv) N. Com a homologação do Despacho SRG/Aneel 3276/2015, foi incluída uma nova topologia considerando nove Reservatórios Equivalentes de Energia (REEs). Também houve a discretização das hidrelétricas de Itaipu (IT) e Belo Monte (BM), dos empreendimentos do Rio Madeira (MAD), Teles Pires (TP), e da Bacia do Paraná (PR), localizados nos quatro subsistemas. A partir de janeiro de 2018, foram discretizados os REEs Iguazu (IG), Manaus (AM) e da bacia do Paranapanema (PRP), resultando, assim, em 12 Reservatórios Equivalentes de Energia.



Segundo Carta ONS-339/300/2017, observou-se em simulações retrospectivas para o PMO de 2017 uma redução do CMO em todos os patamares. Considerando-se a condição hídrica presente na ocasião, o operador demonstrou preocupação com a possibilidade de uma redução da geração térmica indicada pelos modelos (e eventual deplecionamento dos reservatórios).

Uma avaliação mais detalhada^[5] realizada pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) indicou que o aumento de 9 para 12 REEs **reduziu o CMO** em 30% para o primeiro mês da simulação de setembro de 2017, sendo observado comportamento semelhante para os meses de outubro e novembro. O CEPEL atribuiu este aumento a dois principais fatores:

- I. Melhor representação da diversidade hidrológica – A separação em um número maior de reservatórios equivalentes de energia resultaria em sinergias hidrológicas entre o REE Paranapanema e o REE Paraná dentro do modelo equivalente;
- II. Aumento da geração não armazenável – A complementariedade entre REE Paranapanema e REE Paraná aumenta o nível de armazenamento esperado do REE Paranapanema, aumentando a geração hidrelétrica de usinas a fio d’água a jusante deste REE (incluindo Itaipu).

[5] André Luiz Diniz. **Análise da representação das topologias com 9 e 12 reservatórios equivalentes de energia no modelo NEWAVE.** Apresentação realizada no Seminário “Modelo Newave – Apresentação dos Estudos da Representação de 12 Reservatórios Equivalentes de Energia” em 13 de novembro de 2017.

Descrição das mudanças ocorridas
nos Modelos de Otimização

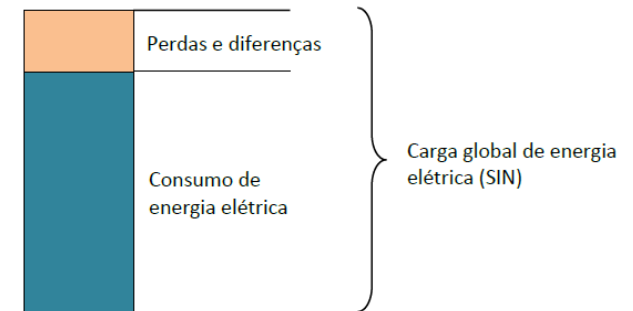
Perdas nos intercâmbios

Conjuntamente com a representação dos 12 REEs, também foi implementada a metodologia de **perda de elétrica nas interligações** a serem incorporadas nos modelos de otimização energética. As perdas na rede elétrica ocorrem predominantemente devido ao Efeito Joule, fenômeno de produção de calor quando uma corrente elétrica passa por um condutor.

Até 2018, a metodologia para considerar o fenômeno de perdas na otimização energética consistia em definir o **requisito energético a ser atendido pelas unidades geradoras** (carga global de energia) como a soma da parcela de consumo energético e a perda no sistema.

A previsão de consumo energético é feita pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com base no consumo de energia por cada classe de consumo e em projeções de crescimento da economia. A partir deste cenário é calculada a parcela de perdas do sistema.

Requisito energético



Fonte: Representação explícita das perdas nos modelos NEWAVE, SUISHI e DECOMP (CPAMP).

Nova representação das perdas nos intercâmbios

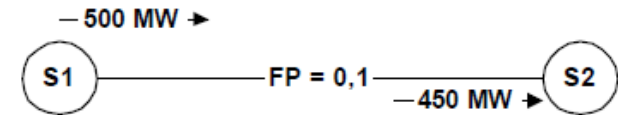
Em 2018 foi incorporada a metodologia de representação de perdas proposta pela CPAMP na Consulta Pública MME 35/2017, por meio do “fator de perda” entre as interligações de cada subsistema. O fator de perda seria aplicado aos fluxos de potência entre subsistemas, reduzindo a energia que seria importada. Incorporando-se esta energia, **a carga não mais seria corrigida pelas perdas para definir o requisito energético do modelo.**

Para fins de valoração dos fatores de perdas elétricas, foi estabelecido um critério de seleção das principais linhas de transmissão do SIN que têm o papel de interligar submercados. Também foram avaliadas linhas que têm impacto significativo na decisão de despacho, como os empreendimentos em corrente contínua para transmissão de energia da UHE Itaipu e dos empreendimentos do Rio Madeira e o sistema de 500 kV para escoamento da energia do Rio Teles Pires.

Na prática, os fatores de perdas foram incorporados aos arquivos LOSS do Newave e Decomp para as interligações de cada subsistema.

A fim de não haver interferência no processo vigente de consolidação e projeção da carga global, foi recomendada a continuação da utilização do requisito energético, reduzido da parcela de perdas. Assim, o Newave começou a considerar a soma de uma carga negativa por meio do arquivo c_adic. O Decomp considerou esta redução por meio de uma usina fictícia em cada subsistema implementada pelo registro de pequenas usinas (PQ) no arquivo de dados gerais.

Representação do fator de perdas

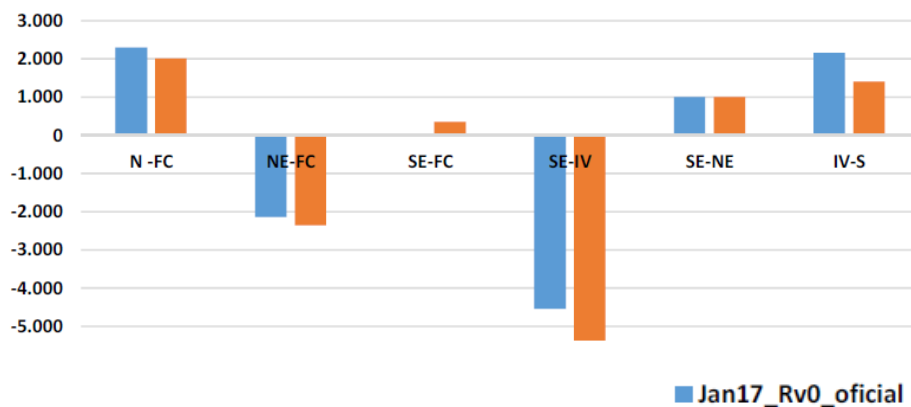


Fonte: Representação explícita das perdas nos modelos NEWAVE, SUISHI e DECOMP (CPAMP).

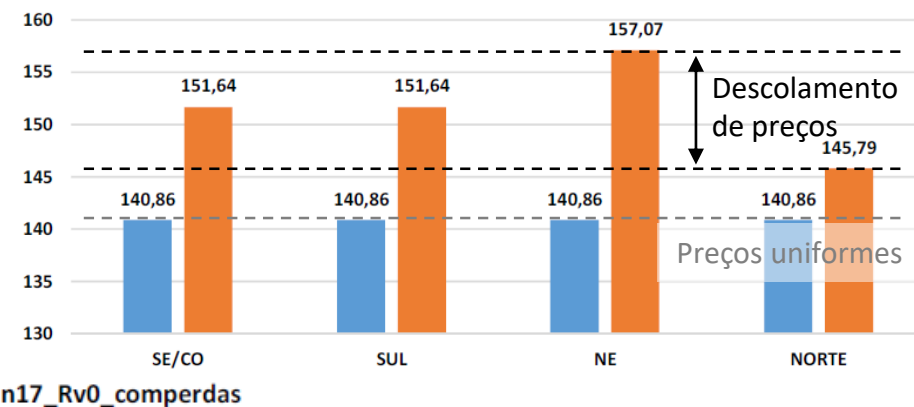
Simulando-se a operação do mês de janeiro de 2017 (1ª semana – Revisão 0) com a nova metodologia de representação das perdas, foi observada uma **mudança do comportamento dos intercâmbios entre regiões** (“gráfico a”). Também observou-se um **aumento do Preço de Liquidação de Energia** (PLD) em todos os subsistemas (“gráfico b”) e um descolamento entre os preços entre subsistemas.

Comparação entre modelos

(a) do intercâmbio



(b) do PLD



Fonte: Representação explícita das perdas nos modelos NEWAVE, SUISHI e DECOMP (CPAMP).

No dia 19 de fevereiro de 2018, a CCEE encaminhou à Aneel a Nota Técnica CCEE – 006/2018 requerendo a suspensão da metodologia de representação de perdas. Segundo avaliação da Câmara, a metodologia **era incompatível com o desenho de rateio das perdas de energia** disposto nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica.

De acordo com as regras instituídas no mercado, as perdas na rede básica são apuradas e rateadas na proporção de 50% entre agentes de consumo e 50% entre agentes de geração. Porém, segundo a CCEE, a metodologia de representação das perdas resultava em aumento do PLD em submercados importadores de energia que, conjuntamente com a metodologia de rateio entre consumidores e geradores, fazia com que agentes consumidores nestas regiões arcassem duas vezes com parte das perdas da rede básica.

Em 20 de fevereiro de 2018, a **Aneel ratificou o entendimento da CCEE** no Ofício nº 20/2018-SRG/Aneel, definindo que a metodologia não deveria ser mais utilizada a partir da primeira semana operativa de março de 2018.

O Ofício nº 20/2018-SRG/Aneel caracterizou o episódio como um erro da representação de uma componente do sistema. Esta tipificação seria considerada como justificativa para a republicação do PLD considerando-se a regulamentação utilizada em 2017 (vide PET XI). Porém, como resultado da Audiência Pública 25/2017, a Resolução Normativa 799/2017 aboliu esta prática, estabelecendo que, a partir da identificação de erro, sua correção dar-se-ia na semana subsequente, e a CCEE e o ONS deveriam dar publicidade à correção e disponibilizar relatório contendo apontamento das falhas e propostas de ação de melhorias.

Memória de cálculo da análise de balanço estrutural

O Balanço Estrutural considerou a **Disponibilidade de Geração de Energia** definida neste estudo como o potencial de energia firme para cada fonte de energia.

Para **usinas hidrelétricas existentes**, considerou-se que sua disponibilidade é o produto da Garantia Física de cada usina multiplicada pela projeção de GSF utilizada pelo MME para revisão dos limites de Garantia Física. A Garantia Física de cada usina foi obtida no Banco de Informações de Geração da Aneel, com exceção da UHE Belo Monte, cuja Garantia Física foi obtida no seu contrato de concessão.

$$Disponibilidade_{UHEi} = GF_{UHEi} * GSF_{UHEi}$$

$$Disponibilidade_{UHE_{total}} = \sum_{UHE \in PMO_{mai2018}} Disponibilidade_{UHEi}$$

Para usinas não simuladas no PMO, este estudo considerou que sua disponibilidade corresponde à previsão de geração média disposta no deck de dados de entrada do Newave para cada ano de estudo.

$$Disponibilidade_{OUTRAS_{total}} = \sum_{OUTRAS \in PMO_{mai2018}} Geração\ Média_{G_{outras}}$$

A **disponibilidade de usinas termelétricas existentes** utilizou como premissa que estas possuem flexibilidade de geração, de forma que sua disponibilidade seria a capacidade instalada reduzida de seus fatores de indisponibilidade programada (IP) e forçada (TEIF). Este estudo considerou todas as usinas termelétricas despachadas centralizadamente no PMO e inclusas no deck de dados de entrada do Newave de maio de 2018.

$$Disponibilidade_{UTE_i} = Capacidade_{UTE_i} * (1 - IP_{UTE_i}) * (1 - TEIF_{UTE_i})$$

$$Disponibilidade_{UTE_{total}} = \sum_{UTE \in PMO_{mai2018}} Disponibilidade_{UTE_i}$$

Dividiu-se a disponibilidade de UTEs em inflexibilidade (geração térmica mínima) e margem operativa para despacho por ordem de mérito. A inflexibilidade de cada usina termelétrica foi obtida do deck de dados de entrada do PMO de maio de 2018.

$$Inflexibilidade_{UTE_{total}} = \sum_{UTE \in PMO_{mai2018}} Inflexibilidade_{UTE_i}$$

Uma vez que definiu-se que o estudo teria granularidade anual, foi estabelecido que a **disponibilidade de novas usinas** dar-se-ia na proporção do número de meses previstos que ela ficaria operacional no ano.

Para o ano em que a usina entrou em operação, a disponibilidade foi ponderada pelo número do mês de entrada conforme equação abaixo:

$$Disponibilidade_{usina_i, ano_{entrada}} = Disponibilidade_{usina_i} * \left(\frac{12 - nmês_{entrada}}{12} \right)$$

Mês de entrada e número do mês de entrada considerado para a disponibilidade de usinas novas

Mês	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
Número	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Para os anos posteriores, atribuiu-se a totalidade da disponibilidade da usina nova.

Assim, a sobra de disponibilidade de geração foi definida como a diferença entre: (a) as disponibilidades de geração hidrelétrica, de outras usinas e termelétrica; e (b) a projeção de carga de energia em cada ano.

$$Sobra = Disponibilidade_{UHE_{Total}} + Disponibilidade_{UTE_{Total}} + Disponibilidade_{Outras_{Total}} - Carga$$

Caso a sobra seja negativa, identifica-se situação com déficit, no qual o custo marginal do sistema seria o déficit.

Descrição da Metodologia de Cálculo da Capacidade de Regularização

Definiu-se a “Capacidade de Regularização” como sendo o tempo (em meses) durante o qual o sistema de geração hidrelétrico brasileiro é capaz de suprir a demanda de energia considerando-se que as usinas iniciarão sua operação com reservatórios cheios.

Assim, atribui-se um deplecionamento mensal do reservatório para o atendimento da carga. Assumindo-se que, no limite, a totalidade da afluência das usinas é utilizada para atender à carga, o deplecionamento mensal é expresso pela diferença entre a carga do sistema e a energia natural afluente nas usinas.

$$\text{Deplecionamento}_{\text{mensal}} = \text{CARGA}_{\text{mensal}} - \text{ENA}_{\text{mensal}}$$

A fim de se definir um valor limite de “Capacidade de Regularização”, estabelece-se como base para definição da $\text{ENA}_{\text{mensal}}$ a vazão média mensal do ano de 1953 (ano no qual se observou a pior ENA média considerando-se o parque hidrelétrico instalado em 2018). A ENA crítica é estabelecida como a multiplicação entre a produtividade da usina e a vazão afluente crítica.

$$\text{ENA}_{\text{mensal}} = \text{ENA}_{\text{critica,mensal}} = \sum_{\text{UHES do SIN}} (\text{Produtibilidade}_{\text{usina}} * \text{VazãoAfluente1953}_{\text{usina}})$$

Uma vez que capacidade de regularização também pode ser descrita como **o tempo durante o qual os reservatórios conseguem atender à toda a demanda energética** do sistema, define-se esta relação como a razão entre o armazenamento máximo das usinas pelo deplecionamento crítico.

$$Tempo_{Deplecionamento} = Capacidade_{Regularização} = \frac{EnergiaArmazenavel_{Máxima}}{Deplecionamento_{crítico,mensal}}$$

Quando a ENA crítica mensal é maior que a carga, o deplecionamento crítico se torna negativo, havendo assim um enchimento dos reservatórios. Nesta condição, a capacidade de regularização resulta em um tempo de esvaziamento negativo. Embora não haja uma explicação física para este resultado algébrico, o que se espera é que a capacidade de regularização se torne infinita (as afluências são capazes de atender a toda a demanda sem a necessidade de deplecionamento dos reservatórios).

Observa-se que esta metodologia incorpora as afluências das usinas hidrelétricas na capacidade de regularização do sistema, mas não considera limites de escoamento do sistema de transmissão.

Descrição da Contratação de Usinas Eólicas no ACR e impactos da mudança proposta de contratação por quantidade

O Ambiente de Contratação Regulada possui como principal mecanismo para a expansão do parque gerador os Leilões de Energia Nova. Dois tipos de contrato foram idealizados para adequar as obrigações contratuais com as tecnologias de cada unidade de geração:

- 1. Contratos por Quantidade:** O gerador se compromete a produzir um montante contratado pelo comprador (distribuidoras de energia), valor que deve ser inferior à sua Garantia Física. Uma vez que a geração das usinas despachadas centralizadamente é definida pelo ONS, eventuais déficits de geração são de responsabilidade dos geradores, podendo estes ficarem expostos ao Mercado de Curto Prazo. Como o critério de despacho das usinas depende fortemente da condição hidrológica do sistema, define-se que, nos Contratos por Quantidade, os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos pelos geradores de energia. Contratos por quantidade são predominantemente utilizados para a comercialização de energia de usinas hidrelétricas no ambiente regulado.
- 2. Contratos por Disponibilidade:** Nos contratos por disponibilidade, o gerador se compromete manter um montante de capacidade disponível para o eventual despacho indicado pelo ONS. Para se manter a disposição do sistema, é atribuída uma receita fixa ao gerador, para cobrir custo e remuneração do investimento, custo de combustível do montante de **inflexibilidade**, entre outros. Além disso, quando a usina é despachada pelo ONS, é conferida uma receita variável que abrangerá o custo operativo desta manobra (custo de combustível). Contratos por Disponibilidade são predominantemente utilizados para a comercialização de energia de usinas termelétricas no ambiente regulado.

*A **inflexibilidade** é um valor de mínimo de geração que uma usina deve gerar no contrato de disponibilidade. Este montante é considerado principalmente por restrições nos empreendimentos termelétricos, que necessitam de uso mínimo para viabilizar contratos de fornecimento de combustível (contratos take-or-pay, por exemplo) ou por restrições operativas das usinas (restrição de geração em usinas nucleares).*

A contratação de Usinas Eólicas no ACR se dá num mecanismo diferenciado através de contratos por disponibilidade com Custo Variável Unitário nulo. Os geradores eólicos se dispõem a gerar um montante para o recebimento de apenas uma receita fixa.

Anualmente há a apuração de possíveis desvios negativos da geração, que produz ressarcimentos de débitos pelo gerador, sendo ponderado pelo valor pelo máximo entre o preço de Receita Fixa Unitária declarada pelo vendedor ou pelo PLD médio do ano de apuração. Este ressarcimento é amplificado se a energia entregue for inferior à 90% da energia contratada.

$$\text{Ressarcimento} = \begin{cases} \text{Se a energia entregue for até 90\% da energia contratada} \\ \text{Máximo } (PLD_{\text{médio}}; \text{Receita}_{\text{Fixa}}) * (\text{Energia}_{\text{Contratada}} - \text{Energia}_{\text{Entregue}}) \\ \text{Se a energia entregue for inferior a 90\% da energia contratada} \\ \text{Máximo } (PLD_{\text{médio}}; 1,15 * \text{Receita}_{\text{Fixa}}) * (0,9 * \text{Energia}_{\text{Contratada}} - \text{Energia}_{\text{Entregue}}) \end{cases}$$

A partir de agosto de 2018, com o 28º Leilão de Energia Nova A-6, a contratação das usinas eólicas se darão exclusivamente “por quantidade”. Neste novo regime, as eólicas terão a apuração dos déficits de geração nos procedimentos de liquidação e contabilização mensal, que considerará a sua posição devedora ou credora ponderada pelo PLD para cada semana e patamar. Com este risco de exposição ao MCP, há incentivos para que investidores de usinas eólicas a procurar empreendimentos com menor variabilidade da geração, resultando em menor “estresse” de outras geradoras no SIN que promovam o papel de compensar estes desvios.

Precificação Horária

O PLD é utilizado para valorar a liquidação de sobras e déficit no Mercado de Curto Prazo de energia. Este preço é calculado pelos programas computacionais Newave e Decomp e representam o Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema. O PLD é calculado semanalmente e é dividido em três patamares de carga:

- Leve – Horários do dia em que o consumo de energia elétrica é menor;
- Médio – Horários do dia em que o consumo de energia elétrica é mediano; e
- Pesado – Horários do dia em que o consumo de energia elétrica é maior e quando podem ocorrer picos.

Patamares de carga por horário nos domingos e feriados

Patamar de carga	Sem Horário de Verão	Com Horário de Verão
Patamar Leve	00:00 até 16:59	00:00 até 17:59
Patamar Médio	17:00 até 21:59	18:00 até 22:59
Patamar Leve	22:00 até 23:59	23:00 até 23:59

Patamares de carga por horário de 2ª a sábado

Patamar de carga	Sem Horário de Verão	Com Horário de Verão
Patamar Leve	00:00 até 06:59	00:00 até 06:59
Patamar Médio	07:00 até 17:59	07:00 até 18:59
Patamar Pesado	18:00 até 20:59	19:00 até 21:59
Patamar Médio	21:00 até 23:59	22:00 até 23:59

Fonte: Patamares de Carga 2014 (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

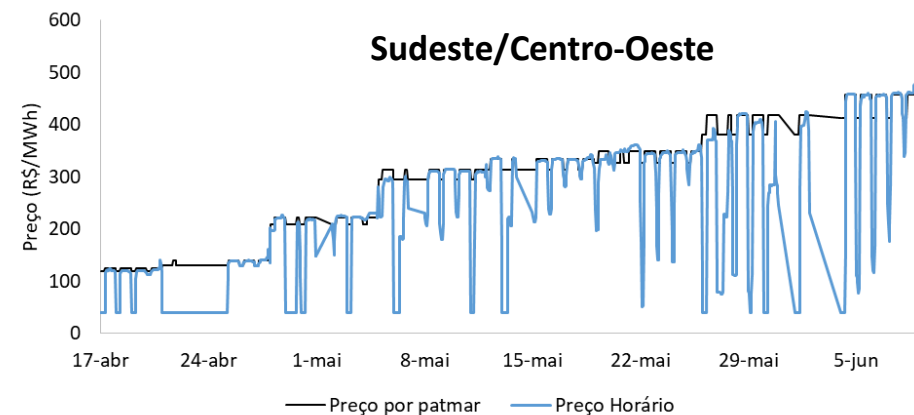
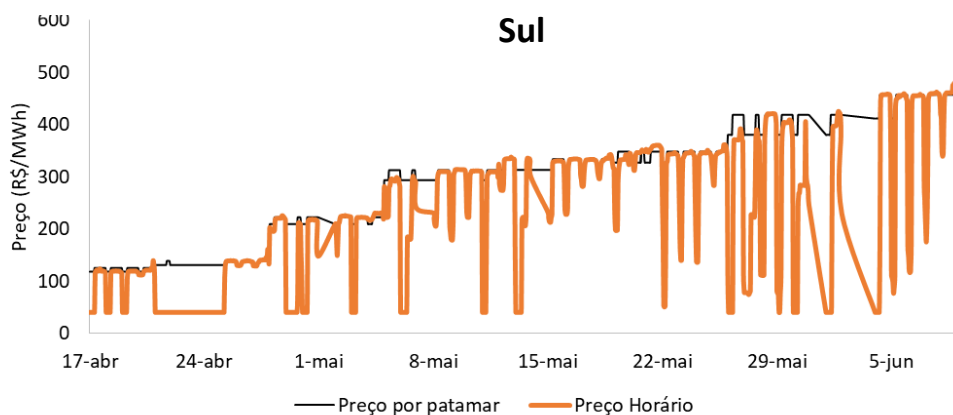
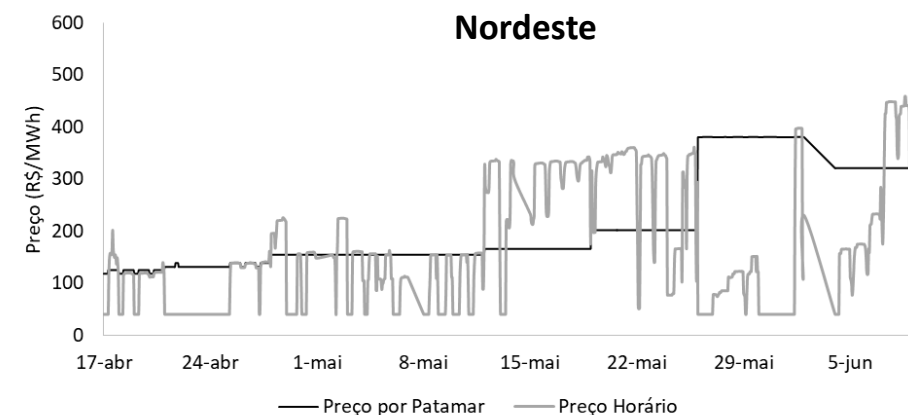
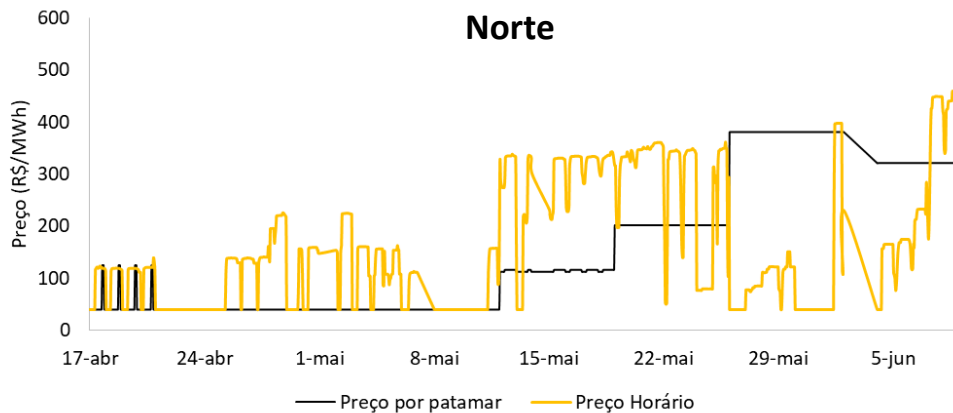
Uma maior granularidade temporal na definição do preço resultaria em uma melhor representação das restrições consideradas nos modelos, valorando assim as necessidades do sistema de forma mais realista. Com este objetivo, foi aberta a Consulta Pública MME 42/2017 para discussão da implementação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo.

Precificação Horária
(com melhor sinalização
dos custos reais)

- Valoração de atributos chave ("despachabilidade"), possibilitando a viabilização de novos serviços (armazenamento de energia, resposta da demanda, ESCOs etc.);
- Incentivo para alocação eficiente da geração e do consumo;
- Menor distorção entre planejamento e operação do sistema;

Em abril, a CCEE e o ONS iniciaram uma operação sombra, disponibilizando, em paralelo com o preço por patamar oficial, a precificação horária. O objetivo é que os agentes possam estimar o impacto desta nova metodologia nas suas operações.

Preço horário (sem rede) e Preço por patamar



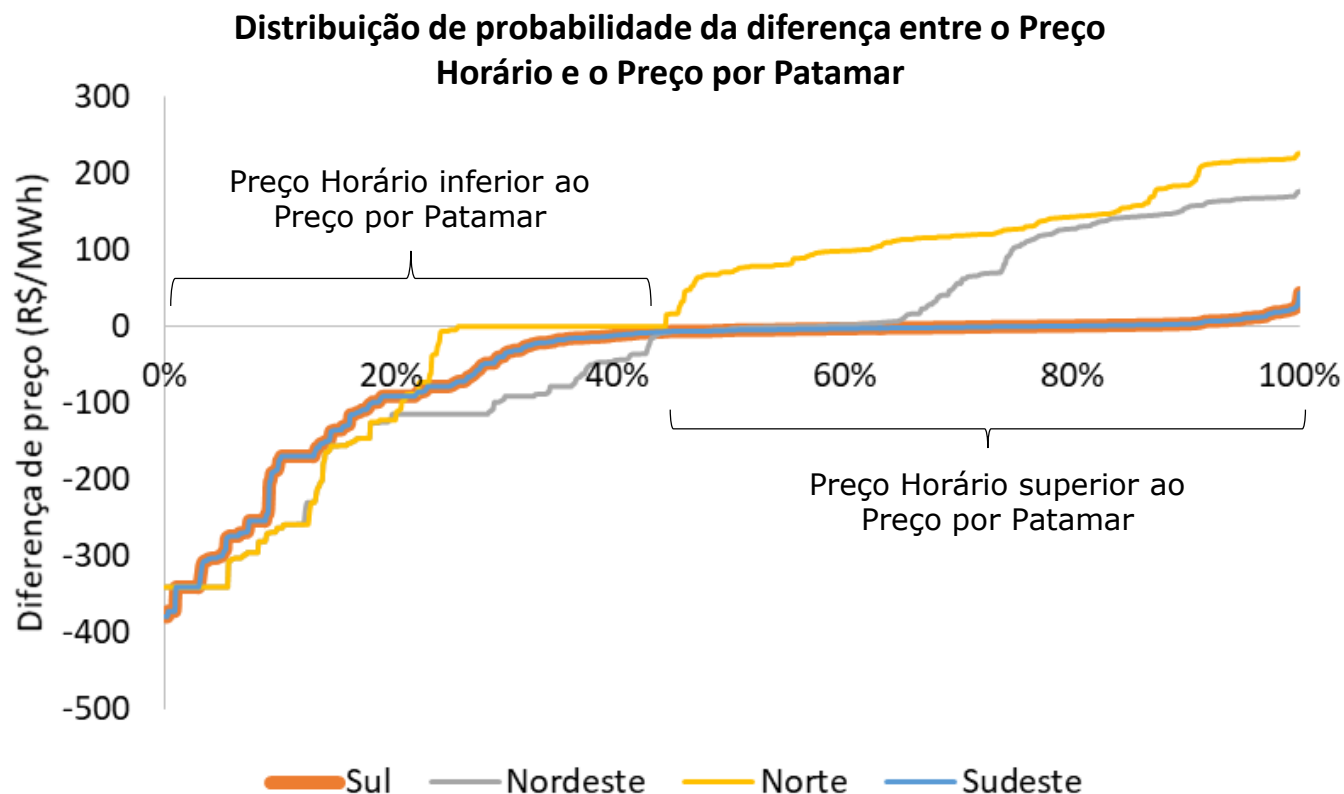
Fonte: Preço Horário Sombra (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Precificação Horária vs Precificação por Patamar

Comparando-se a diferença entre o preço horário e o preço por patamar dos valores disponibilizados pela CCEE desde abril de 2018, espera-se que haja uma redução média de preços nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, e um aumento dos preços no Subsistema Norte.

Diferença Média entre o Preço Horário e o Preço por Patamar

	Diferença média (R\$/MWh)
Sudeste	-51,80
Sul	-51,77
Nordeste	-27,90
Norte	19,52



Fonte: Preço Horário Sombra (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

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



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



TARIFA E
REGULAÇÃO



RENTABILIDADE



IMPOSTOS E
ENCARGOS



OFERTA DE
ENERGIA



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE