



Programa Energia Transparente

Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento

11ª Edição

Junho de 2017

WWW.ACENDEBRASIL.COM.BR

Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

Conclusões e Recomendações

O **Programa de Energia Transparente (PET)** é uma das vertentes do trabalho de monitoramento que o Instituto Acende Brasil realiza de forma permanente a fim de avaliar a segurança de suprimento do setor elétrico e problemas correlatos ao suprimento de energia elétrica.

O estudo é realizado anualmente, no final do período úmido (maio), e engloba:

- uma **análise retrospectiva do ano de operação**, em que são avaliadas as principais questões que marcaram a operação e comercialização de energia elétrica no Brasil; e
- uma **análise prospectiva** com base em cenários futuros de oferta e de demanda.

Os principais temas abordados por esta edição 11ª do PET são:

Retrospectiva do Ano

Operação do Sistema

- 1 Alteração das restrições de vazão mínima de hidrelétricas no Rio São Francisco
- 2 Revisão da carga do sistema
- 3 Adoção de novas metodologias de avaliação e valoração do risco de déficit

Comercialização de Energia

- 4 Judicialização das transações comerciais no âmbito da CCEE
- 5 Tratamento dado ao deslocamento da geração hídrica em função da 'geração fora da ordem de mérito'

Análise prospectiva

Incoerências do modelo

- 6 Análise de sensibilidade da resiliência do equilíbrio estrutural de oferta e de demanda frente a incoerências observadas nos modelos por meio de uma redução nas produtibilidades específicas das hidrelétricas.

Mudança na hidrologia

- 7 Condições de atendimento da demanda de energia frente à uma alteração estrutural na hidrologia

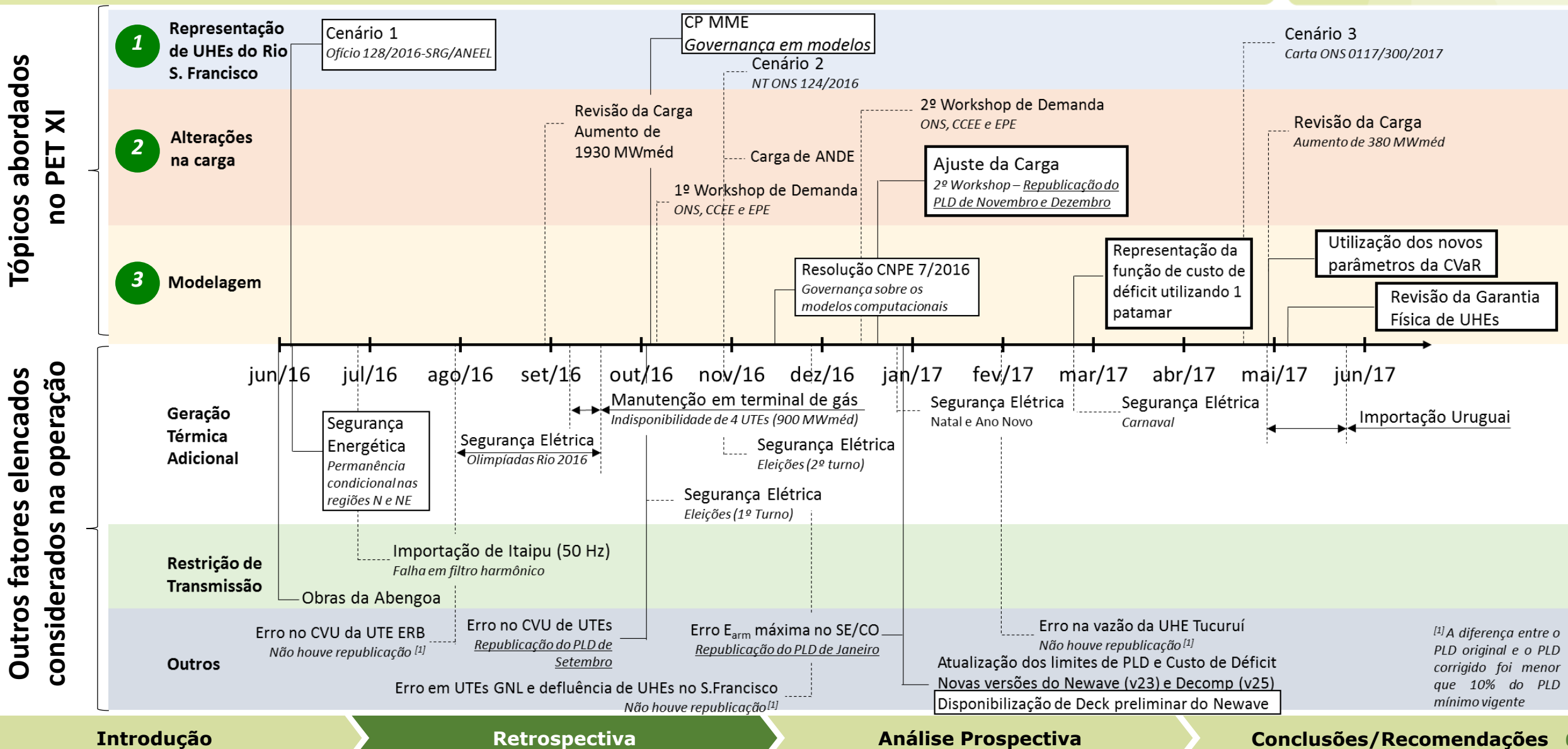
Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

Conclusões e Recomendações

O ano operativo em retrospectiva



^[1]A diferença entre o PLD original e o PLD corrigido foi menor que 10% do PLD mínimo vigente

1 Representação de UHEs do Rio São Francisco

Fato Conjuntural

Níveis críticos dos reservatórios no Nordeste

Ação realizada

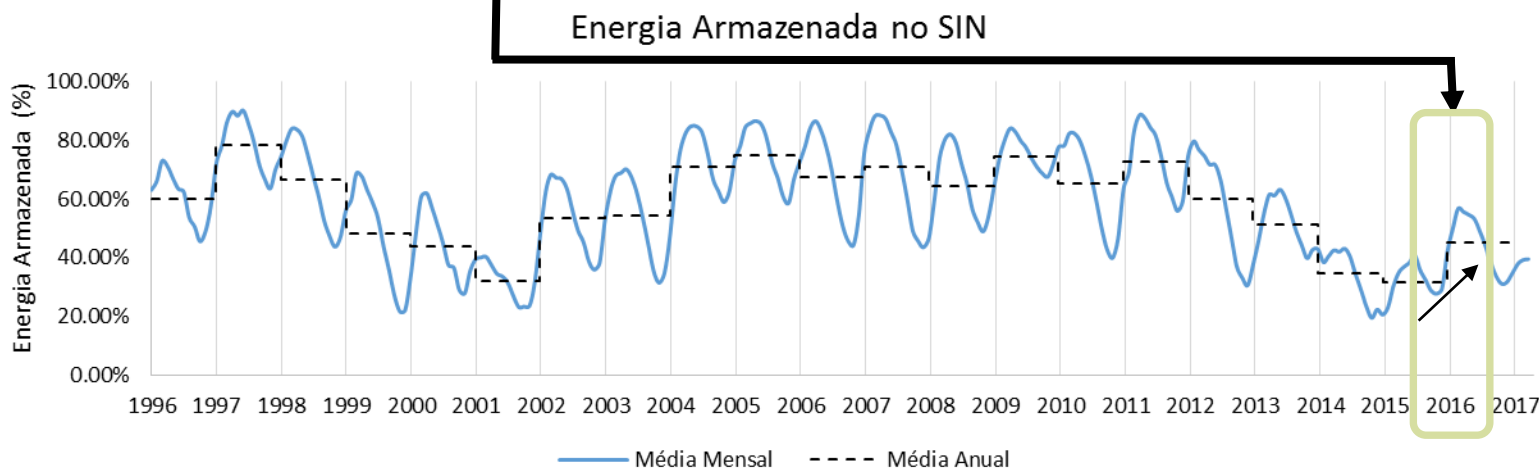
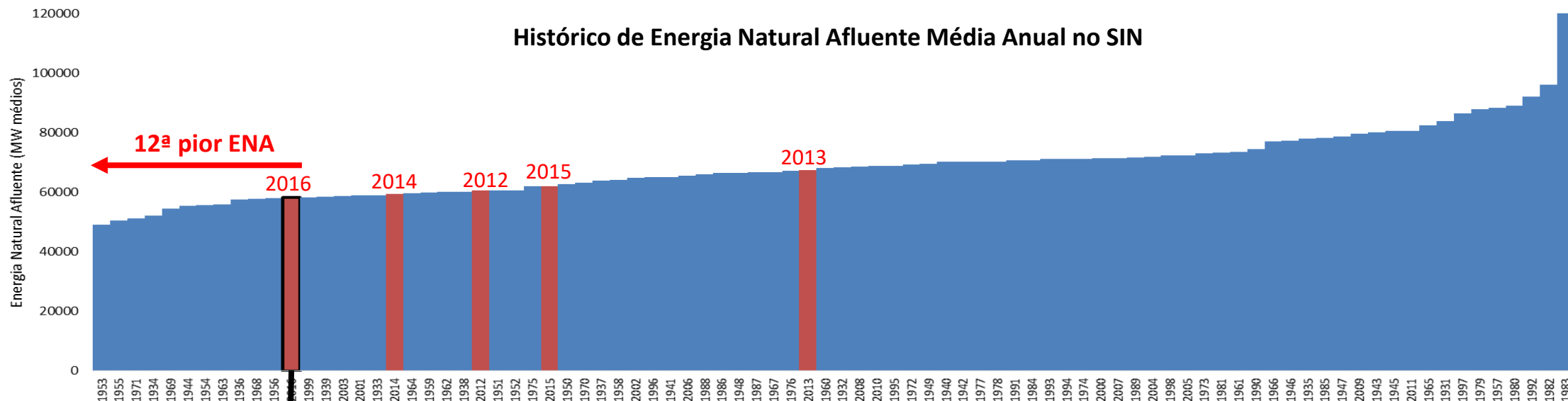
Redução na vazão defluente mínima em usinas hidrelétricas do Rio São Francisco

Impasse emergente

Governança ambígua nas atribuições para alteração de dados e modelos a serem aplicados no sistema elétrico brasileiro.



Condições hidrológicas no Sistema Interligado Nacional



A energia natural afluente ^[1] em 2016 compôs a 12ª pior média anual desde 1931 (histórico de 86 anos). Apesar disso, houve melhora dos níveis de reservatório em 2016.

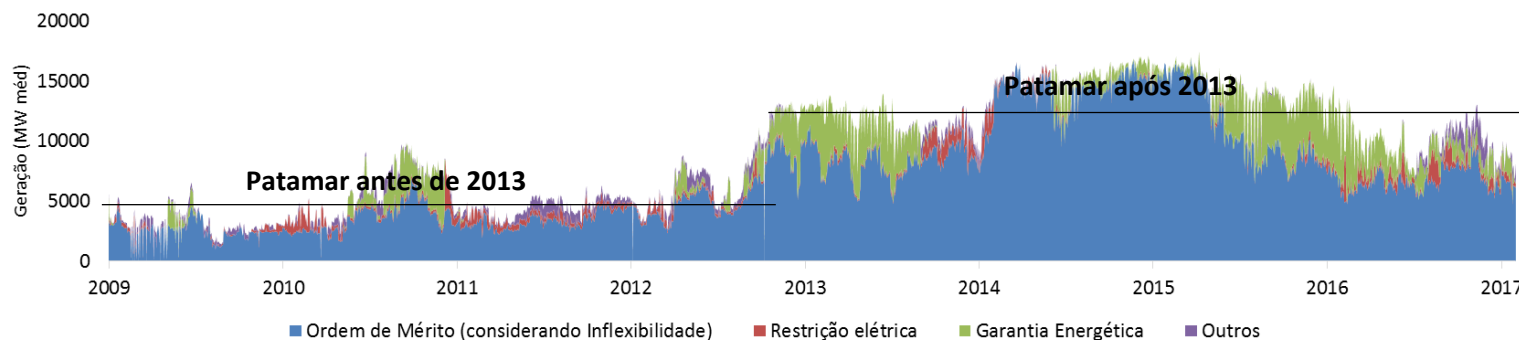
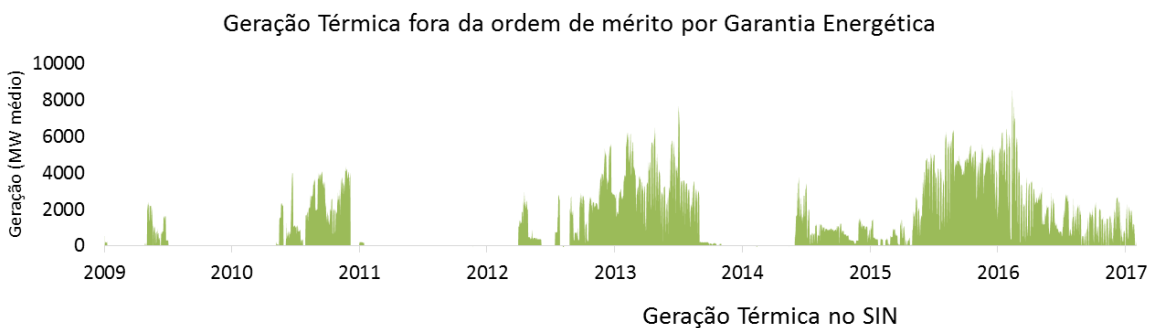
[1] A **Energia Natural Afluente** é calculada considerando a vazão natural afluente para cada empreendimento e a sua produtividade equivalente com 65% do volume do reservatório.

1 Representação de UHEs do Rio São Francisco

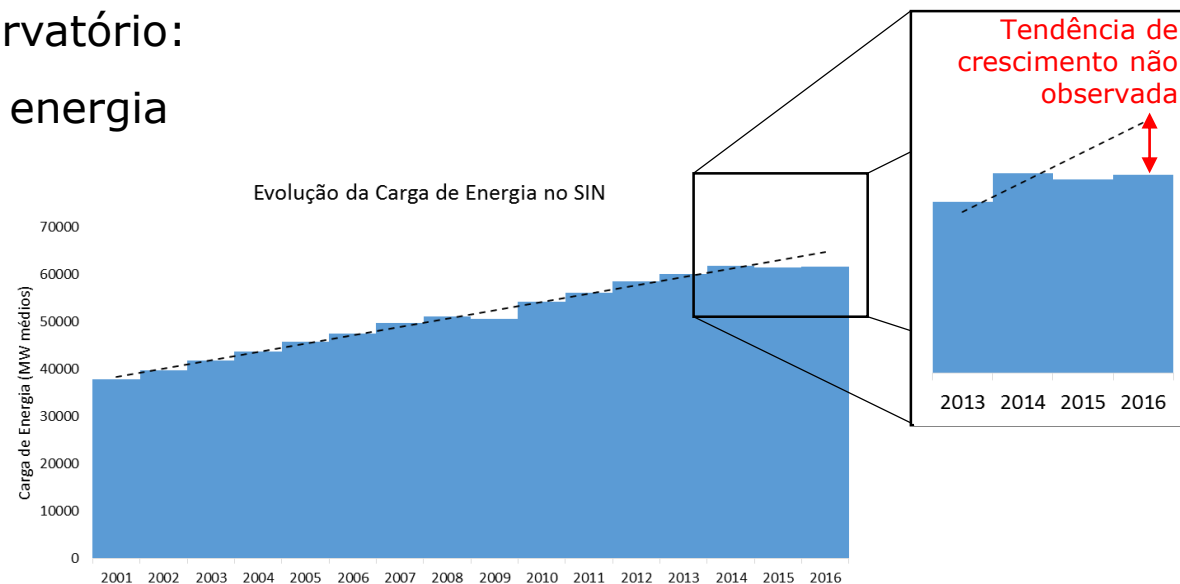
Fatores que afetaram o equilíbrio estrutural

Razões pelas quais houve uma melhora nos níveis de reservatório:

- alteração da tendência de crescimento do consumo de energia
- intensa geração térmica [2]



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



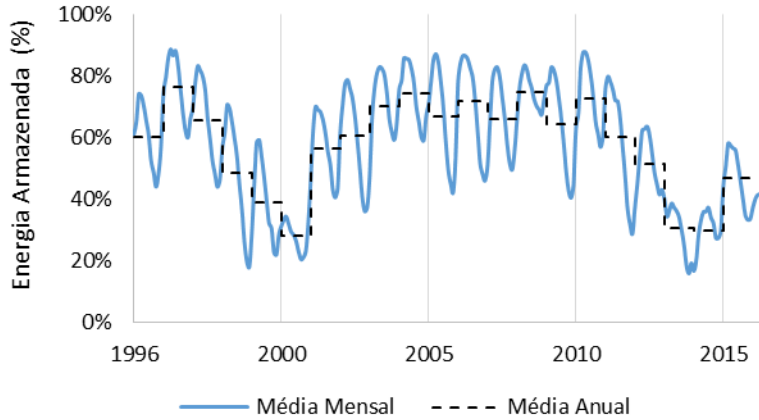
Fonte: Histórico da operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

[2] A geração térmica foi dividida em quatro grandes blocos:

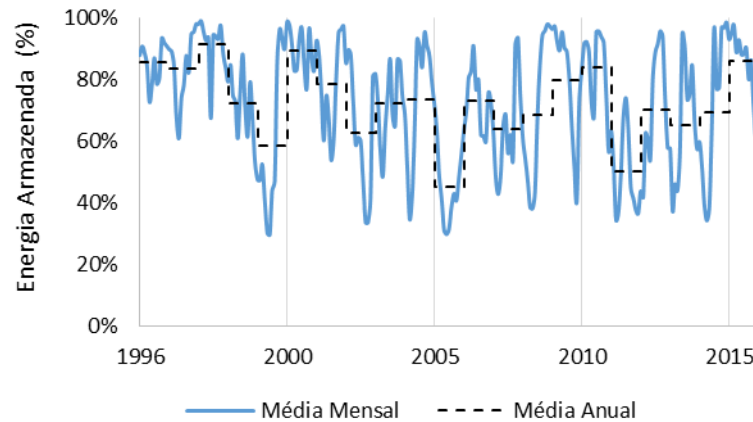
- **Geração por Ordem de Mérito** (definida pela otimização da geração hidrotérmica) considerando inflexibilidade de cada usina;
- **Por Restrição Elétrica** não prevista no modelo resultado de restrições elétricas para manutenção da estabilidade do sistema;
- **Por Segurança Energética** não prevista no modelo definida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico para garantir o suprimento de energia;
- **Outros** que inclui exportação, geração para indisponibilidade futura de combustível etc...

1 Representação de UHEs do Rio São Francisco Níveis dos reservatórios em cada subsistema

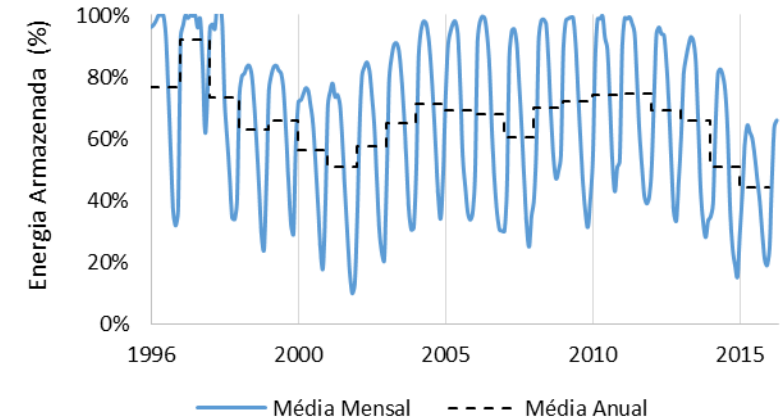
Energia Armazenada no SE



Energia Armazenada no S



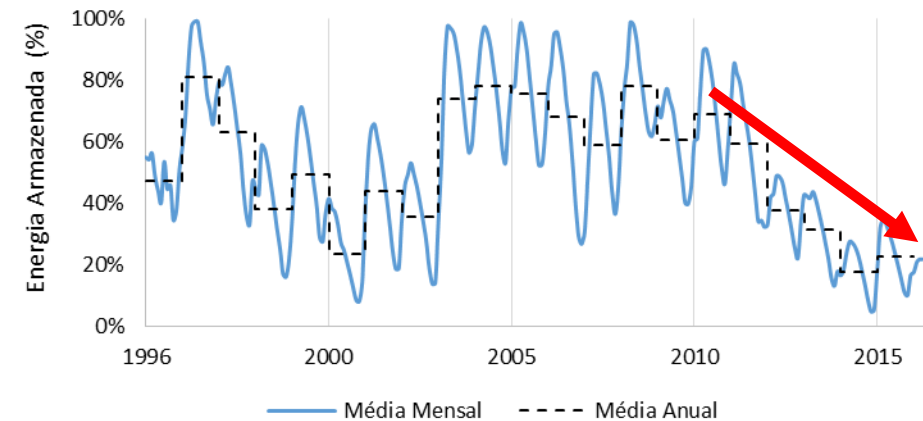
Energia Armazenada no N



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

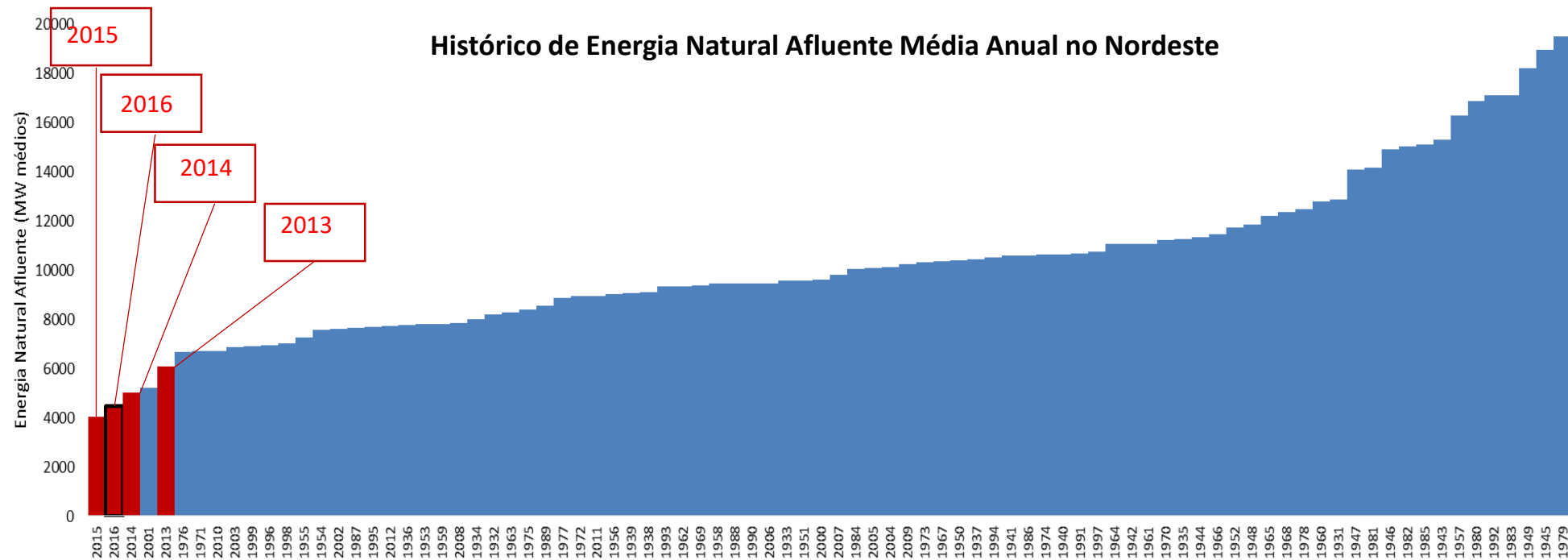
Esta melhora no nível de reservatórios não foi igualmente distribuída entre os subsistemas, havendo um forte deplecionamento no subsistema Nordeste.

Energia Armazenada no NE



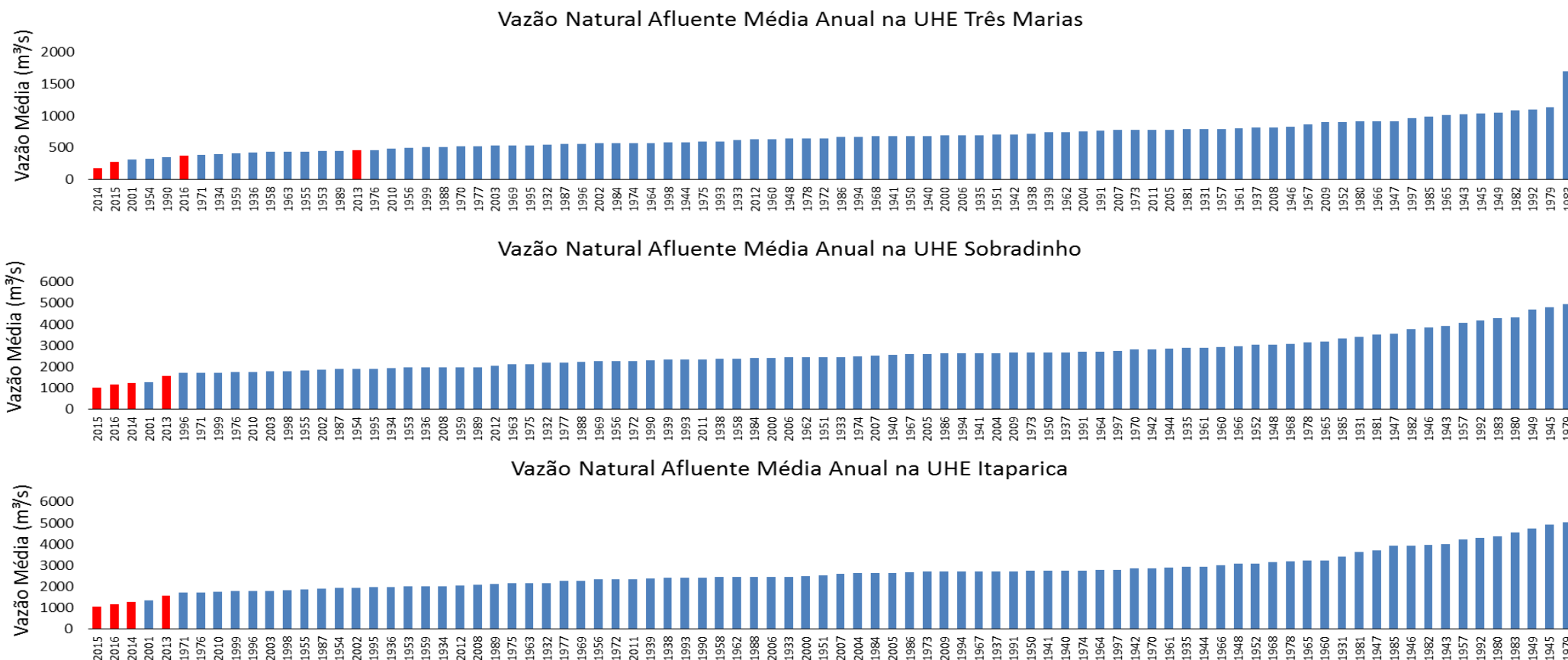
Fonte: Histórico da operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Enquanto o histórico recente apresentou uma boa distribuição de afluências entre 2013 e 2016 no sistema interligado como um todo, estas afluências se mostraram críticas no Nordeste, compondo as piores séries de afluência observadas desde 1931.



Fonte: Histórico de vazões naturais afluente médias mensais no Newave – PMO (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Este comportamento se repete quando avalia-se a vazão natural dos três principais reservatórios no NE.

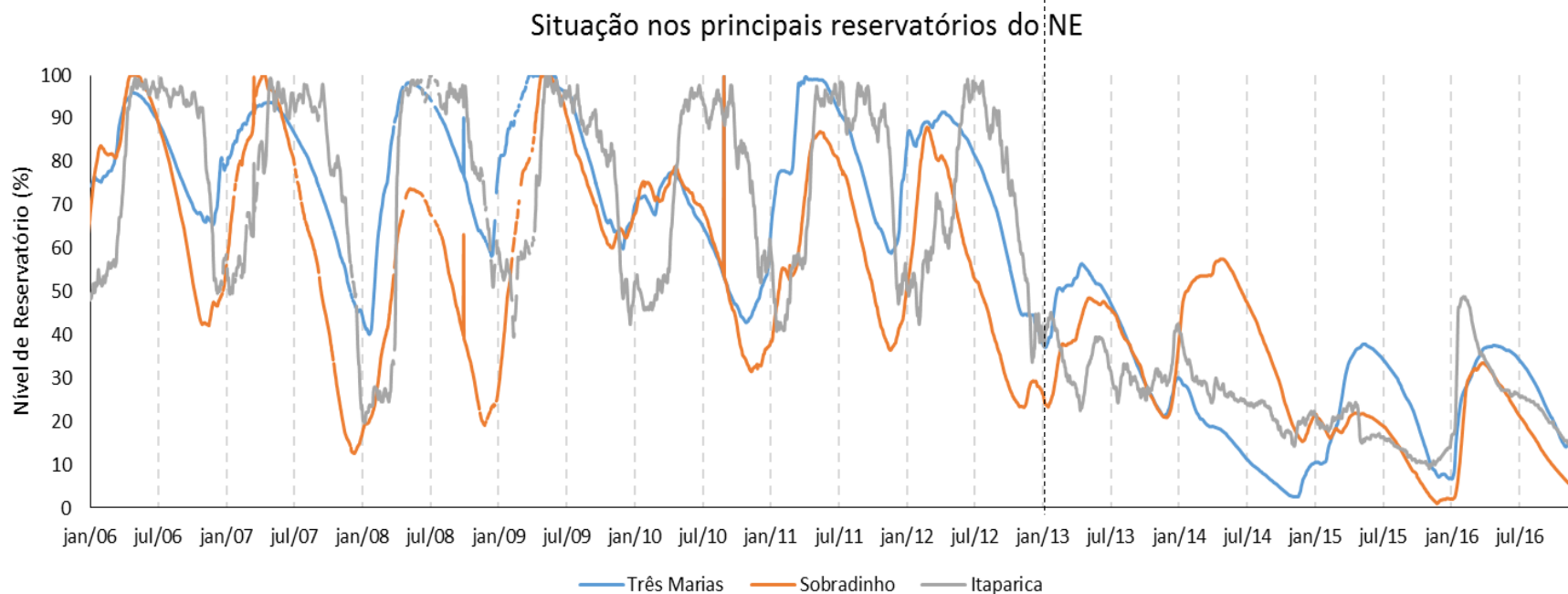
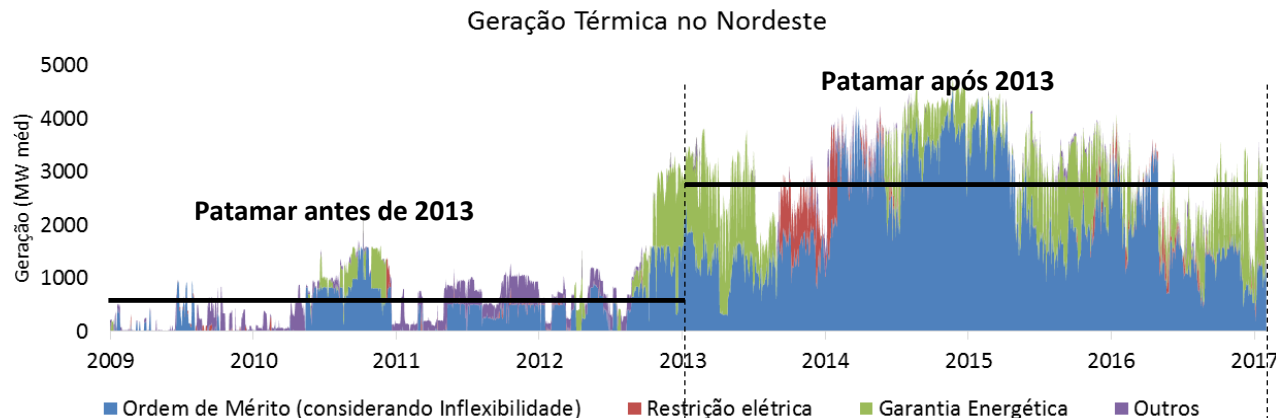


Fonte: Histórico de vazões naturais afluente médias mensais no Newave – PMO (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

1

Representação de UHEs do Rio São Francisco Crise hídrica no Nordeste

Durante o período 2013-2016 houve aumento da geração térmica no Nordeste...



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

...mas não foi suficiente para evitar níveis críticos de armazenamento nos reservatórios do subsistema Nordeste.

1

Representação de UHEs do Rio São Francisco

Flexibilização das defluências mínimas

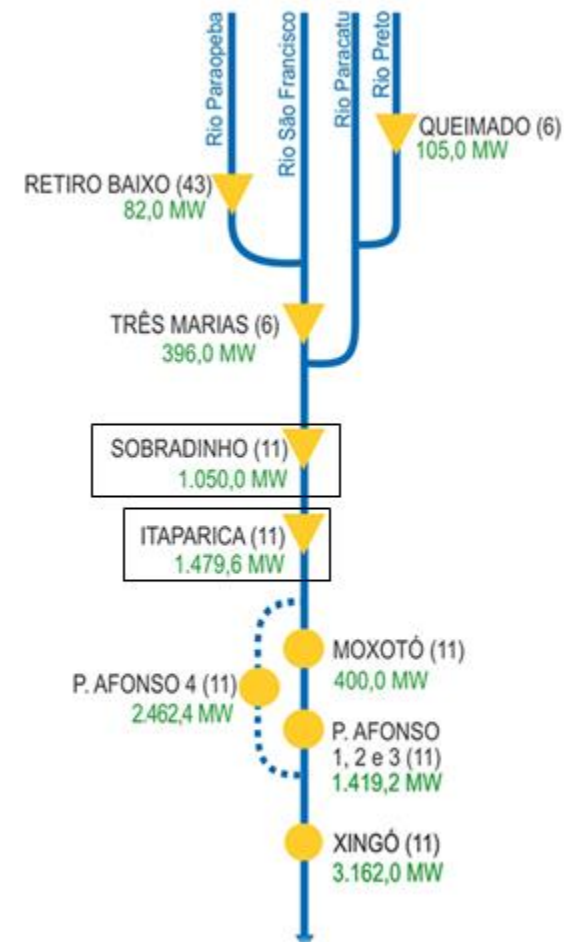
Histórico de redução na defluência do S. Francisco até Jun/2016

Ato da ANA	Defluência Mínima	Vigência
Resolução 102/2014	1100 m ³ /s	Fev/2014
Resolução 333/2014	1100 m ³ /s	Mar/2014
Resolução 416/2014	1100 m ³ /s	Abr/2014
Resolução 680/2014	1100 m ³ /s	Mai/2014 a Jul/2014
Resolução 1046/2014	1100 m ³ /s	Ago/2014
Resolução 1258/2014	1100 m ³ /s	Set/2014
Resolução 1604/2014	1100 m ³ /s	Nov/2014
Resolução 1778/2014	1100 m ³ /s	Dez/2014
Resolução 2050/2014	1100 m ³ /s	Jan/2015
Resolução 85/2015	1100 m ³ /s	Fev/2015
Resolução 132/2015	1100 m ³ /s	Mar/2015
Resolução 206/2015	1100 m ³ /s	Abr/2015
Resolução 499/2015	1100 m ³ /s	Mai/2015
Resolução 602/2015	1100 m ³ /s	Jun/2015
Resolução 713/2015	900 m ³ /s	Jul/2015
Resolução 852/2015	900 m ³ /s	Ago/2015 a Set/2015
Resolução 1208/2015	900 m ³ /s	Out/2015 a Nov/2015
Resolução 1307/2015	900 m ³ /s	Dez/2015
Resolução 1492/2015	800 m ³ /s	Jan/2016
Resolução 66/2016	800 m ³ /s	Fev/2016
Resolução 287/2016	800 m ³ /s	Abr/2016 a Mai/2016
Resolução 560/2016	800 m ³ /s	Jun/2016

Desde 2014, diversas hidrelétricas da bacia do Rio São Francisco vêm operando com defluências reduzidas, em conformidade com as resoluções da Agência Nacional das Águas (ANA).

Tais reduções nas defluências mínimas eram sempre temporárias e definidas a título precário.

Assim, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) incorporava as reduções nas vazões defluentes mínimas ao programa de planejamento de curto prazo (Decomp, abrangendo um horizonte de dois meses prospectivos), mas não no horizonte de médio prazo (Newave).



Fonte: Diagrama Esquemático das UHEs do SIN (ONS).

Fonte: Recurso da ABRACEEL no processo 48500.005184/2015-84 (Aneel).

1 Representação de UHEs do Rio São Francisco

Restrições em UHEs do Rio São Francisco

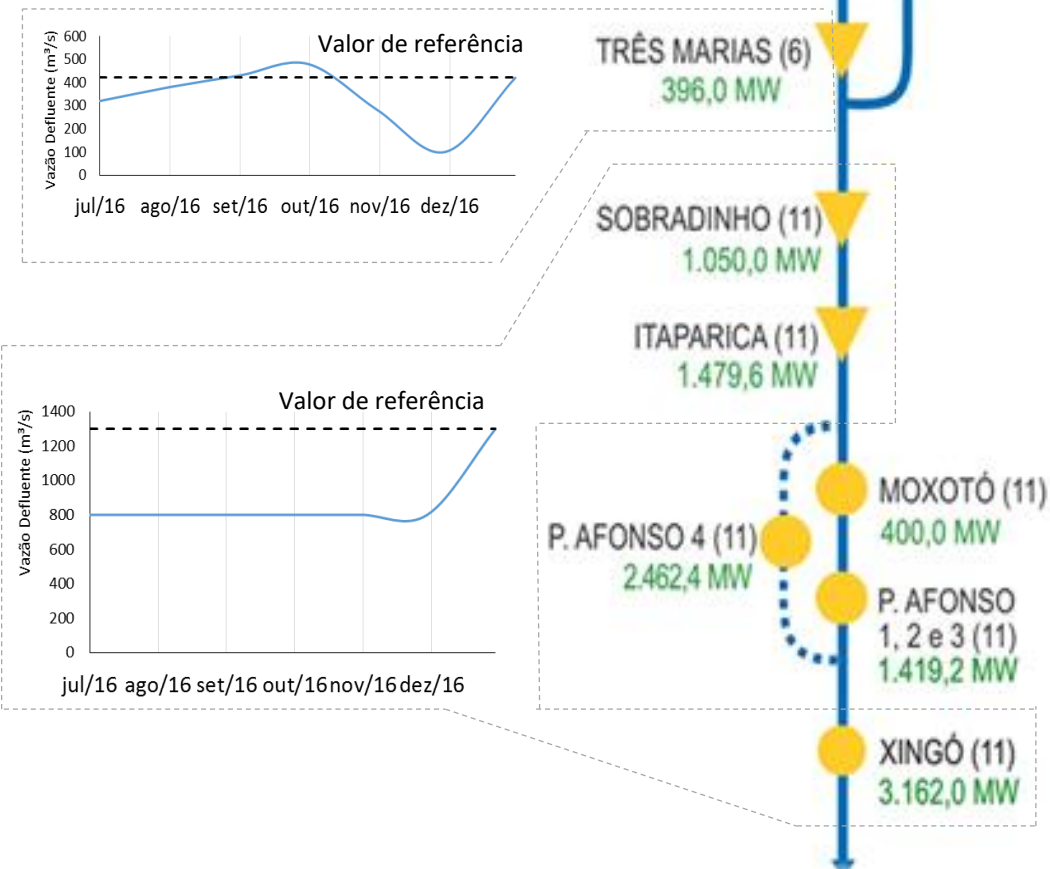


Em 07 de junho de 2016, a Aneel, por meio do Ofício 128/2016-SRG/Aneel, solicitou que o ONS:

- incorporasse a redução na vazão defluente da hidrelétrica Três Marias (além das hidrelétricas de Sobradinho, Itaparica e Xingó); e
- ampliasse o prazo de duração da flexibilização das defluências mínimas por um prazo de seis meses (até janeiro de 2017) no programa Newave para fins de planejamento do despacho e para a precificação da energia.

Estas novas alterações foram aplicadas a partir de julho de 2016 nos estudos de planejamento do PMO e para a definição do PLD.

Vazão Defluente Mínima utilizada no PMO de Jul/2016
Horizonte de Jul/2016 à Jan/2017



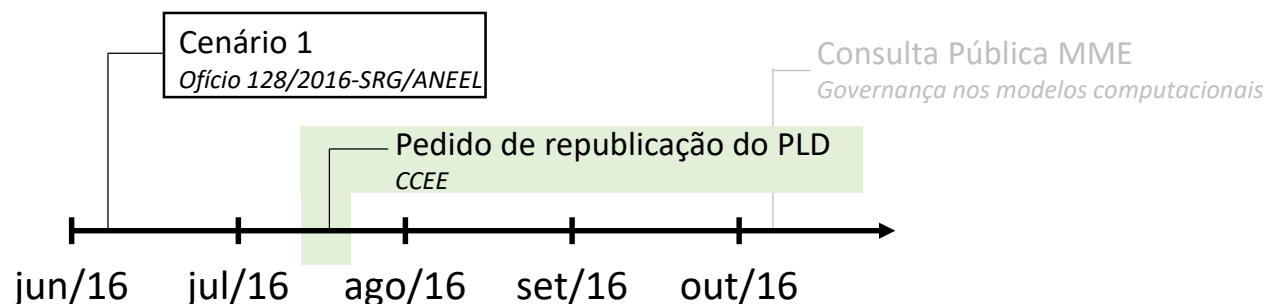
Fonte: Apresentação do InfoPLD de Jul/2016 (CCEE) e Diagrama Esquemático das UHEs do SIN (ONS).
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A flexibilização da restrição de defluência mínima dessas usinas nos programas computacionais resultou em alterações substanciais nos preços no Mercado de Curto Prazo.

Para conter a frustração de expectativas do mercado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) solicitou, em 15 de julho de 2016, a republicação^[3] dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD) de julho de 2016, citando as Regras de Comercialização que atribuem à CCEE a prerrogativa de desconsiderar certas restrições para fins de precificação das transações de energia no Mercado de Curto Prazo.

A CCEE também recomendou que mudanças metodológicas como essa deveriam ser previamente submetidas a Análise de Impacto Regulatório.

A recomendação da CCEE era no sentido de que as reduções nas vazões fossem incorporadas ao Newave nos dois primeiros meses, em conformidade com a Resolução da ANA e em consonância com as restrições aplicadas no Decomp.



[3] A republicação trata do recálculo do PLD por meio de uma revisão das premissas nos modelos computacionais. Segundo a Resolução Normativa Aneel 568/2013 a republicação deve ser feita apenas quando há diferença maior que 10% do PLD mínimo entre o PLD original e o PLD revisto pela identificação de erro em (i) inserção de dados; (ii) código fonte; e (iii) representação do sistema. A republicação do PLD é limitada ao período no qual não houve publicação dos montantes de garantia financeira pela CCEE, sendo o assim PLD recalculado aplicado às operações de liquidação.

Republicação do PLD negado pela Aneel

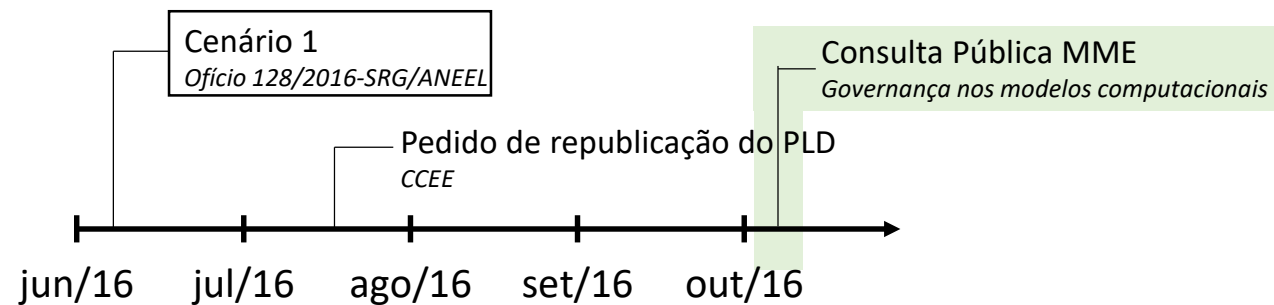
A Aneel indeferiu o pedido da CCEE (Despacho 2.361/2016) argumentando que:

- cabe ao ONS definir a programação da operação com vistas à otimização do sistema (Lei 9.648/1998) e que o cálculo do PLD pela CCEE deve seguir a otimização eletroenergética efetuada pelo ONS;
- as Regras de Comercialização permitem desconsiderar apenas as restrições elétricas internas dos submercados (não permite desconsiderar restrições não elétricas, como é o caso das hidráulicas) uma vez que tais restrições são pagas via ESS (Encargo de Serviço do Sistema), e não via PLD;
- a realização de Análise de Impacto Regulatório é obrigatória somente quando da expedição de ato normativo (tipologia diferente do ofício em questão);
- houve discussões prévias com os agentes de operação e o mercado na reunião do Programa Mensal da Operação.

Definição de competências e processos

O episódio tornou evidente a necessidade de aprimorar a governança do processo de alterações nos dados de entrada dos modelos computacionais utilizados para definir o despacho e a precificação, pois a comercialização descentralizada de energia em regime concorrencial só é compatível com a operação centralizada quando há previsibilidade, transparência e replicabilidade.

A fim de estabelecer tal governança, o Ministério de Minas e Energia promoveu a **Consulta Pública 22/2016** para estabelecer as competências e diretrizes que devem reger alterações nos modelos para operação e formação de preço. O processo culminou na publicação da **Resolução CNPE 7/2016**.



Em termos gerais, a Resolução CNPE 7/2016 atribuiu:

- ao CMSE a posição e revisão de metodologias e parâmetros de caráter estrutural com maior impacto;
- à CCEE e ao ONS a realização de simulações para formação de preços e planejamento da operação eletroenergética considerando dados de entrada, parâmetros e modelos vigentes;
- à Aneel a fiscalização dos dados de entrada, estabelecendo que alterações que não decorrerem de erros ou atualizações periódicas devem ser comunicadas aos agentes com antecedência não inferior a um mês do PMO correspondente ao mês em que as alterações serão implementadas.

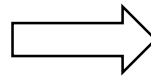
TEMA

FATO OBSERVADO

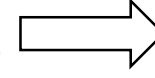
IMPLICAÇÃO

1

Representação de UHEs do Rio São Francisco



Flexibilizações de restrições para conservação dos reservatórios do Nordeste



Discussão sobre a governança para alteração de dados em modelos de planejamento

2 Apuração da Carga

Fato Conjuntural

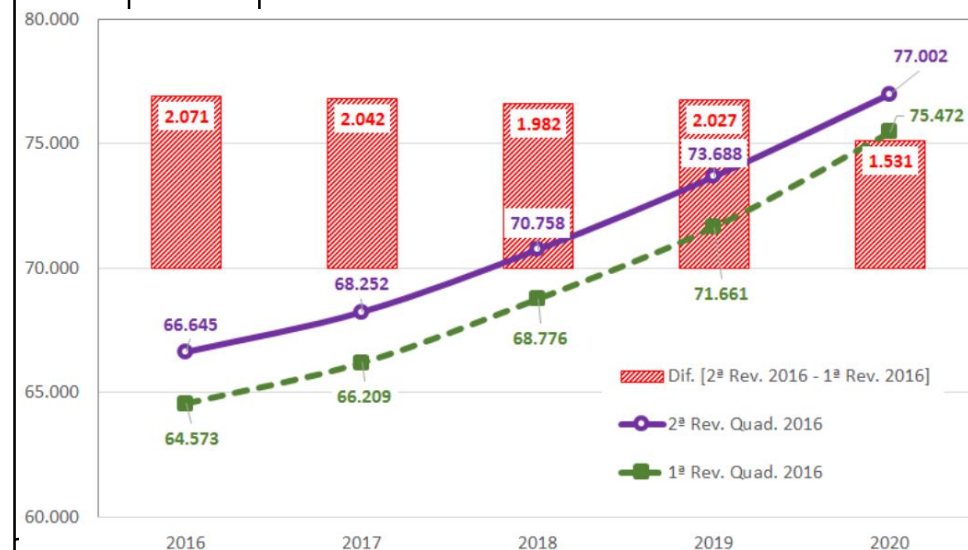
Revisão dos valores e da metodologia para apuração da carga

Ação realizada

Republicação do PLD em função de identificação de erro na apuração do montante

Impasse emergente

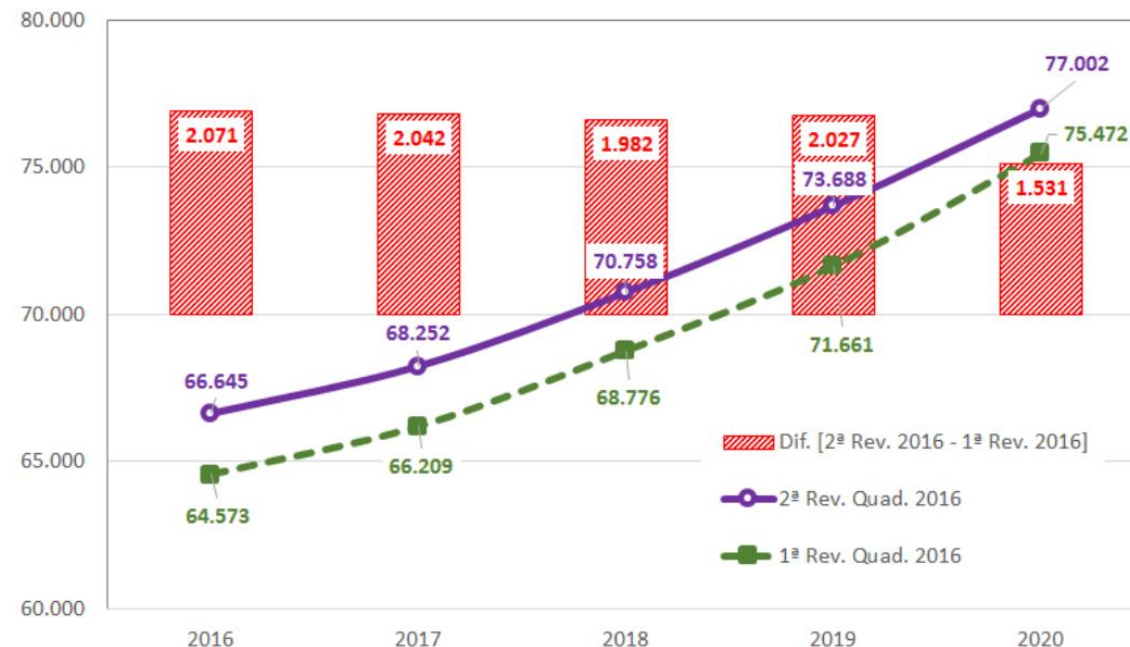
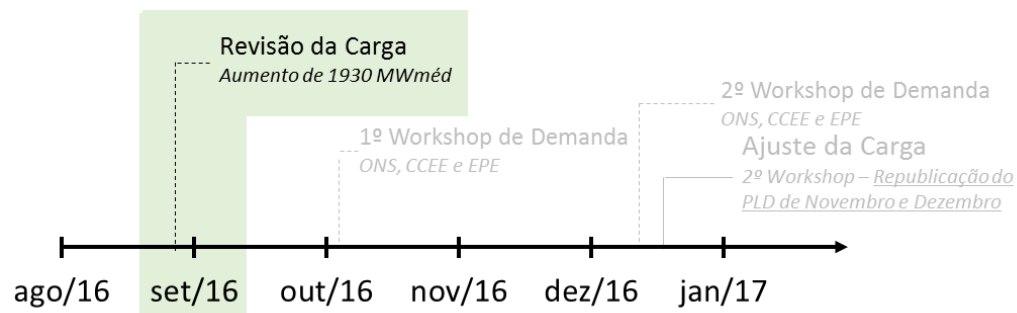
Reavaliação das condicionantes para republicação do PLD



		PLD Médio Original (R\$/MWh)	PLD Médio Recalculado (R\$/MWh)	Diferença PLD (R\$/MWh)	Energia Liquidada no MCP (MWh méd)	Valor Repassado (10 ⁶ reais)
Novembro	01/11 à 04/11	233,01	178,47	-54,54		-63,6
	05/11 à 11/11	238,84	184,23	-54,61		-111,5
	12/11 à 18/11	231,48	169,9	-61,58	12.159	-125,8
	19/11 à 25/11	204,92	153,48	-51,44		-105,1
	26/11 à 30/11	182,12	142,85	-39,27		-57,3
	Dezembro	01/12 à 02/12	182,12	142,85	-39,27	
03/12 à 09/12		135,06	101,99	-33,07	11.187	-62,1
10/12 à 16/12		159,97	121,56	-38,41		-72,2

Deslocamento da carga

Na **2ª Revisão Quadrimestral** da previsão da carga, realizada em 3 de agosto de 2016, houve alterações na forma de apuração da carga que resultaram num aumento médio da carga de 3,2% em relação à 1ª Revisão Quadrimestral, apesar do cenário de estagnação macroeconômica que indicaria redução da carga.

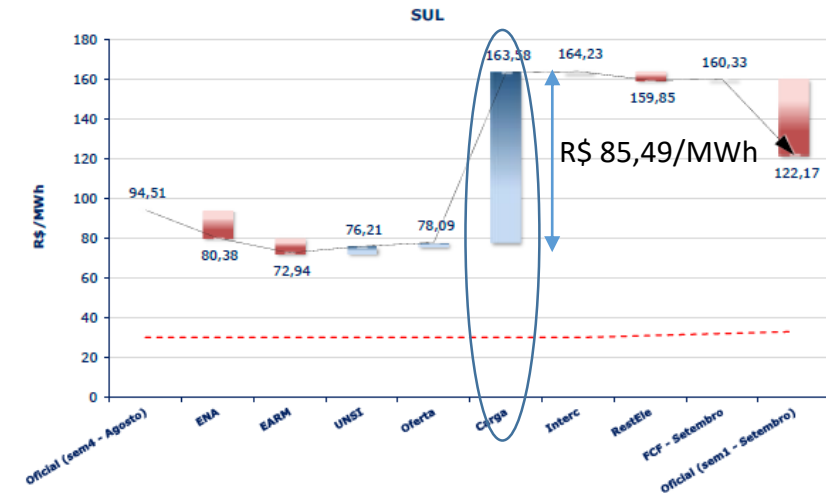
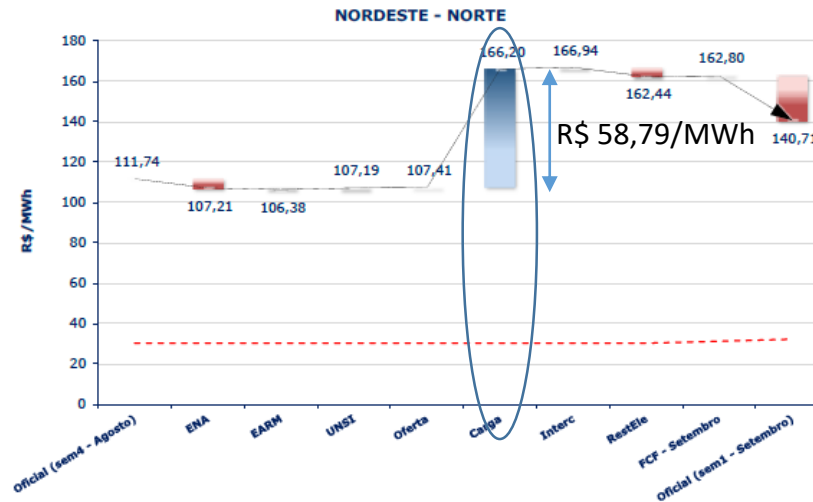
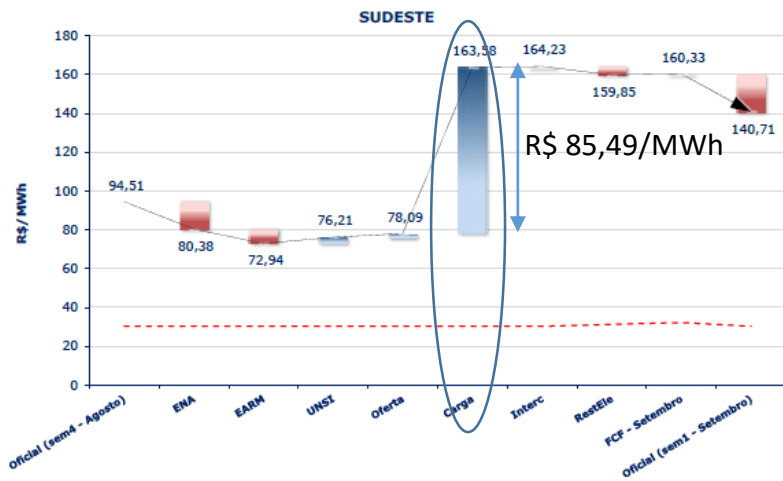


Fonte: 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica (ONS e EPE)

Esta previsão anti-intuitiva surpreendeu os agentes do setor, aumentando a incerteza quanto à metodologia utilizada pelas autoridades para previsão da demanda de energia elétrica.

Apenas a alteração da projeção da carga resultou num aumento do PLD da ordem de R\$ 85/MWh nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, e da ordem de R\$ 59/MWh nos subsistemas Nordeste e Norte.

Decomposição da variação do PLD nos submercados Sudeste, Sul e Nordeste/Norte



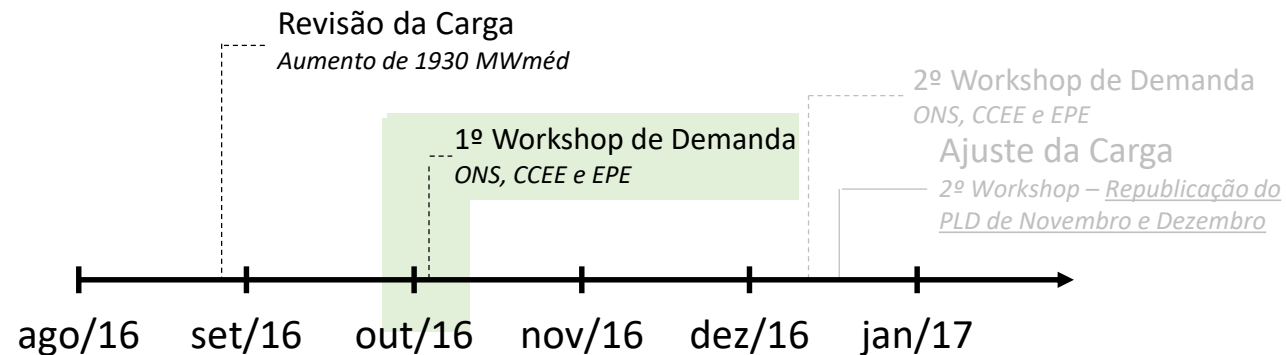
Fonte: infoPLD nº257 - 1ª semana de setembro/2016 (CCEE).

Autoridades buscam proporcionar maior transparência

Para promover uma maior transparência no processo de estimação da carga e criação de cenários de previsão, foi realizado em 12 de agosto de 2016 o “**1º Workshop sobre Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN**”.

Este evento teve como objetivos principais esclarecer:

1. como é realizado o monitoramento da carga pelo ONS e pela CCEE;
2. as diferenças das metodologias utilizadas pelas instituições;
3. a metodologia utilizada pela EPE para criação do cenário de projeção de carga para anos futuros; e
4. os resultados observados na 2ª Revisão Quadrimestral da Carga de 2016.

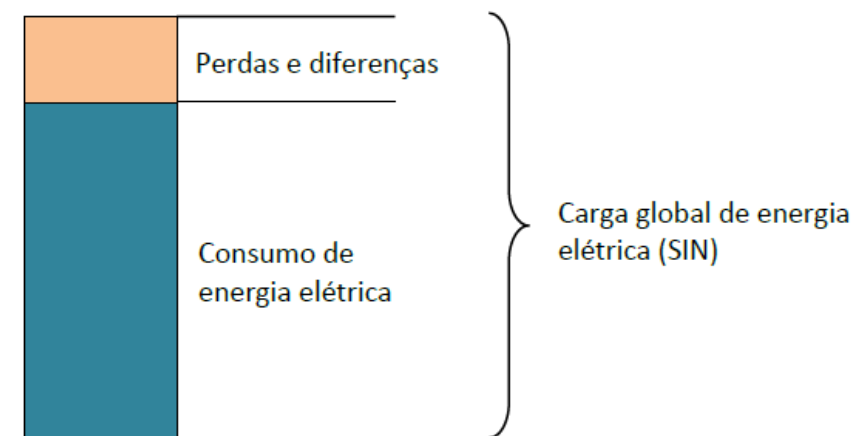


O evento ressaltou as discrepâncias nas métricas de dados de consumo utilizados e publicados pelas autoridades setoriais (EPE, ONS e CCEE).

Duas principais métricas foram apresentadas para monitoramento e previsão da demanda de energia:

- 1. consumo** – montante consumido pelas diferentes classes de consumidores (realizada pela EPE);
- 2. carga global** – requisito energético que o sistema de geração deve prover, englobando o consumo de energia e as perdas no sistema (apurados pela CCEE e pelo ONS).

Métricas para definição da demanda de energia elétrica



Fonte: Avaliação e compatibilização das informações de geração, carga e consumo de energia elétrica no SIN (CCEE, EPE e ONS).

Assim, a criação de cenários de projeção de demanda de energia elétrica feita pela EPE utiliza modelos econométricos com base nos comportamentos históricos de **consumo de energia** por classe de consumo e projeções de crescimento econômico.

Em cima deste cenário, é calculada a parcela de “perdas e diferenças” a partir do ano base. A soma destas duas componentes produz a projeção do requisito energético de **carga global**.

Apuração da geração das usinas

A carga global é monitorada pela ótica da oferta (geração total de energia), sendo esta composta por:

1. Usinas de geração de energia despachadas de forma centralizada pelo ONS;
2. Usinas de geração de energia monitoradas pelo ONS;
3. Usinas de geração não monitoradas pelo ONS.

Por não possuírem medições diretas do ONS, a apuração da geração de energia proveniente deste terceiro grupo de usinas é realizada a partir de informações obtidas por agentes de distribuição e por medições realizadas pela CCEE. Estas usinas compõe o chamado grupo de **“Usinas Não Simuláveis Individualmente”** nos programas de operação energética (Newave e Decomp).

Este grupo de usinas têm apresentado aumento significativo nos últimos anos, cuja apuração do montante de energia gerada não se mostra trivial.

O ritmo de crescimento das usinas não monitoradas pelo ONS dificultou a obtenção dos valores de geração por agentes de distribuição, resultando em atraso no processo de atualização das informações.

2 Incorporação da carga atendida de forma descentralizada

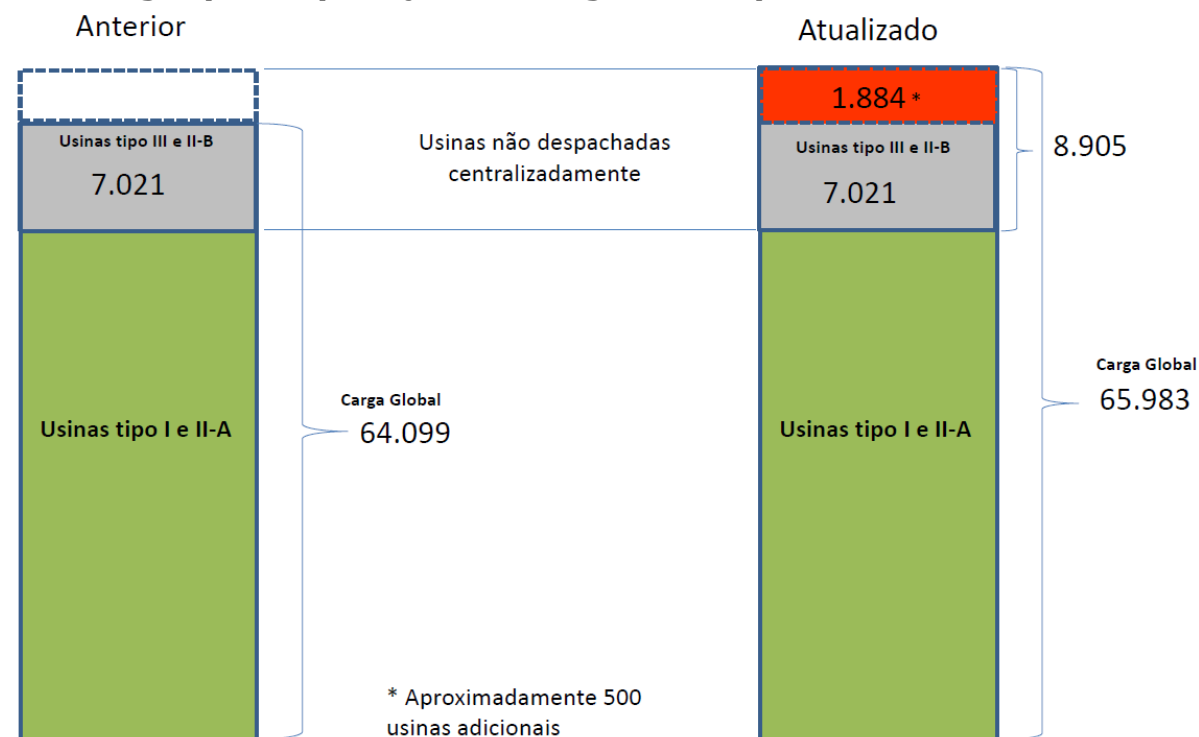
O fator principal para o aumento da estimativa da carga do sistema foi o reconhecimento da produção e do consumo atendido por geradores não despachados de forma centralizada pelo ONS.

Aplicando-se a metodologia da 2ª Revisão Quadrimestral de 2016 para o ano de 2015, observou-se um aumento de 1.884 MW-médios oriundos apenas do aumento da geração das usinas não despachadas de forma centralizada.

O aumento do requisito energético foi o principal fator que explica a alteração inesperada dos preços.

[1] O Módulo 5 dos Procedimentos de Rede divide a classificação de usinas conforme a modalidade de operação. Usinas do Tipo I e II-A são despachadas centralizadamente pelo ONS, enquanto usinas tipo II-B e III não são despachadas centralizadamente.

Nova metodologia para apuração da carga base aplicada a 2015^[1]

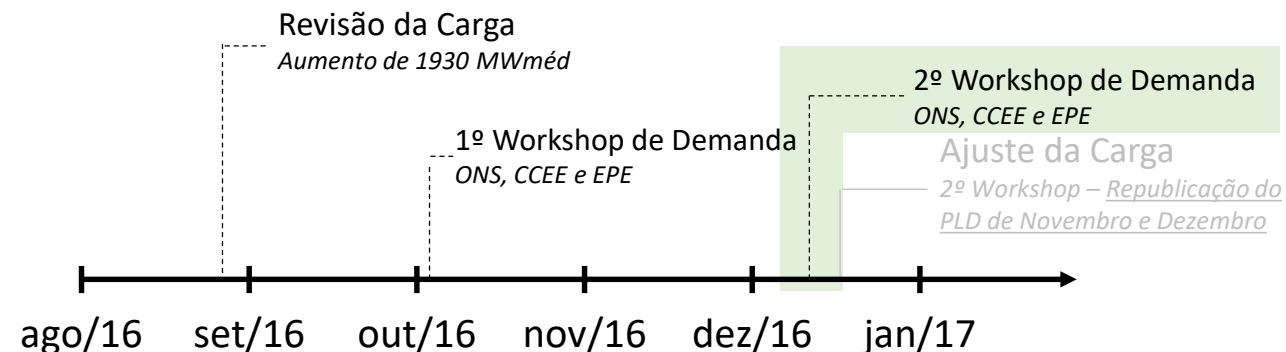


Fonte: Previsão de Carga para o Planejamento e Programação da Operação Energética (ONS)

Identificação de novas discrepâncias

Em 7 de dezembro de 2016 o “**2º Workshop sobre Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN**” apresentou os resultados dos trabalhos realizados a partir do 1º Workshop de agosto.

Neste evento, novas fontes de discrepâncias foram identificadas :



- Diferentes classes de precisão de medidores, resultando em diferentes valores de medição bruta;
- Incoerência de dados informados - nomes duplicados e/ou não identificados, valor de geração de um grupo de usinas em nome de uma única usina (valores duplicados), e inserção de usinas individualizadas já consideradas em um conjunto prévio de usinas;
- Não disponibilidade de dados de medição verificados (sendo assim utilizados valores estimados);
- Utilização de valores programados por indisponibilidade de dados medidos.

O Resultado foi uma **redução** dos valores de carga inicialmente estimados no 1º Workshop. Uma comparação entre as diferenças observadas entre os valores inicialmente previstos no 1º Workshop e os novos valores ajustados demonstra que grande parte dos erros observados advinha de duplicidades observadas por usinas.

Diferença média entre os valores de demanda inicialmente previstos e o novo ajuste (MW médios)

Diferenças Médias	2015	Jan/2016 – Jul/2016
(i) Duplicidade de nome	267	209
(ii) Duplicidade devido à representação de conjunto de usinas e usinas individuais	1330	1579
(iii) Utilização de valores programados	175	189
(iv) Maior precisão de medição dos valores da CCEE	46	6
(v) Inconsistências encontradas nas informações prestadas	-255	-209
(vi) Inconsistências pontuais	-215	-237
Soma	1348	1537

Fonte: Carta ONS 1704/100/2016.

Clique na imagem para acionar vídeo

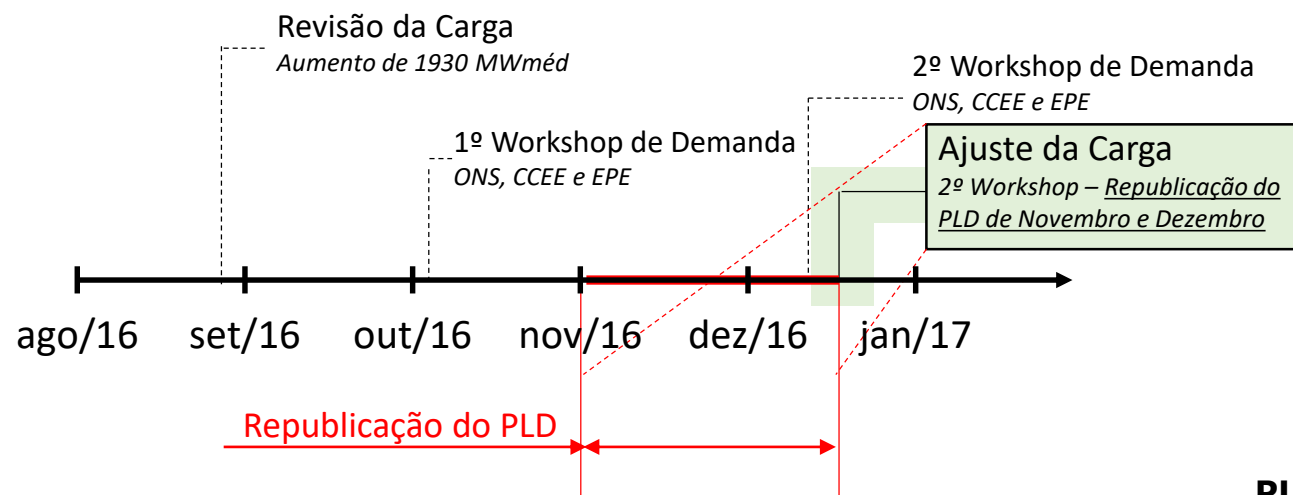
Uma grande preocupação com a alteração da base de cálculo para a demanda de energia no 2º Workshop estava com relação a possível republicação retroativa do PLD.

Com base na **Resolução Normativa Aneel 568/2013**, a republicação do PLD se dá quando é identificado erro que resulte em diferença entre o valor recalculado e o valor original que supere 10% do valor mínimo do PLD (equivalente a R\$ 33,68/MWh para 2017), limitado aos meses onde não foram divulgados os resultados de aporte de garantia financeira.

Na época da realização do 2º Workshop de “Previsão e Acompanhamento da Carga do SIN”, a interpretação das autoridades era de que a alteração era resultado de um aperfeiçoamento da metodologia (e **não de erro**) e, portanto, não era passível de republicação.



Fonte: Vídeo do 2º Workshop para Revisão e Monitoramento da Demanda (ONS, CCEE e EPE)



No entanto, a Aneel considerou que tratava-se de **erro** e ordenou a republicação do PLD para os períodos anteriores nos quais ainda não havia divulgação dos resultados de aporte de garantia financeira - novembro e dezembro de 2016 (Despacho 3.280/2016).

Dado que foram contabilizados 12.159 MW-médios em nov/2016 e 11.187 MW-médios em dez/2016, estima-se que a republicação do PLD nestes períodos resultou em deslocamento de cerca de R\$ 620 milhões entre agentes.

PLD médio semanal (original e recalculado) devido à revisão da carga (2º Workshop) e estimativa de valor repassado devido à republicação

		PLD Médio Original (R\$/MWh)	PLD Médio Recalculado (R\$/MWh)	Diferença PLD (R\$/MWh)	Energia Liquidada no MCP (MWméd)	Valor Repassado (10 ⁶ reais)
Novembro	01/11 à 04/11	233,01	178,47	-54,54		-63,6
	05/11 à 11/11	238,84	184,23	-54,61		-111,5
	12/11 à 18/11	231,48	169,9	-61,58	12.159	-125,8
	19/11 à 25/11	204,92	153,48	-51,44		-105,1
	26/11 à 30/11	182,12	142,85	-39,27		-57,3
Dezembro	01/12 à 02/12	182,12	142,85	-39,27		-21,1
	03/12 à 09/12	135,06	101,99	-33,07	11.187	-62,1
	10/12 à 16/12	159,97	121,56	-38,41		-72,2

Fonte: Republicação do PLD de novembro de 2016 e 1ª, 2ª e 3ª semanas de dezembro de 2016 (CCEE) e infoPLD de novembro e dezembro de 2016 (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A alteração retroativa da valoração da energia é muito problemática para o mercado, pois gera insegurança na comercialização de energia.

Vários agentes entraram com recursos solicitando efeito suspensivo para a republicação do PLD (Processos nº 48500.003125/2013-18 e 48500.005184/2015-84), baseados na premissa de que os ajustes da carga se deram por **mudanças metodológicas** (e não por **erro**), mas a Aneel indeferiu os recursos (Despachos 3.315/2016 e 3.328/2016).

Na visão da Aneel, a divergência surgiu de incoerência de dados e duplicidades de informações que se caracterizam como erros.

Pleitos semelhantes foram feitos novamente em 2017 e tornaram a ser indeferidos pela Aneel (Despacho Aneel 1.327/2017).

Política de republicação do PLD revista

Em 18 de maio de 2017 foi aberta a **Audiência Pública 25/2017** (com prazo para contribuições até 3 de julho) para discutir o atual regulamento quanto à republicação do PLD. Conforme observa-se da nota técnica, diversos pleitos tratam sobre a real necessidade deste mecanismo, uma vez que ele retroage em operações comerciais sem que haja uma alteração na operação física do sistema (que foi realizada considerando o CMO anteriormente publicado^[4]).

A Aneel ressalta que não há efetivo impacto aos agentes, mas uma **frustração de expectativas** quanto aos volumes financeiros ainda não transacionados. A presença de um regulamento que trate a identificação de erro na formação de preço traz maior “segurança e previsibilidade ao setor de energia elétrica”.

A Aneel também afirma que a **Lei 10.848 de 2004** define que a operação do sistema deve considerar a otimização do uso de recursos eletro-energéticos e, portanto, se há erro na execução do programa, a política operativa não é ótima, ferindo este princípio definido por lei.

[4] As principais alterações propostas na Audiência Pública 25/2017 pela Aneel foram:

- Republicação apenas quando há diferença de 30% do PLD mínimo entre o valor original e recalculado;
- Disponibilização de *deck* preliminar do PMO; e
- Implantação de plataforma de comunicação entre o ONS e agentes quanto a dúvidas nos dados de entrada.

TEMA	FATO OBSERVADO	IMPLICAÇÃO
1 Representação de UHEs do Rio São Francisco	Flexibilizações de restrições para conservação dos reservatórios do Nordeste	Discussão sobre a governança para alteração de dados em modelos de planejamento
2 Apuração da Carga	Identificação de erro e republicação dos preços no mercado de curto prazo	Discussão dos critérios de elegibilidade para a aplicação de processos de republicação de PLD

3 Aversão ao Risco de Déficit

Fato Conjuntural

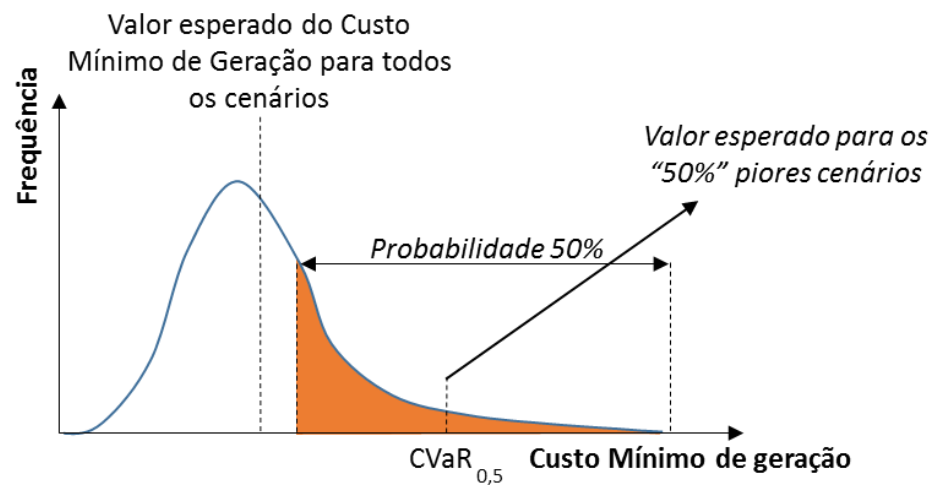
Aderência do modelo computacional à operação do sistema elétrico

Ação realizada

Alteração dos parâmetros CVaR e da representação do custo de déficit e, futuramente, utilização da metodologia SAR

Impasse emergente

Utilização de uma “solução-ponte” para resolução de problemas, aplicando-a a decisões de longo prazo.



Otimização hidrotérmica

O problema da otimização da geração hidrotérmica no Brasil consiste em definir uma meta de despacho que atenda ao **critério de custo mínimo**.

Este custo está associado ao custo de combustível consumido pelas usinas termelétricas, de forma que deve-se definir um despacho ótimo que reduza a geração em unidades térmicas com custo mais caro.

Este problema é caracterizado por dois principais fenômenos:

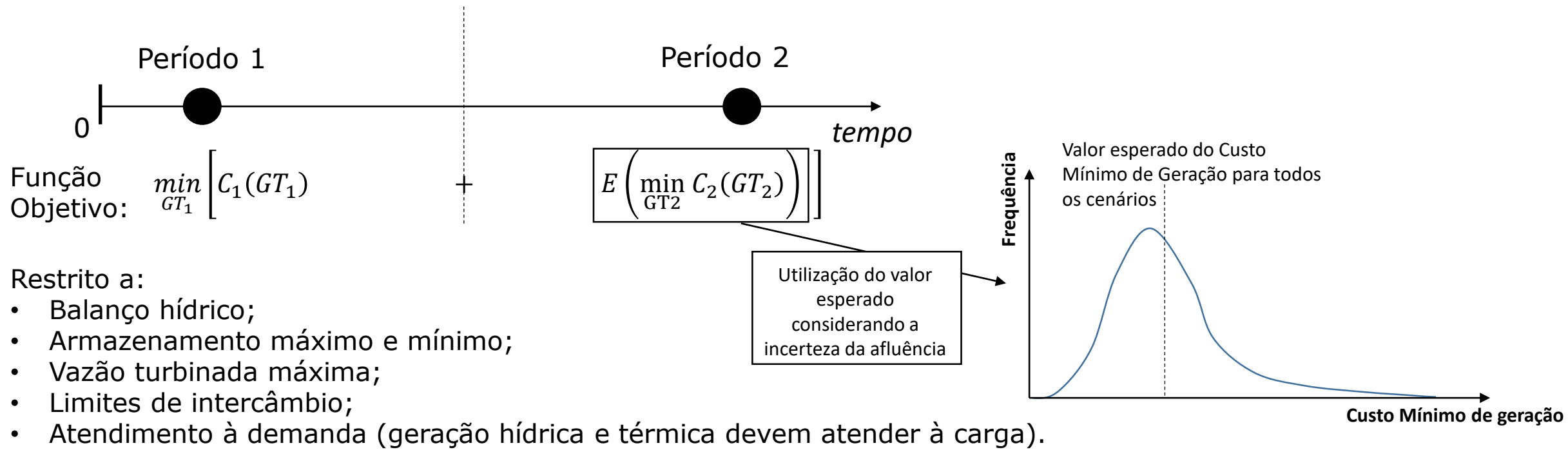
- 1. incerteza** nas condições hidrológicas futuras – não é possível prever totalmente as afluências futuras (incerteza agravada quanto maior o período de estudo);
- 2. acoplamento intertemporal** – as decisões realizadas agora têm implicações futuras (caso decida-se gerar mais energia elétrica por fonte hídrica no presente, haverá um menor estoque de água nos reservatórios no futuro).

Problema do operador



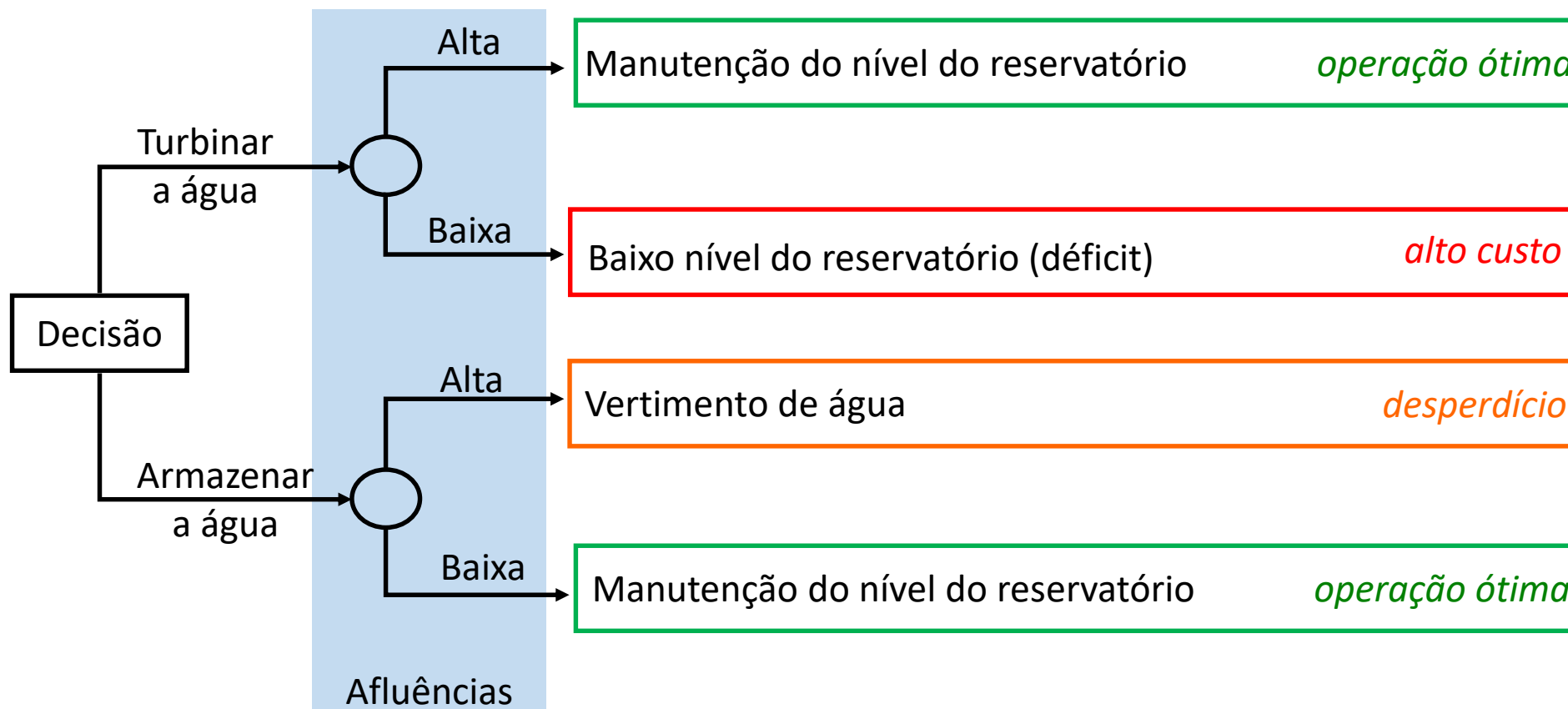
O "problema do operador" consiste na decisão de quanto "turbinar" ou "não turbinar" em cada período sem conhecer previamente como será a hidrologia nos próximos períodos.

Considerando-se dois períodos, define-se o montante de geração térmica no primeiro período (com um custo variável de operação) que, conjuntamente com a geração hídrica, atenda à demanda a um custo mínimo levando em conta as expectativas quanto à hidrologia futura.



O dilema

A otimização da geração hidrotérmica pode ser ilustrada por meio do problema da “decisão do operador”. Nela, o operador deve definir uma política de turbinar a água em usinas hidrelétricas quando se assume um futuro com afluência baixa ou alta.



Observa-se que o problema da otimização utiliza previsões de afluências futuras (criadas a partir de uma análise estatística do histórico de afluências passadas) para estabelecer uma política ótima de geração hidrotérmica. Esta análise estatística incorre em riscos que estão associados às frustrações das projeções de vazões futuras, podendo resultar em casos de vertimentos ou escassez hidrológica.

Há neste caso uma assimetria nos custos incorridos:

Custo de escassez (Racionamento) »» Custo de desperdício (Vertimento)

Devido a esta assimetria, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tende a privilegiar o estabelecimento de diretivas para mitigar o risco de escassez, mesmo que para isso haja mais cenários de desperdício.

3 Aversão ao Risco de Déficit

Curva Bianual de Aversão ao Risco

A primeira metodologia de aversão ao risco utilizada foi implementada em 2002, chamada de **Curva Bianual de Aversão ao Risco** (CAR). O ONS elaborava anualmente curvas de requisito de armazenamento por subsistema. Ao observar que os resultados dos modelos hidrotérmicos indicavam resultados de esvaziamento dos reservatórios abaixo deste limite de segurança, era definido o **despacho de térmicas fora da ordem de mérito**^[5].

O despacho fora da ordem de mérito (também chamado por segurança energética) é o despacho térmico não indicado pelo modelo de otimização hidrotérmica e definido a critério do ONS para atender a um critério de segurança.

[5] No Brasil, além do despacho fora da ordem de mérito por segurança energética também há o despacho fora da ordem de mérito para compensação de indisponibilidade por falta de combustível (estabelecido na **Resolução Normativa 614/2014** da Aneel) e por restrição elétrica (definida pelo ONS para manutenção de requisitos elétricos do sistema, como qualidade da energia – manutenção de frequência e tensão).

Internalização da Aversão ao Risco nos Modelos

Assim, a Curva Bianual de Aversão ao risco era **aplicada após o processo da definição da política de otimização de despacho hidrotérmico** estabelecida pelos programas computacionais oficiais (Newave e Decomp). Portanto, o operador estabelecia uma geração adicional devido à sua aversão ao risco hidrológico, aumentando o custo de geração elétrica definido pelo Custo Marginal de Operação com ordem de mérito indicada pelos programas computacionais.

A fim de internalizar os mecanismos de aversão ao risco, melhorando assim os sinais ao mercado e a previsibilidade das ações do ONS pelos agentes, foram elencadas duas novas metodologias para aversão ao risco:

1. Valor Condicionado ao Risco (CVaR) – resulta em uma alteração da Função-Objetivo;
2. Superfície de Aversão ao Risco (SAR) – resulta em uma alteração nas restrições do armazenamento mínimo em reservatórios.

Valor Condicionado ao Risco (CVaR)

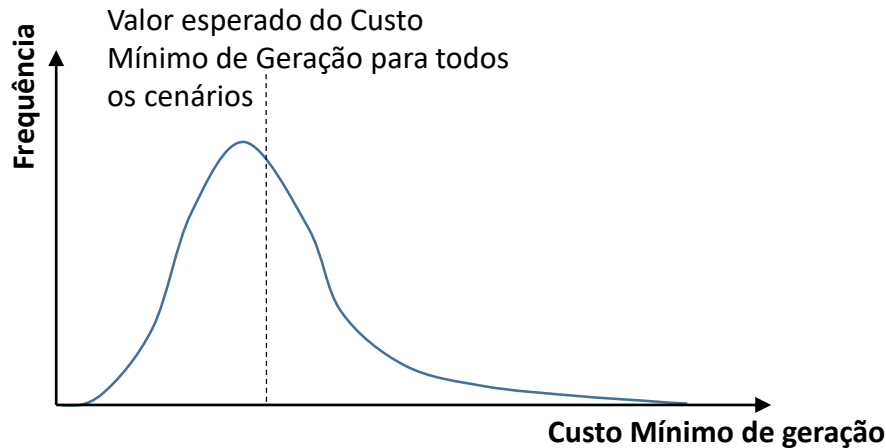
O Valor Condicionado ao Risco (CVaR) atua principalmente alterando a função-objetivo do problema de otimização. Nesta função os custos de energia esperados de todos os cenários são ponderados por um fator $(1-\lambda)$ e os α piores cenários são ponderados por um fator λ .

Função Objetivo: $\min_{x_1} \left[C_1 x_1 + E \left(\min_{x_2} (C_2 x_2) \right) \right]$

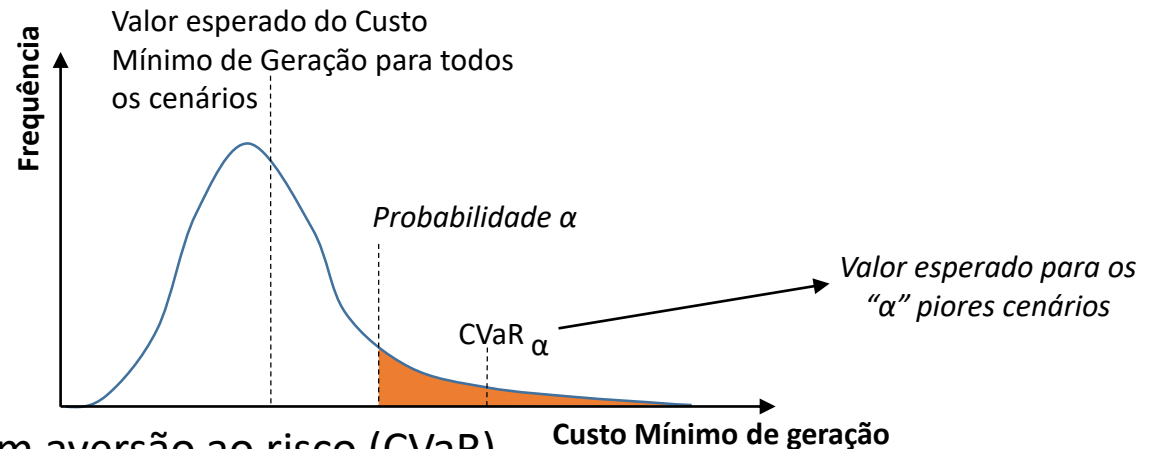
$\min_{x_1} \left[C_1 x_1 + (1-\lambda) E \left(\min_{x_2} (C_2 x_2) \right) + \lambda CVaR_\alpha \left(\min_{x_2} (C_2 x_2) \right) \right]$

Valor esperado do Custo Mínimo para os piores "α" cenários

Ponderação dos pesos dos piores cenários



Sem aversão ao risco



Com aversão ao risco (CVaR)

3 Aversão ao Risco de Déficit

Revisão dos parâmetros α e λ

O CVaR foi inicialmente implementado em 2013 utilizando os parâmetros $\alpha=50\%$ e $\lambda= 25\%$. Ou seja, para valoração dos custos futuros de geração eram ponderados os custos esperados totais e os custos esperados dos 50% piores cenários (α), na proporção de 75% e 25% (λ). Em 05 de outubro de 2016, o Ministério de Minas e Energia abriu consulta pública para discutir a alteração dos parâmetros utilizados na CVaR, alterando os parâmetros para $\alpha=50\%$ e $\lambda= 40\%$, aumentando assim a ponderação dos piores cenários para 40%.

Parâmetros em 2013

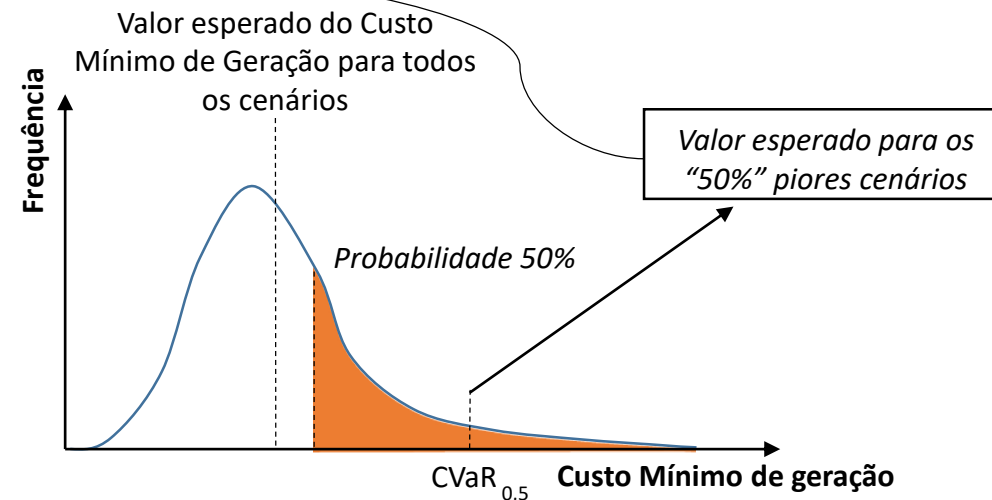
$$\min_{x_1} \left[C_1 x_1 + \underset{(1-\lambda)}{0,75} E \left(\min_{x_2} (C_2 x_2) \right) + \underset{(\lambda)}{0,25} CVaR_{\underset{\alpha}{0,50}} \left(\min_{x_2} (C_2 x_2) \right) \right]$$

Parâmetros discutidos consulta pública do MME

$$\min_{x_1} \left[C_1 x_1 + \underset{(1-\lambda)}{0,60} E \left(\min_{x_2} (C_2 x_2) \right) + \underset{(\lambda)}{0,40} CVaR_{\underset{\alpha}{0,50}} \left(\min_{x_2} (C_2 x_2) \right) \right]$$

Maior ponderação aos piores cenários

└─ Maior aversão ao risco
 └─ Maior custo



3 Aversão ao Risco de Déficit

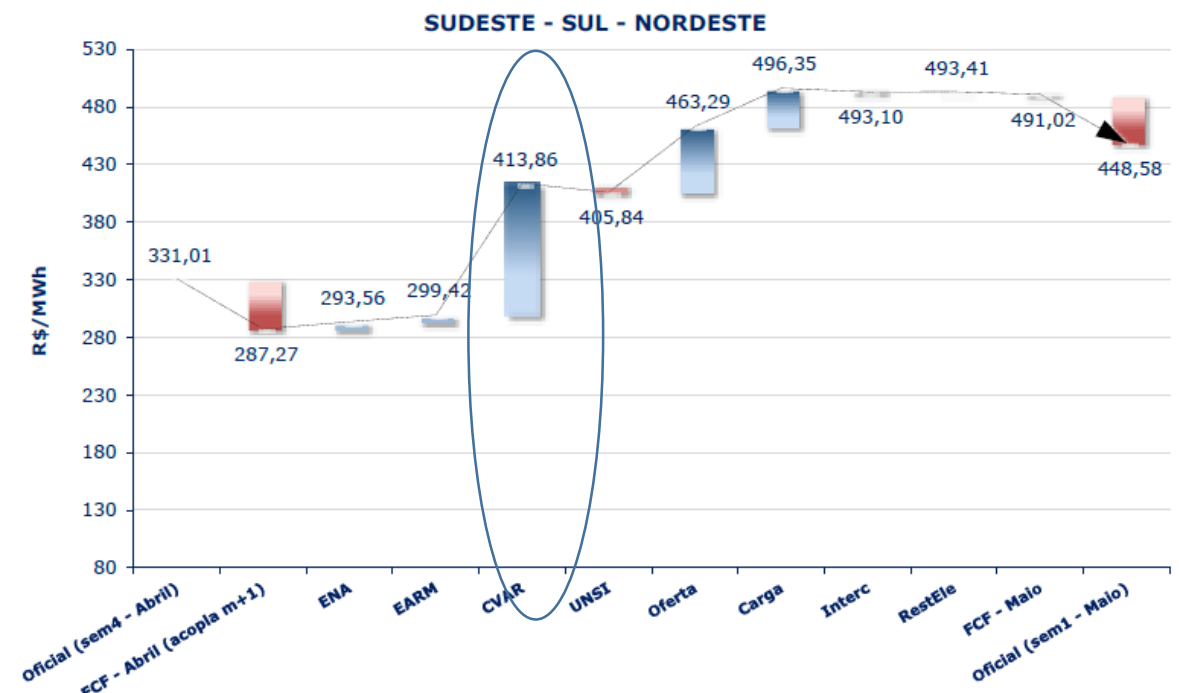
Impacto da CVaR com novos parâmetros



Os novos parâmetros da CVaR ($\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$), mais conservadores, foram aprovados pela **Portaria MME 41/2017**, sendo aplicados a partir da primeira semana operativa de maio de 2017 (25/04/2017 a 05/05/2017).

Observou-se um aumento expressivo do Preço de Liquidação de Diferenças com a mudança dos parâmetros da CVaR, provocando um aumento de R\$ 115,00/MWh nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste apenas por esta variável.

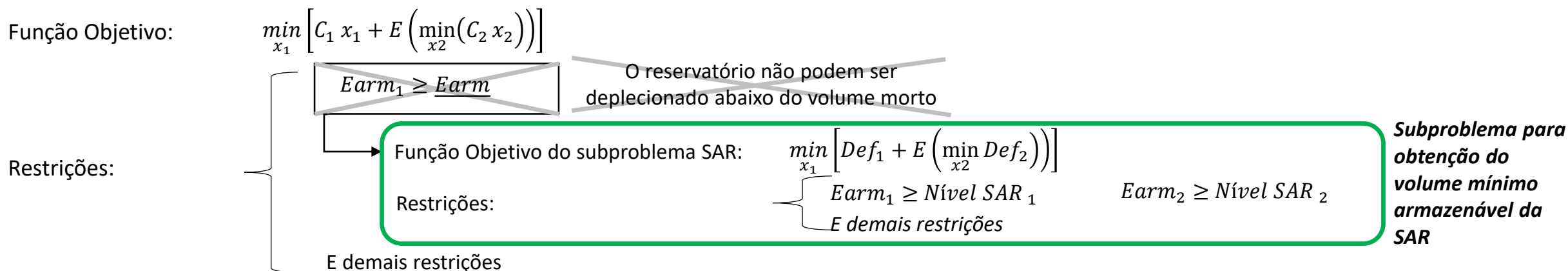
Decomposição da variação do PLD nos submercados Sudeste, Sul e Nordeste



Fonte: infoPLD nº 292 - 1ª semana de maio/2017 (CCEE).

Superfície de Aversão ao Risco

Outro mecanismo de aversão ao risco considerado é a Superfície de Aversão ao Risco (SAR). A SAR objetiva internalizar a Curva de Aversão ao Risco de cada subsistema considerando a possibilidade de transferência de energia de outros subsistemas. Assim, alteram-se as restrições de volume armazenado mínimo (energia armazenada mínima) em cada subsistema no problema de minimização do custo de geração.



A construção da restrição SAR pode ser condicionada ou não condicionada ao cenário hidrológico.

Conforme ata da reunião da CPAMP de 19 de janeiro de 2017, a **implementação da metodologia SAR** inicialmente prevista para 2018 **pode ser postergada para 2019**, uma vez que o prazo para a conclusão da consolidação do procedimento seria 31 de julho de 2017, exigindo assim mais tempo para a promoção da robustez dos estudos e análises dos resultados.

Representação do Custo de Déficit

Também em 2017 foi proposta na Consulta Pública MME 22/2016 a **alteração do Custo de Déficit** de quatro patamares para um patamar único. A metodologia de quatro patamares se baseou na ideia de que a profundidade do déficit de energia produz efeitos diversificados na economia, de forma que uma maior profundidade de déficit resultaria em uma maior perda na produção econômica.

Conforme a nota técnica “Revisão da Função de Custo de Déficit de Energia”, esta divisão em patamares dos custos do déficit introduz “elementos arbitrários discutíveis”, uma vez que tais custos são afetados pela evolução na estrutura da economia brasileira e pela variação do peso da energia elétrica nos diversos setores da economia. Assim, torna-se interessante a utilização de um único patamar para representar esta restrição de oferta de energia^[6].

[6] Tendo em vista o Projeto de P&D Estratégico da Aneel “Metodologia de Elaboração da Função de Custo do Déficit” que deve produzir resultados em 2017, optou-se pela utilização de um valor de custo de déficit único que causasse menor impacto nos valores de CMO obtidos por meio da metodologia vigente à época de quatro patamares. Portanto, foi utilizada a metodologia de “Mínima Média de Variações Relativas” em cima de um estudo de caso utilizando quatro patamares de déficit avaliando diferentes patamares únicos. A melhor estimativa (com menor média de variações relativas) foi o valor de R\$ 4.650,00/MWh, parâmetro aplicado a partir da primeira semana operativa de março (25/02/2017 a 03/03/2017) nos modelos de planejamento energético (NEWAVE e DECOMP).

3 Aversão ao Risco de Déficit

Revisão da Garantia Física das UHEs



Em 18 de novembro de 2016 foi aberta Consulta Pública no MME para discussão do processo e da metodologia utilizada para a **revisão da Garantia Física** ordinária de usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada.

O **Decreto 2655** de 1998 prevê a revisão da Garantia Física (na época designada como “Energia Assegurada”) de hidrelétricas a cada cinco anos, mas até este ano não havia sido efetuada.

A metodologia proposta para definição da Garantia Física utilizaria os programas computacionais Newave e Suishi para definição de um montante de energia gerada para cada usina em relação à geração ótima, alocada na proporção da geração para um período de afluência crítica (definido de junho de 1949 a novembro de 1956).

A proposta inicial considerou a utilização do parâmetro de aversão CVAR utilizando $\alpha=50\%$ e $\lambda=40\%$ (mais conservador), utilizando a metodologia de custo de déficit com patamar único (R\$ 4.650,00/MWh). Neste ponto, diversos agentes setoriais questionaram se a utilização dos novos parâmetros do CVAR seria razoável, uma vez que, apesar de esta alteração possivelmente se dever a uma situação conjuntural do sistema elétrico, a mesma seria aplicada a uma decisão estrutural. Esta situação se tornou ainda mais controversa com as expectativas da época da implementação da metodologia SAR em 2018.

Revisão da Garantia Física das UHEs

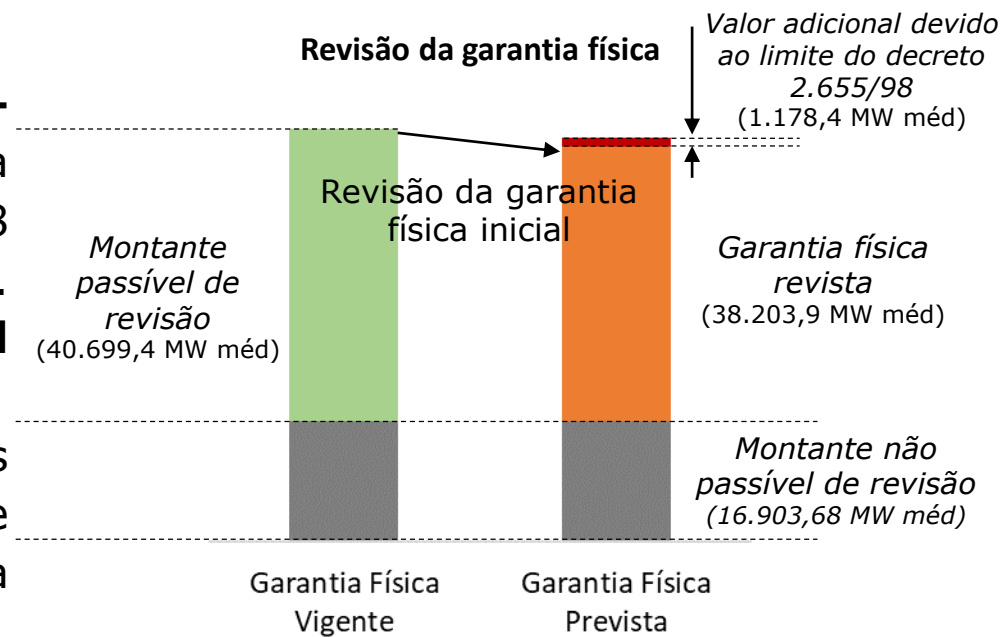


Em 03 de maio de 2017 foi homologada a **Portaria MME 178** de 2017, que define o processo de revisão da Garantia Física a ser aplicada a partir de 1º de janeiro de 2018, adotando os novos parâmetros de CVAR e patamar único de déficit.

A aplicação da metodologia indicada resultaria numa redução da Garantia Física total das hidrelétricas elegíveis ao processo de 40.919,4 MW médios para 38.203,9 MW médios. No entanto, o Decreto 2.655/98 estabelece que a Garantia Física não pode ser alterada em mais que 5% em cada processo de revisão, e mais de 10% do valor constante no contrato de concessão.

Conforme observa-se na **Nota Técnica EPE-DEE-RE-016/2017-r2**, 45 usinas apresentaram redução de Garantia Física maior que o limite estabelecido pelo Decreto 2.655/98 (chegando até a uma redução de 42,5% da Garantia Física). Após a imposição deste limite regulatório, **o valor total revisado no exercício foi de 39.602,3 MW médios.**

Assim, do montante total de Garantia Física de energia das usinas hidrelétricas, houve uma redução do montante original de **57.603,08 MW-médios para 56.285,98 MW-médios** (uma redução de 2,3% do montante original).



Fonte: NT EPE-DEE-RE-016/2016-r2 (EPE). Elaboração: Instituto Acende Brasil

TEMA	FATO OBSERVADO	IMPLICAÇÃO
1 Representação de UHEs do Rio São Francisco	Flexibilizações de restrições para conservação dos reservatórios do Nordeste	Discussão sobre a governança para alteração de dados em modelos de planejamento
2 Apuração da Carga	Identificação de erro e republicação dos preços no mercado de curto prazo	Discussão dos critérios de elegibilidade para a aplicação de processos de republicação de PLD
3 Aversão ao Risco de Déficit	Criação de mecanismos (CAR, CVaR, SAR e custo de déficit) que valorem a frustração de cenários de afluências	Aplicação de soluções transitórias para definição de requisitos estruturais (Garantia Física)

4 Judicialização do Mercado de Curto Prazo

Fato Conjuntural

Hidrelétricas sofrem grandes exposições no Mercado de Curto Prazo (MCP) devido ao baixo *Generation Scaling Factor (GSF)*

Ação realizada

Agentes recorrem a liminares para não pagar as exposições ou para ter prioridade nos recebimentos nas transações do MCP

Impasse emergente

A liquidação no MCP fica comprometida devido às liminares

O desencadeamento da crise


 Liminares de UHEs

Liminares Judiciais de Hidrelétricas para se protegerem de exposições no Mercado de Curto Prazo devido a reduções no *GSF*

Rateio dos Débitos

Débitos oriundos dos déficits no Mercado de Curto Prazo oriundos das liminares das UHEs são rateados pelos credores do MCP

Liminares de outros agentes

Liminares judiciais de credores para se protegerem dos déficits de créditos das UHEs com liminares


 Crise do *GSF*

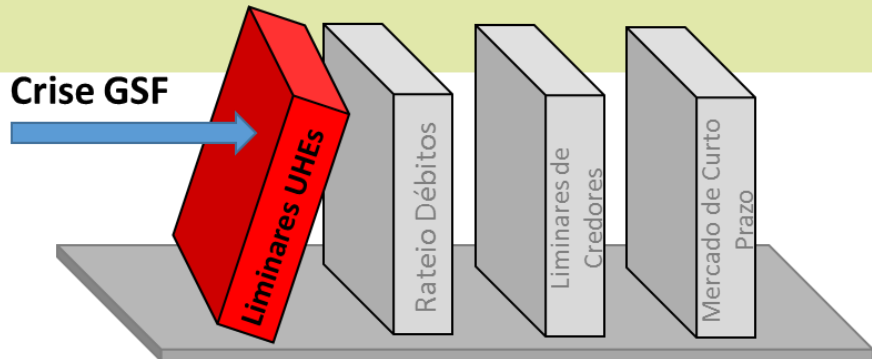
Liminares UHEs

Rateio Débitos

Liminares de Credores

Mercado de Curto Prazo

Crise do GSF



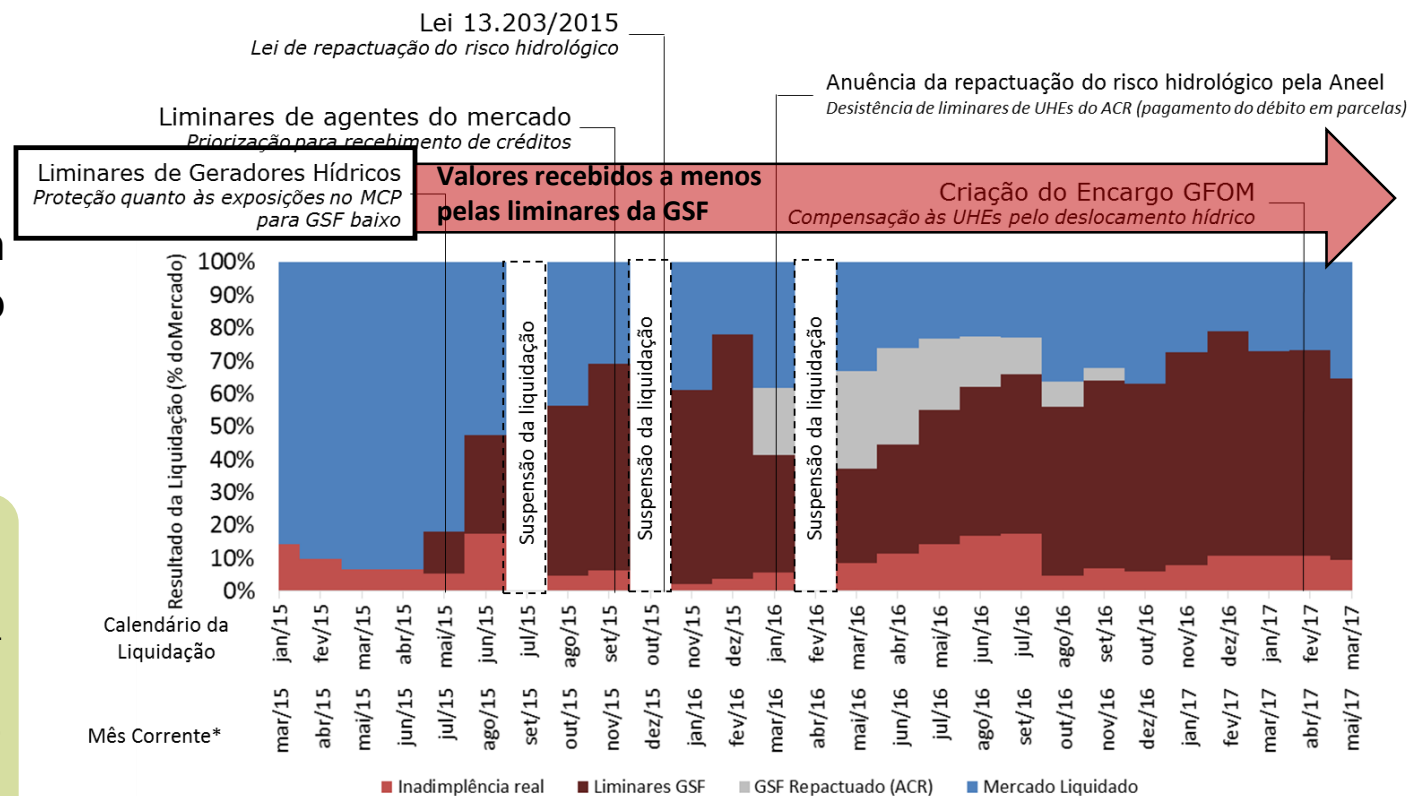
Na 10ª Edição do Programa Energia Transparente foram exploradas as causas da crise hídrica observada de 2013 a 2015 (a “Tempestade Perfeita”). Uma das consequências levantadas foram os severos impactos na saúde financeira dos geradores hidrelétricos resultante da

da conjunção dos fatores:

- redução da *GSF*^[7] ;e
- aumento dos preços no MCP.

Neste contexto, diversas empresas se valeram de liminares judiciais como forma de proteção contra a exposição ao Mercado de Curto Prazo.

[7] O *GSF* (*Generation Scaling Factor*) é uma razão entre a geração efetiva das hidrelétricas por suas garantias físicas. Uma vez que a Garantia Física é uma métrica que expressa o montante disponível para comercialização de energia, um *GSF* abaixo de 100% (ou “1”) estabelece exposição ao MCP (a geração efetiva é menor que a contratual), o que implica que as geradoras hídricas no MRE precisam comprar energia ao PLD. Para mais informações: 10ª edição do Programa de Energia Transparente – Junho/2016 (www.acendebrasil.com.br/estudos).



*A liquidação é realizada dois meses após a data corrente, sendo aqui dividida em mês corrente e calendário da liquidação (dois meses após mês corrente)

A partir de 2013, o GSF anual do MRE tem “atingido valores até então jamais registrados”, chegando a níveis inferiores a 79%, após passar mais de sete anos com um GSF superior a 100%.

Exemplo: Liminar obtida pela Apine

Em julho de 2015, o Tribunal Regional Federal da Primeira Região, avaliada pela Juíza Adverci Abreu, concede uma decisão liminar a favor da Associação dos Produtores Independentes (Apine) visando a **abster o ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) quando o montante for inferior à Garantia Física do conjunto de hidrelétricas participantes** (Processo 0041458-07.2015.4.01.0000).

A justificativa para tal liminar é que o Sistema Interligado Nacional é planejado para operar com confiabilidade mínima de 95% considerando todos os cenários hidrológicos e que, em caso de racionamento, os contratos preveem a redução proporcional das obrigações contratuais.

Logo, os geradores hidrelétricos teriam uma expectativa de que a Garantia Física reflète “a quantidade mínima de energia elétrica que as usinas hidrelétricas conseguem produzir em 95% dos cenários hidrológicos”, sendo que os 5% restantes correspondem ao “risco explícito da insuficiência da oferta de energia”. Há, inclusive, previsão legal para decretação de racionamento e suas implicações para redução de contratos [8].

[8] O artigo 22 da Lei 10.848 de 2004 define que, na decretação de racionamento, todos os contratos por quantidade de energia no ambiente de contratação regulada (modalidade predominante para hidrelétricas) terão seus volumes ajustados na proporção da redução do consumo verificado.

Fatores causadores do baixo *GSF*

Segundo sustentação da Apine, os valores extraordinários de *GSF* decorreram de fatores estruturais e conjunturais não relacionados ao risco hidrológico:

Fatores Estruturais

1. Alteração na composição da matriz energética – maior participação de termelétricas (de 9,3% em 2004 para 25,7% em 2015);
2. Geração fora da ordem de mérito (GFOM);
3. Contratação de Energia de Reserva que reduz a geração do MRE; e
4. Atrasos de obras de geração e transmissão.

Fatores Conjunturais

1. Sinalização equivocada do custo de geração para os consumidores promovida pela edição da MP 579/2012 (que reduziu as tarifas de energia de forma não sustentável);
2. Inobservância do custo de déficit (que indicava a necessidade de decretação do racionamento);
3. Medidas de redução do consumo apenas quando os reservatórios foram deplecionados; e
4. Ampliação de oferta de energia elétrica por medidas excepcionais e temporárias (Portarias MME 28, 41, 44, 81 e 82 de 2015)
 - acionamento da UTE de Uruguiana com GN importado
 - acionamento de UTEs da região de Manaus
 - aquisição de Geração Própria em condições excepcionais
 - importação de energia da Argentina e do Uruguai

Quebra das condições inicialmente pactuadas

Conforme decisão do juiz, a tese central da Apine se baseia no fato de que a “frustração da geração hidrelétrica (...) não está compreendida no risco hidrológico que seus substituídos (da Apine) assumem por força de lei”. **Houve assim uma quebra das condições inicialmente pactuadas**, violando o princípio de *rebus sic stantibus* (o estado vigente à época de contratação deve permanecer inalterado).

Se a Garantia Física reflete a quantia mínima de energia elétrica produzida em 95% dos cenários hidrológicos, ela se torna uma métrica para “**assegurar titulares dos empreendimentos que tenham previsibilidade de sua receita**”. Foi observada a alocação inferior à sua garantia assegurada em “virtude de determinações estatais gerais, imprevisíveis ou inevitáveis, sem lhe proporcionar revisão de equilíbrio econômico financeiro”, o que viola tanto os princípios *rebus sic stantibus* quanto o princípio *pacta sunt servanda* (os contratos assinados devem ser cumpridos).

Visto o *periculum in mora* (perigo na demora), dado que haveria o processo de liquidação do mês de maio de 2015, foi deferido o pleito da associação para mitigar os efeitos de GSF abaixo de 1 nos processos de liquidação até o trânsito em julgado.

4 Judicialização do Mercado de Curto Prazo

Créditos e débitos não liquidados



O tratamento de ações judiciais na CCEE que afetam a contabilização do Mercado de Curto Prazo é feito por meio da criação do chamado Registro Escritural, que designa um débito ou crédito adicional não liquidado pela liminar para uma expectativa de valores futuros. Ressalta-se que **este processo não pode ser classificado como uma inadimplência** (especialmente para fins de penalidade), sendo um valor a ser definido após pacificação do processo no judiciário.

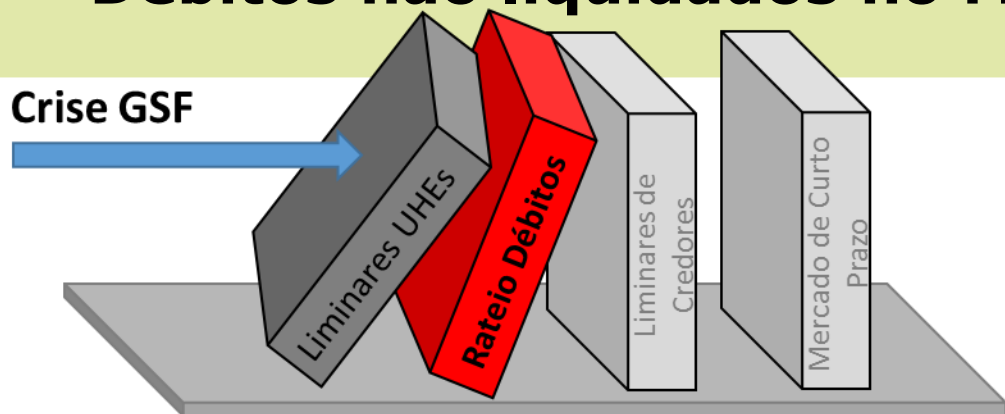
O Mercado de Curto Prazo (MCP) da CCEE tem como **finalidade liquidar as diferenças entre os valores contratuais de cada agente e os valores observados de consumo ou geração de energia ao PLD**. Assim, os participantes podem ser divididos entre:

- Agentes credores – Agentes que produziram mais energia do que venderam contratualmente, ou agentes que consumiram menos energia do que compraram contratualmente;
- Agentes devedores – Agentes que produziram menos energia do que venderam contratualmente (por exemplo, hidrelétricas no MRE com GSF abaixo de 1), ou agentes que consumiram mais energia do que compraram contratualmente.

O MCP realiza uma **contabilização multilateral, tratando-se de um mercado de "soma-zero"**, no qual a soma dos débitos é igual à soma dos créditos. Quando há um déficit no depósito de recursos pelos agentes devedores (devido à inadimplência ou liminares judiciais), é realizado o chamado "*loss share*", que rateia o montante não pago entre os agentes credores. Há, assim, recebimentos a menor pelos credores, sendo que estas perdas compõem um crédito futuro a ser recebido por estes agentes.

Débitos não liquidados no MCP

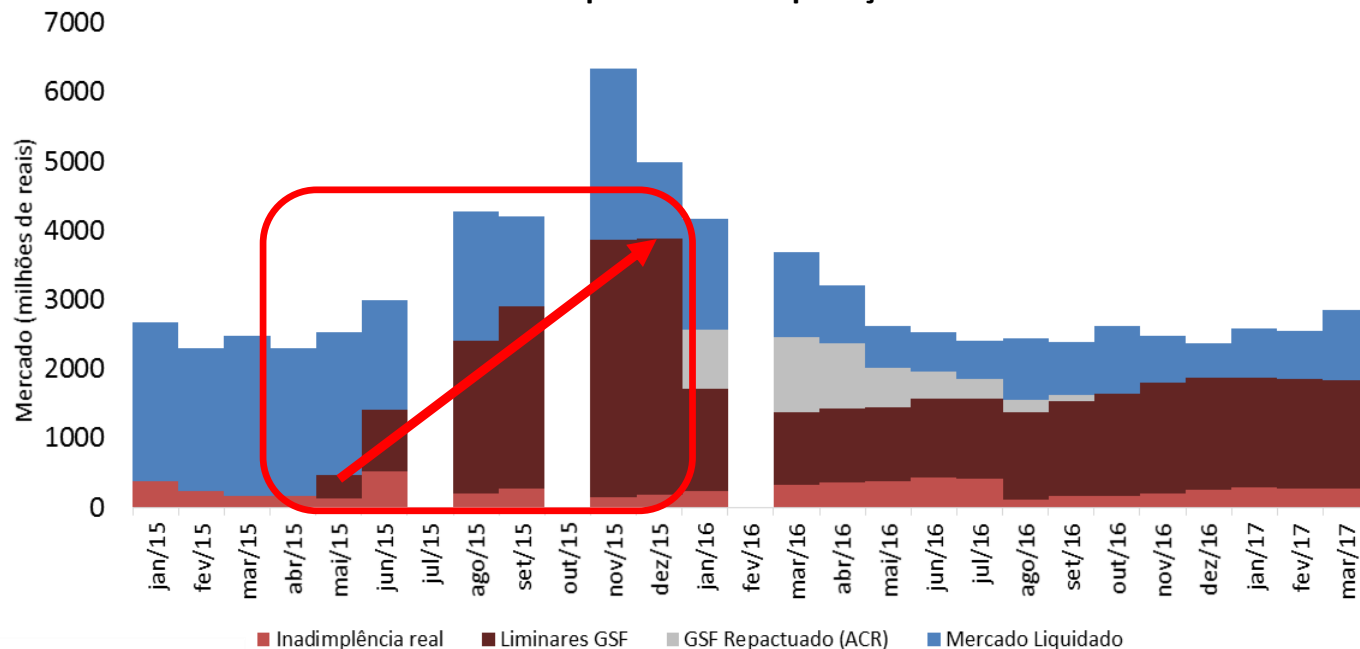
Crise GSF



Desde 2014 observa-se *GSF* baixo (inferior a 1), expondo os agentes hidrelétricos no MCP

A fim de evitar a sangria financeira, os agentes recorrem a liminares judiciais para evitar o pagamento dos débitos.

Histórico do processo de liquidação na CCEE



Fonte: infoMercado de janeiro de 2015 à dezembro de 2016 (CCEE)

Como resultado, os credores no MCP ficam sem receber grande parcela dos valores devidos.

Histórico de GSF

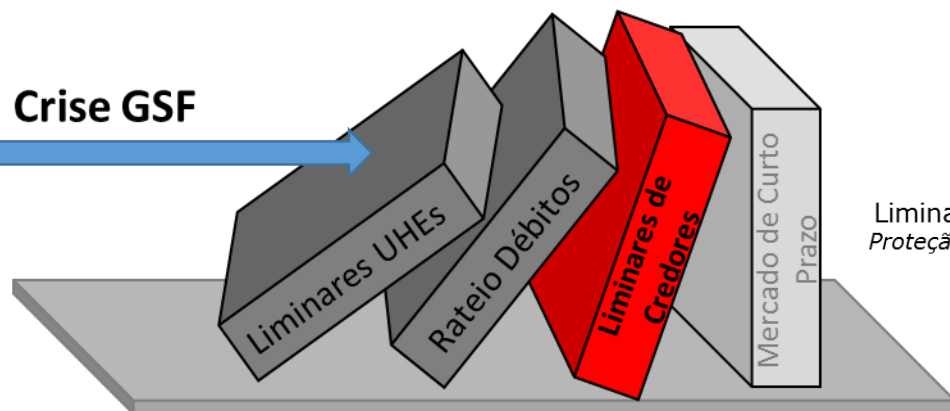


Fonte: Brito* (2016) e infoMercado de janeiro de 2014 à dezembro de 2016 (CCEE)

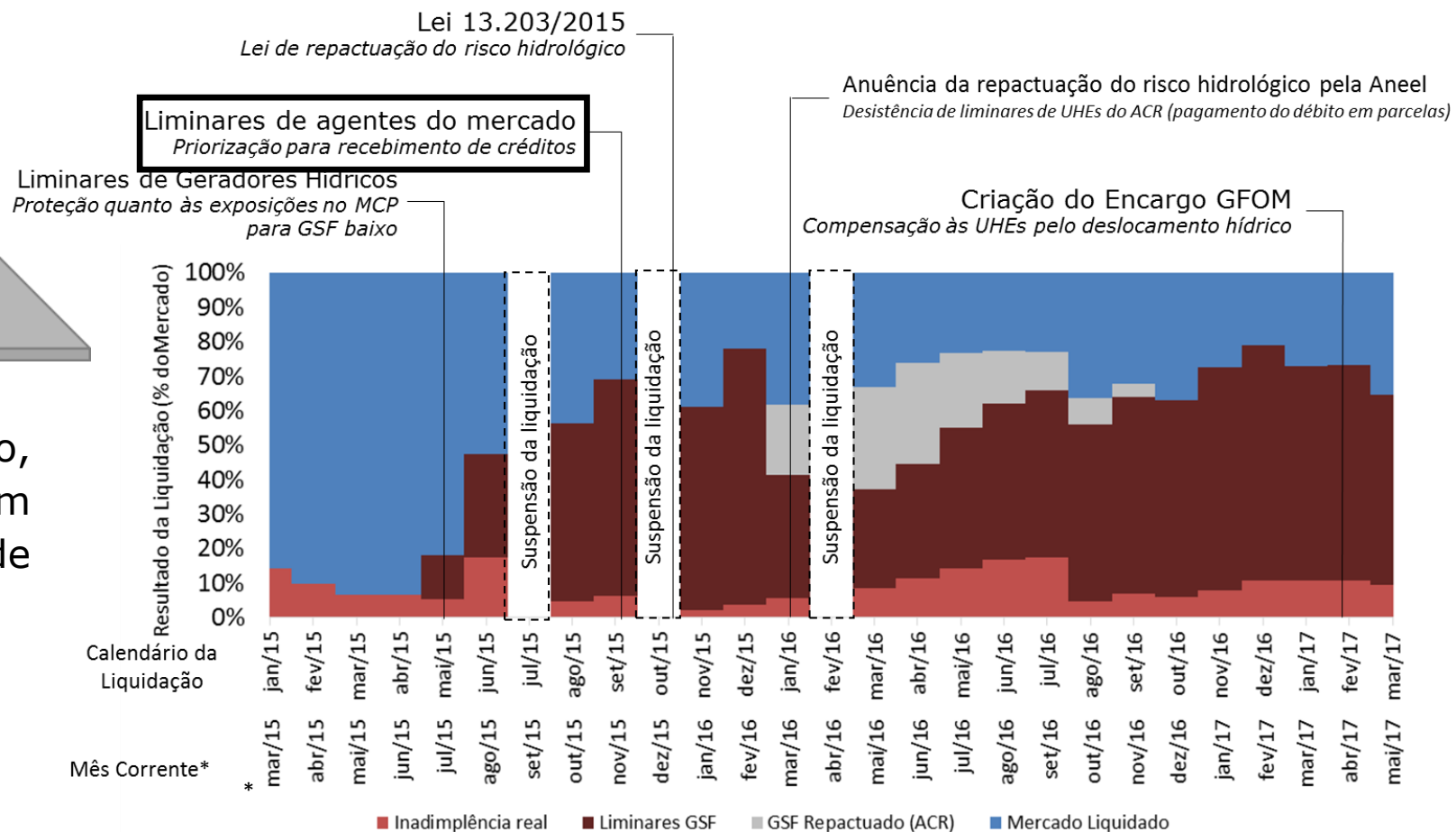
* BRITO, M. C. T. *Análise da repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas do Mecanismo de Realocação de Energia*. Tese de Mestrado, UFRJ/COPPE, 2016.

Liminares de Outros Agentes

Crise GSF



Diante do baixo percentual liquidado, credores do MCP também buscam liminares judiciais para obter prioridade nos recebimentos na CCEE.



Analisamos dois pedidos para obtenção de liminares judiciais abrangendo o arquétipo descrito.

Pleito: Não transferência do ônus resultante de efeitos decorrentes dos valores de GSF sobre hidrelétricas

Requerente: Abraget

Processo nº 34944-23.2015.4.01.3400
20ª Vara da Seção Judiciária do DF

Os créditos da liquidação no MCP de termelétricas são utilizados para o pagamento de aquisição de combustível:

- Usinas sem contrato (*Merchant*) – cuja venda de energia se dá totalmente pela venda no MCP;
- Usinas com contrato por disponibilidade e por quantidade – Impacto principal quando há a geração acima da contratual para antecipação de indisponibilidade para manutenção ou paradas forçadas.

Requerente: ABEEólica

Processo nº 64613-24.2015.4.01.3400
4ª Vara da Seção Judiciária do DF

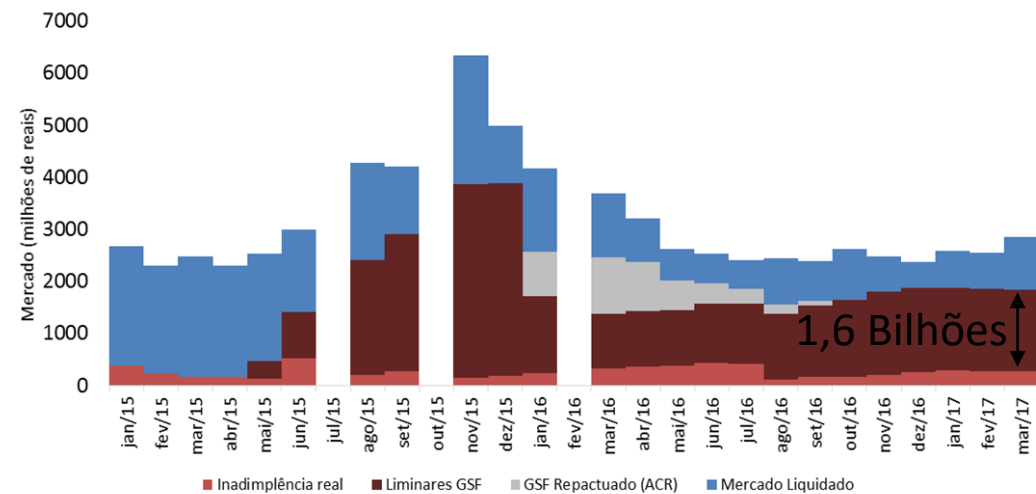
Discordância da ABEEólica por sofrerem ônus de decisões judiciais de terceiros (no caso, liminares judiciais de UHEs integrantes no MRE relacionadas à GSF), sem qualquer envolvimento da associação nestes processos.

Outras liminares judiciais no Setor Elétrico

Processo	Autor	Juízo
29780-77.2015.4.01.3400	CESP	8ª Vara Federal/DF
40767-75.2015.4.01.3400	CESP	8ª Vara Federal/DF
33084-84.2015.4.01.3400	Boa Fé Energética	20ª Vara Federal/DF
2256-08.2015.4.01.3400	ABIAPE	21ª Vara Federal/DF
31750-15.2015.4.01.3400	Serra do Facão	1ª Vara Federal/DF
23776-24.2015.01.3400	Santo Antônio	1ª Vara Federal/DF
28129-10.2015.01.3400	Rialma Energética	22ª Vara Federal/DF
33045-87.2015.4.01.3400	PCH São Valentin	15ª Vara Federal/DF
38845-76.2015.4.01.3400	Cooperativa geração e desenvolvimento social	8ª Vara Federal/DF
36631-35.2015.4.01.3400	Ferreira Gomes Energia	15ª Vara Federal/DF
41683-12.2015.01.3400	Baguari Energia	8ª Vara Federal/DF
38126-17.2015.4.01.3400	Eletrogoes	14ª Vara Federal/DF
36564-70.2015.4.01.3400	Pedra Furada Energia	17ª Vara Federal/DF
40669-90.2015.4.01.3400	BC Service Energética	8ª Vara Federal/DF
1005391-11.2015.4.01.3400	ABRADEE	17ª Vara Federal/DF
37347-62.2015.4.01.3400	PCH Rio do Braco	6ª Vara Federal/DF
37346-77.2015.4.01.3400	Mafras Energia	17ª Vara Federal/DF

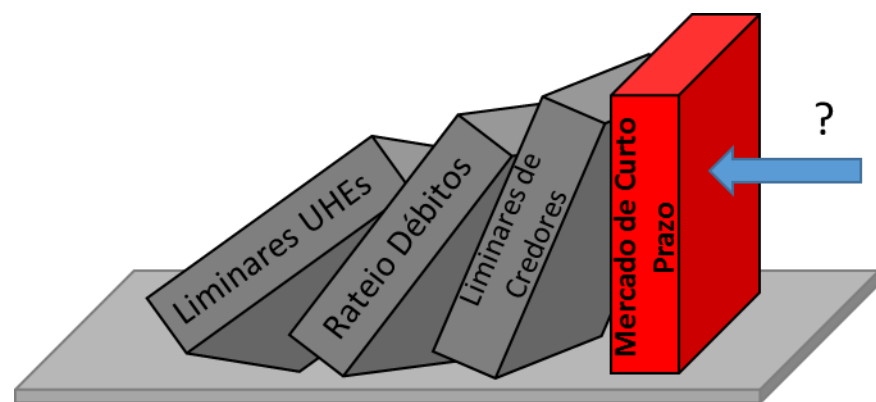
Fonte: Pedido de antecipação de tutela da ABRAGET (2015).

Comprometimento da Liquidação do MCP



Conforme observa-se na liquidação de Março de 2017 (publicada em maio de 2017), R\$ 1,6 bilhão está em aberto devido a liminares relacionadas ao *GSF*, que são suportadas por:

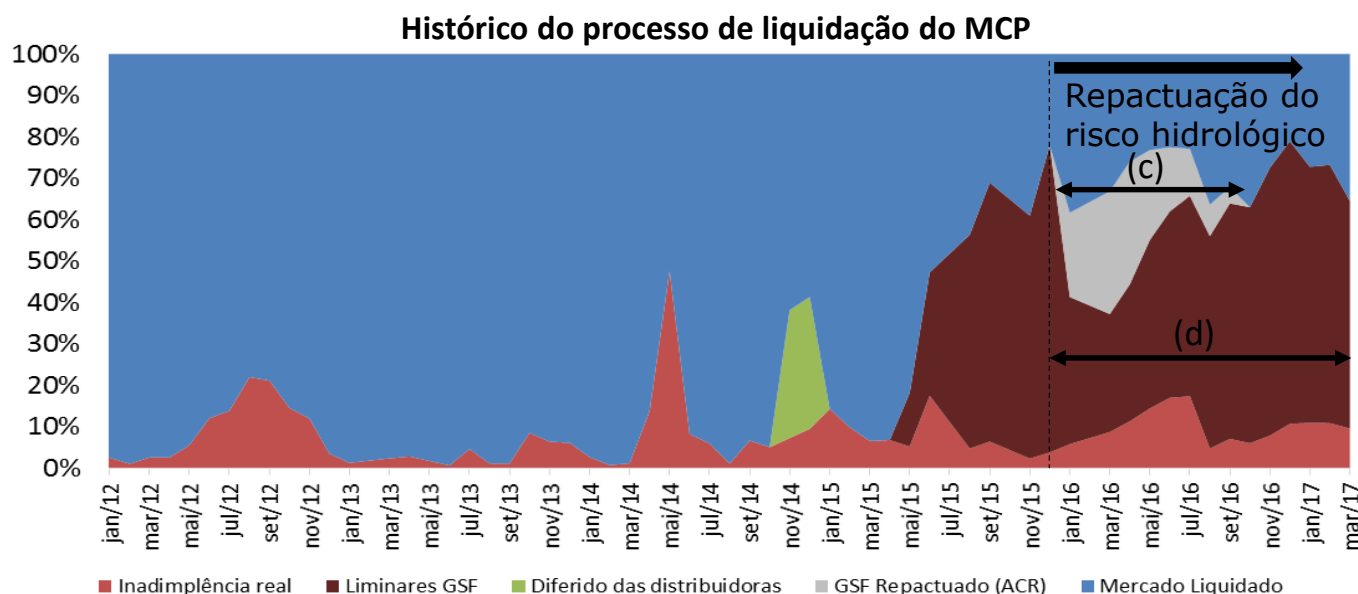
- Agentes sem liminares que percebem uma inadimplência de apenas 23%;
- Agentes com liminares para incidência regular das normas vigentes, para os quais a inadimplência é de 29%;
- Agentes que possuíam liminares para não participar do rateio das perdas pela *GSF*, para os quais a inadimplência é de 90%;



- Questionamento das liminares judiciais;
- Lei 13203/2015 - Repactuação do Risco Hidrológico;
- Criação do Encargo de Geração Fora da Ordem de Mérito.

4 Judicialização do Mercado de Curto Prazo Repactuação do Risco Hidrológico

A **Lei 13.203** de 2015 (MP 688) permitiu a repactuação do risco hidrológico suportado por geradores hídricos, impondo como condição a desistência de ação judicial sobre o tema, normalizando seus valores devidos no MCP em pagamentos parcelados.



Fonte: infoMercado de janeiro de 2015 à março de 2017 (CCEE)

A **Resolução Normativa 684/2015** da Aneel estabeleceu os critérios para participação da repactuação, oferecendo diferentes condições para hidrelétricas no ambiente regulado (ACR) e no livre (ACL).

Dadas as condições oferecidas, houve **100% de adesão dos geradores hídricos no ACR**, mas **nenhuma adesão no ACL**.

TEMA	FATO OBSERVADO	IMPLICAÇÃO
1 Representação de UHEs do Rio São Francisco	Flexibilizações de restrições para conservação dos reservatórios do Nordeste	Discussão sobre a governança para alteração de dados em modelos de planejamento
2 Apuração da Carga	Identificação de erro e republicação dos preços no mercado de curto prazo	Discussão dos critérios de elegibilidade para a aplicação de processos de republicação de PLD
3 Aversão ao Risco de Déficit	Criação de mecanismos (CAR, CVaR, SAR e custo de déficit) que valorem a frustração de cenários de afluências	Aplicação de soluções transitórias para definição requisitos estruturais (garantia física)
4 Judicialização do Mercado de Curto Prazo	Liminares Judiciais de UHEs devido à exposição no Mercado de Curto Prazo (valores baixos de GSF)	Liminares de outros agentes para se protegerem de déficits de recebimento no MCP

5 Geração Fora da Ordem de Mérito - GFOM

Fato Conjuntural

Geração fora de ordem de mérito desloca a geração hidrelétrica

Ação realizada

Legislação prevê ressarcimento pelo impacto do deslocamento da geração hidrelétrica

Impasse emergente

Avaliação do impacto financeiro do deslocamento e definição do ressarcimento devido

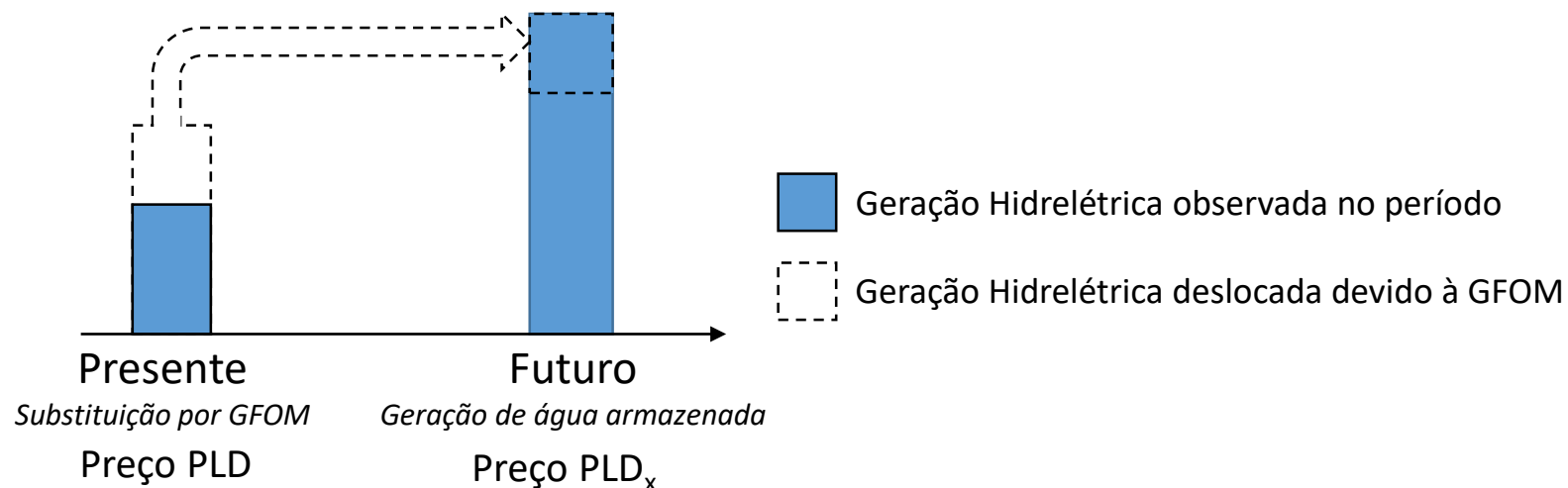
Deslocamento da geração hídrica

Outro tema correlato à crise do *GSF* foi o tratamento do deslocamento da geração hidrelétrica em função da Geração Termelétrica Fora da Ordem de Mérito (GFOM).

O tema foi amplamente discutido no âmbito da Aneel, em duas fases, na **Audiência Pública 45/2016**.

A GFOM resultaria em um deslocamento da geração hidrelétrica no presente (água armazenada) para geração num momento futuro. Isso significa, que para atender aos seus contratos, os geradores hidrelétricos são forçados a adquirir energia no momento presente (ao preço correspondente ao PLD) com a expectativa de gerar mais no futuro (ao valor definido pelo preço desconhecido PLD_x).

Questão chave: preço atual (PLD) maior ou menor que preço futuro (PLD_x)?



Efeitos do deslocamento da geração hidrelétrica

Houve, a partir de 2015, uma reviravolta na percepção dos efeitos do deslocamento da geração hidrelétrica decorrente da prática da GFOM.

Inicialmente havia uma compreensão de que a GFOM beneficiava os geradores hidrelétrico, tanto é que a **Lei 13.203** de 2015 previa que os geradores hidrelétricos deveriam efetuar pagamentos para restituir os ganhos advindos da GFOM:

"Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, a partir de 2016, a valoração e as condições de pagamento pelos participantes do MRE do custo de deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de:

I – geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito;

II – importação de energia elétrica sem garantia física."

Mais tarde se reconheceu que a GFOM prejudicava os geradores hidrelétricos e se estabeleceu, por meio da **Lei 13.360** de 2016 (MP 735), que os geradores hidrelétricos deveriam ser ressarcidos pelo deslocamento causado pela GFOM:

"Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para participantes do MRE do custo de deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de: (...)"

5 Geração Fora da Ordem de Mérito

Custo de oportunidade do deslocamento

O impacto da GFOM por segurança energética no deslocamento da geração hidrelétrica se resume à valoração do **custo de oportunidade** dado pelo montante de energia deslocada valorada à diferença entre o preço atual da energia e o preço auferido futuramente. A proposta inicial da Aneel era:

$$\text{Valor (GFOM)} = \max \{0, [\text{Desloc}_{\text{hidro}} * (\text{PLD} - \text{PLD}_x)]\}$$

Inicialmente considerou-se que o valor de PLD_x deveria ser a média da oferta hidrelétrica negociada no Ambiente de Contratação Regulada (o VR_h – Valor de Referência, que traduziria a disposição de venda de energia em uma perspectiva de longo prazo) mas, subsequentemente, a Aneel reconheceu que este parâmetro adentrava em uma composição de custos e tributações não diretamente aplicáveis ao Mercado de Curto Prazo.

Assim, passou-se a considerar como *proxy* para definir o PLD_x uma análise do histórico de PLD. Enquanto discutia-se a metodologia a ser adotada, estabeleceu-se que este parâmetro seria a mediana dos valores médios mensais do histórico de PLD (com uma “alocação de risco equânime” entre gerador e consumidor) atualizados pelo IPCA. Conforme a **Resolução Normativa 764/2017** da Aneel, o PLD_x será calculado anualmente considerando o histórico desde 2001 até dezembro do ano anterior ao cálculo.

Montante do deslocamento da geração hídrica

Com relação ao montante de energia elegível para compor o deslocamento hídrico, **além da geração térmica fora da ordem de mérito por segurança energética** (definida pelo CMSE), três outras componentes foram incorporadas na base de cálculo:

- Indisponibilidade de unidades térmicas para composição da GFOM;
- Geração térmica fora da ordem de mérito por restrição elétrica (*constrained-on e constrained-off*)^[9];
- Importações líquidas (importação menos exportação) de países vizinhos.

Outro aspecto relevante observado pela agência é o impacto da geração hidrelétrica fora da ordem de mérito por “restrição elétrica” no deslocamento hídrico. Atualmente não existe comando explícito do ONS discriminando esta parcela, impossibilitando à Aneel criar algum critério de elegibilidade deste montante. Neste ponto, foi definido que este impacto seja apurado quando este dispositivo normativo for criado.

[9] No contexto da criação de Encargos de Serviço do Sistema no Brasil, dois tipos de influências em geradores térmicos podem ser oriundos de restrições elétricas:

- “*Constrained-on*” quando uma usina térmica não está programada para operar mas, devido à restrição elétrica, ela é despachada;
- “*Constrained-off*” quando uma usina térmica está programada para operar mas, devido à restrição elétrica, há redução/cancelamento do despacho.

TEMA	FATO OBSERVADO	IMPLICAÇÃO
1 Representação de UHEs do Rio São Francisco	Flexibilizações de restrições para conservação dos reservatórios do Nordeste	Discussão sobre a governança para alteração de dados em modelos de planejamento
2 Apuração da Carga	Identificação de erro e republicação dos preços no mercado de curto prazo	Discussão dos critérios de elegibilidade para a aplicação de processos de republicação de PLD
3 Aversão ao Risco de Déficit	Criação de mecanismos (CAR, CVaR, SAR e custo de déficit) que valorem a frustração de cenários de afluências	Aplicação de soluções transitórias para definição requisitos estruturais (garantia física)
4 Judicialização do Mercado de Curto Prazo	Liminares Judiciais de UHEs devido à exposição no Mercado de Curto Prazo (valores baixos de GSF)	Liminares de outros agentes para se protegerem de déficits de recebimento no MCP
5 Geração Fora da Ordem de Mérito	Reavaliação do impacto da GFOM sobre hidrelétricas	Criação de um encargo para ressarcimento às hidrelétricas do ônus da GFOM

Retrospectiva

Introdução

Retrospectiva

Análise prospectiva

Conclusões e Recomendações

Os principais temas abordados por esta edição 11ª do PET são:

Retrospectiva do Ano

Operação do Sistema

- 1 Alteração das restrições de vazão mínima de hidrelétricas no Rio São Francisco
- 2 Revisão da carga do sistema
- 3 Adoção de novas metodologias de avaliação e valoração do risco de déficit

Comercialização de Energia

- 4 Judicialização das transações comerciais no âmbito da CCEE
- 5 Tratamento dado ao deslocamento da geração hídrica em função da 'geração fora da ordem de mérito'

Análise prospectiva

Incoerências do modelo

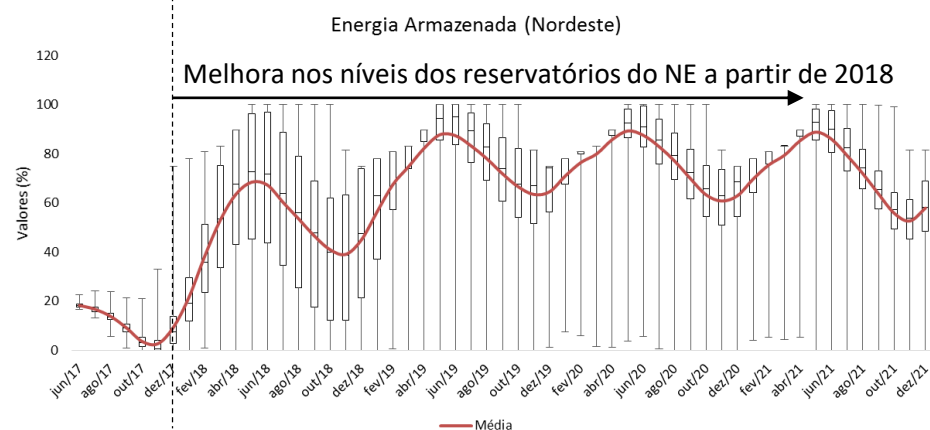
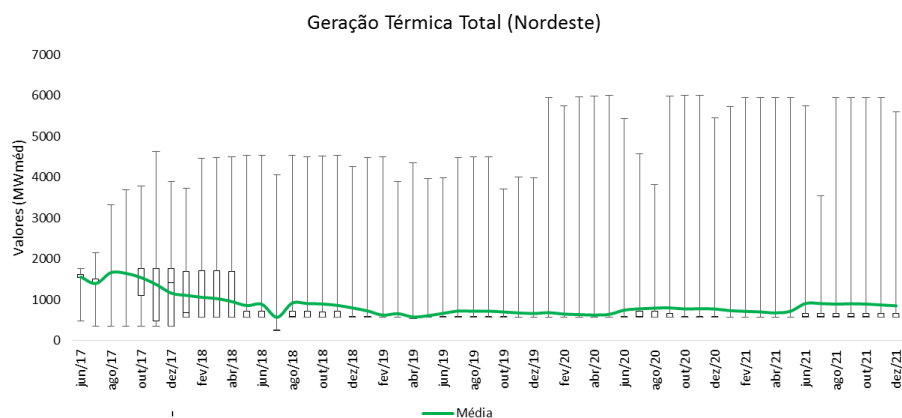
- 6 Análise de sensibilidade da resiliência do equilíbrio estrutural de oferta e de demanda frente a incoerências observadas nos modelos por meio de uma redução nas produtibilidades específicas das hidrelétricas.

Mudança na hidrologia

- 7 Condições de atendimento da demanda de energia frente à uma alteração estrutural na hidrologia

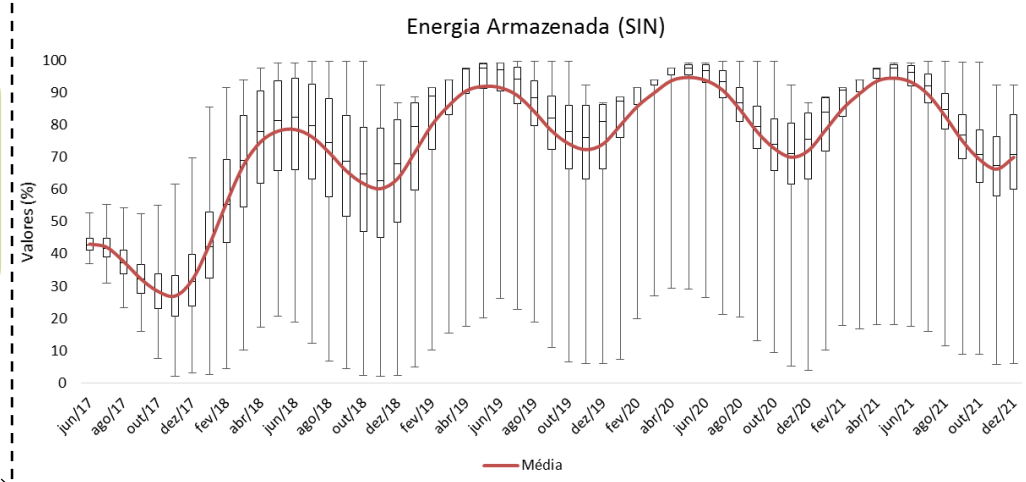
Análise Prospectiva - Cenário Oficial

É realizada **uma análise do cenário oficial definido no PMO** (Programa Mensal de Operação, definido pelo ONS) **de julho de 2017**, na qual foram simuladas 2000 séries sintéticas de ENA (Energia Natural Afluente, definida no slide 8) utilizando a Função de Custo Futuro do referido estudo.

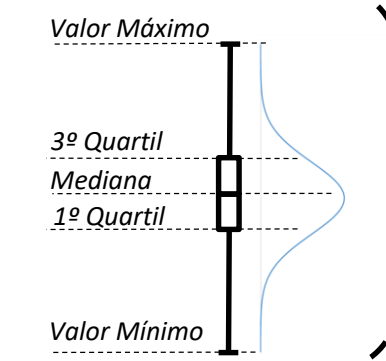


Melhora nos níveis dos reservatórios em todo o sistema a partir de 2018.

Maior despacho térmico nos períodos iniciais deve resultar em uma **melhora nos níveis de reservatório a partir de 2018 no NE**

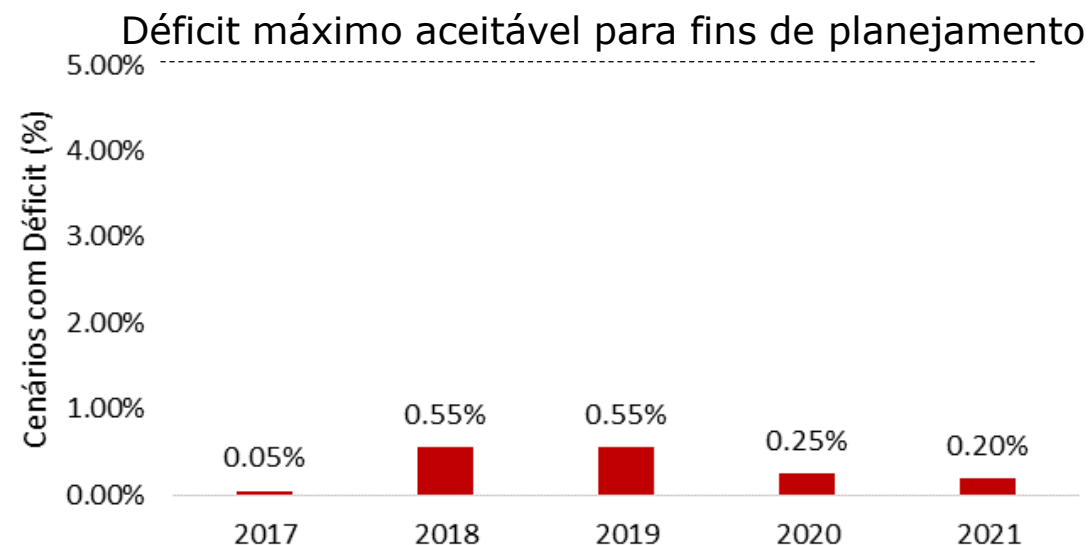


O *boxplot* é uma representação visual de distribuição de cenários (no caso, os 2000 cenários de afluência modelados no *Newave*). A ponta da haste inferior estabelece o mínimo do conjunto de dados; as bordas horizontais da caixa estabelecem os valores do 1º quartil, mediana e 3º quartil das amostras; e a ponta da haste superior estabelece o valor máximo do conjunto de dados.



Análise Prospectiva - Cenário Oficial

As médias dos 2000 cenários sintéticos de afluência indicaram uma média de CMO de R\$ 197,11/MWh para 2017 (maiores que o Custo Marginal de Expansão – CME para 2016), com uma redução nos anos posteriores.



Em 2017 apenas 1 dos 2000 cenários apresentou déficit de energia. Os déficits se intensificaram nos anos de 2018 e 2019, porém atingiram apenas 0,55% dos cenários observados (**valores abaixo dos 5% de déficit aceitável para fins de planejamento**).

A fim de avaliar a segurança de suprimento, o **Instituto Acende Brasil realizou simulações** com o programa oficial de planejamento da operação de médio prazo (*Newave*) considerando:

- os **dados oficiais** do *Planejamento Mensal da Operação (PMO)* de junho/2017 utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e
- uma **análise de sensibilidade** para o estudo de robustez considerando parametrizações distintas.

Redução da produtividade <ul style="list-style-type: none">• redução na produtividade• aflúências de referência	Alteração na aflúência e redução da produtividade <ul style="list-style-type: none">• redução na produtividade• aflúências dos últimos 30 anos
Cenário de Referência Premissas do PMO de junho/2017 <ul style="list-style-type: none">• produtividade de referência• aflúências de referência	Alteração na aflúência <ul style="list-style-type: none">• produtividade de referência• aflúências dos últimos 30 anos

A **parametrização do modelo** combina:

- variações nos parâmetros operacionais das usinas hidrelétricas - redução da produtividade;
- variações nas vazões naturais afluentes: alteração do histórico considerado.

O objetivo do exercício é avaliar como o modelo do sistema se comporta a partir de **variações em parâmetros específicos**, e qual sua resposta para o atendimento da demanda.

6 Análise de redução da produtividade

Fato

Diversos estudos apontam que os modelos computacionais sistematicamente superestimam a produção hidrelétrica

Análise

Busca-se calibrar o modelo por meio de ajuste dos parâmetros de produtividade das usinas hidrelétricas

Simulação

Avaliam-se condições de suprimento futuro considerando-se menor produtividade hidrelétrica

Modelos superestimam produção hidrelétrica



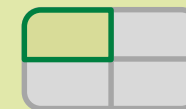
Desde a **9ª Edição do Programa Energia Transparente** observamos falhas na acurácia dos modelos computacionais oficiais de planejamento energético.

No estudo da 9ª Edição, realizado com a Thymos, comparamos uma simulação utilizando o modelo *Newave* com dados observados durante 2011 e 2012. Constatamos que os modelos tendem a sistematicamente superestimar o nível de armazenamento para as regiões SE/CO, S e N, no qual a **maior fonte de erro deriva da própria modelagem do sistema.**

Atribuiu-se as causas dos erros de modelagem a:

- Modelagem de usinas hidrelétricas a partir de sistemas equivalentes de energia;
- Superdimensionamento do volume útil de reservatórios;
- Série de vazões distorcidas (especialmente no NE);
- Superdimensionamento da produtividade das UHEs.

Incoerências nos parâmetros operativos



Com base nesta revisão bibliográfica cinco métricas foram observadas para quantificar a não adequação dos modelos aos resultados operacionais.



A incorporação destas incoerências no exercício proposto foi feita pela inserção de um **fator multiplicativo redutor nas produtibilidades específicas**^[12] das usinas hidrelétricas utilizadas no *Newave*, assumindo-se uma **redução de 5%** neste parâmetro.

$$PNOVA_{usina,i} = 0,95 PANTIGA_{usina,i}$$

[12] A produtividade específica (dada em MW/m³/s/m) é um parâmetro utilizado para modelar a potência de saída de um gerador hídrico*, de forma que:

$$Potência = p_e h_l Q$$

onde p_e é a produtividade da máquina;
 h_l é a altura líquida (considerando perda de carga); e
 Q é a vazão turbinada.

TEMA	FATO OBSERVADO	IMPLICAÇÃO
1 Representação de UHEs do Rio São Francisco	Flexibilizações de restrições para conservação dos reservatórios do Nordeste	Discussão sobre a governança para alteração de dados em modelos de planejamento
2 Apuração da Carga	Identificação de erro e republicação dos preços no mercado de curto prazo	Discussão dos critérios de elegibilidade para a aplicação de processos de republicação de PLD
3 Aversão ao Risco de Déficit	Criação de mecanismos (CAR, CVaR, SAR e custo de déficit) que valorem a frustração de cenários de aflúências	Aplicação de soluções transitórias para definição requisitos estruturais (garantia física)
4 Judicialização do Mercado de Curto Prazo	Liminares Judiciais de UHEs devido à exposição no Mercado de Curto Prazo (valores baixos de GSF)	Liminares de outros agentes para se protegerem de déficits de recebimento no MCP
5 Geração Fora da Ordem de Mérito	Reavaliação do impacto da GFOM em hidrelétricas	Criação de um encargo para ressarcimento às hidrelétricas do ônus da GFOM
6 Análise da redução da produtibilidade	Os modelos computacionais tendem a superestimar a produção hidrelétrica	Imposição de um fator redutivo para a produtibilidade específica das usinas hidrelétricas

Retrospectiva

7 Análise da alteração das afluências

Fato

Modelos computacionais consideram todo o histórico da hidrologia, mas há evidências de mudanças no comportamento hidrológico

Análise

Examina-se o comportamento hidrológico em cada subsistema, em diferentes períodos

Simulações

Avaliam-se condições de suprimento futuro considerando-se somente o comportamento hidrológico dos últimos 30 anos



Outra vertente está relacionada à previsão das vazões afluentes, tratada nos modelos computacionais por meio de um modelo autorregressivo PAR(p) de ordem “p” construído com base em um histórico de vazão natural afluente desde 1931.

$$\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) = \sum_{i=1}^p K_i \left(\frac{Z_{t-i} - \mu_{m-i}}{\sigma_{m-i}} \right) + \alpha_t$$

onde Z_t é o vazão prevista mensal;
 μ_m é a média das vazões para o mês “m”;
 σ_m é o desvio padrão da vazão para o mês “m”;
 K_i é o i-ésimo coeficiente autorregressivo;
 α_t é uma variável aleatória.

Estas vazões afluentes são resultantes da conjunção de fatores naturais e atividades antropogênicas (derivadas de atividades humanas):

- Topografia de bacias;
- Tipo e uso do solo;
- Efeitos climáticos (global e local);
- Usos consuntivos da água.

Houve uma mudança nestas componentes nos últimos anos?

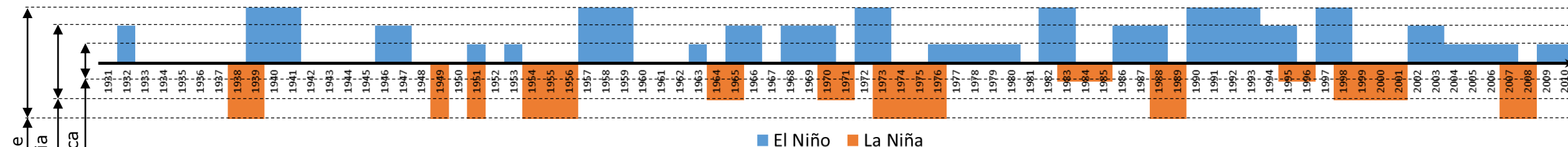
Impacto de fenômenos climáticos



Os principais fatores macroclimáticos são os fenômenos de oscilação El Niño e La Niña (anomalias na temperatura do mar no Pacífico equatorial, positivas ou negativas, respectivamente), que têm certa influência sobre as afluições das usinas hidrelétricas.

Estes fenômenos são caracterizados de acordo com a intensidade da anomalia de temperatura (fraca, média ou forte).

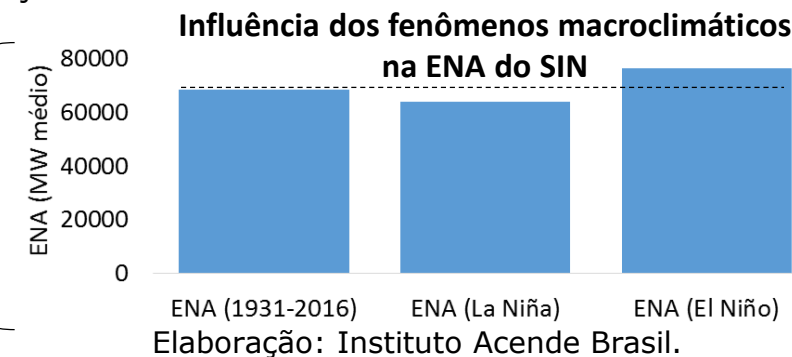
Intensidade dos fenômenos macroclimáticos



Fonte: Condições de neutralidade no pacífico equatorial (INPE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Comparando a ENA média do histórico com os anos de incidência forte de El Niño e La Niña:

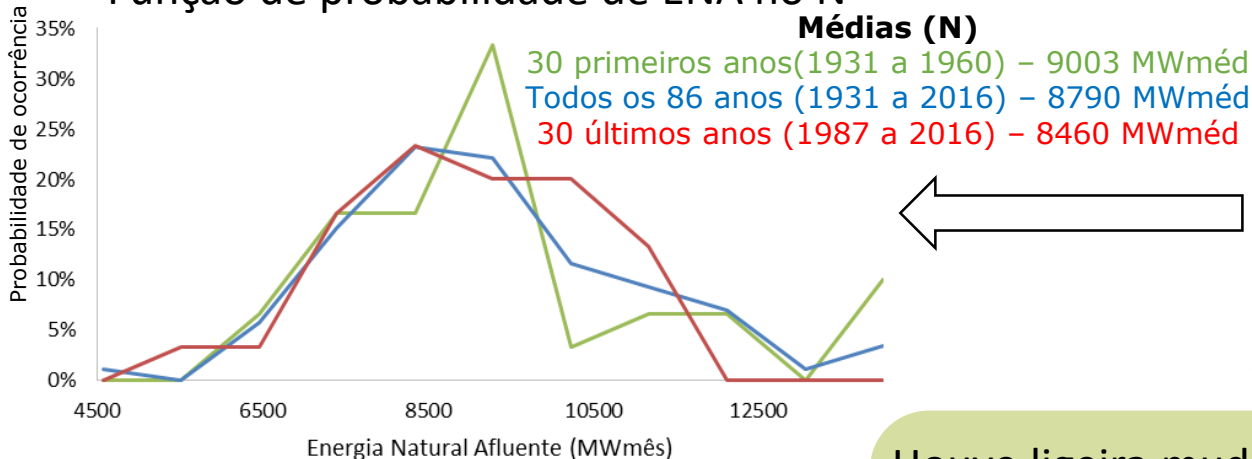
- O fenômeno La Niña tende a **reduzir marginalmente** a ENA no SIN;
- O fenômeno El Niño tende a **umentar significativamente** a ENA no SIN.



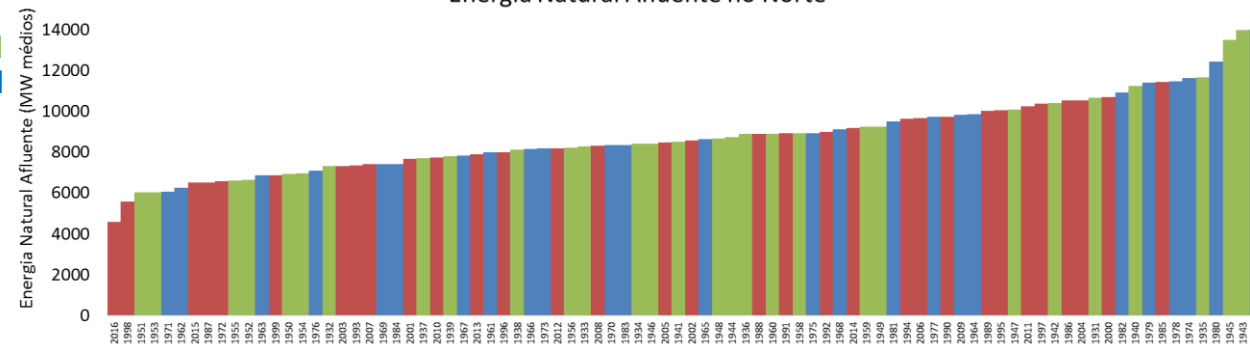
Regime de afluências ao longo do tempo



Função de probabilidade de ENA no N

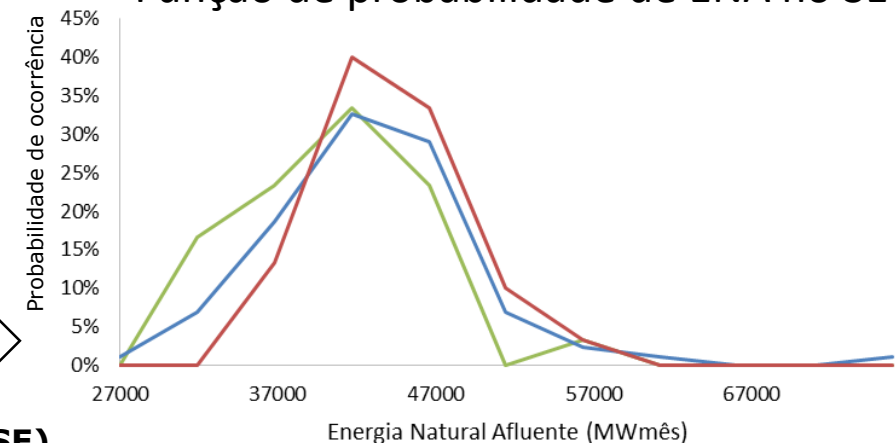


Energia Natural Afluente no Norte



Houve ligeira mudança nas vazões afluentes (representada como Energia Natural Afluente): séries mais recentes têm média inferior no N e superior no SE

Função de probabilidade de ENA no SE

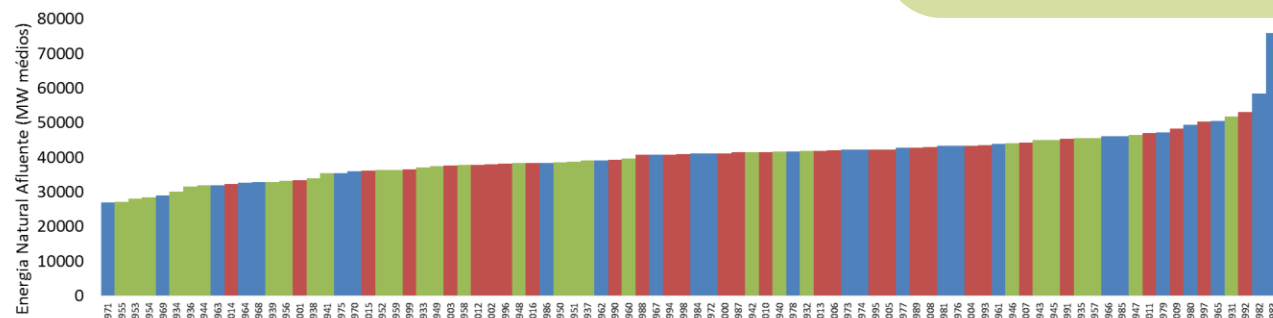


Médias (SE)

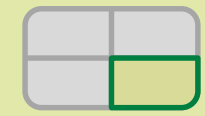
1931 a 1960 – 38012 MWméd
 1931 a 2016 – 40490 MWméd
 1987 a 2016 – 41460 MWméd

1931 à 1960 1931 à 2016 1987 à 2016

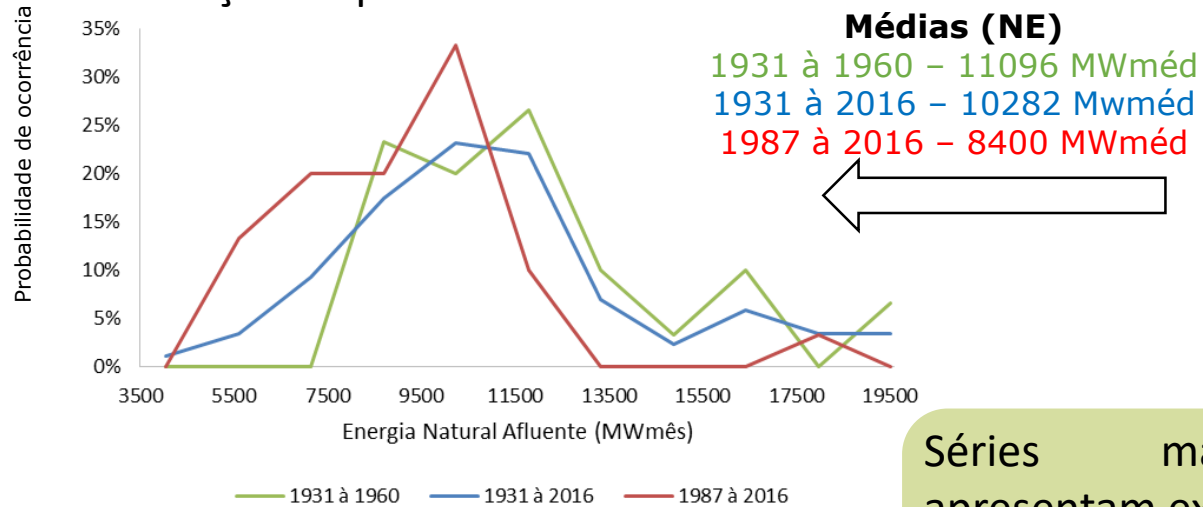
Energia Natural Afluente no Sudeste



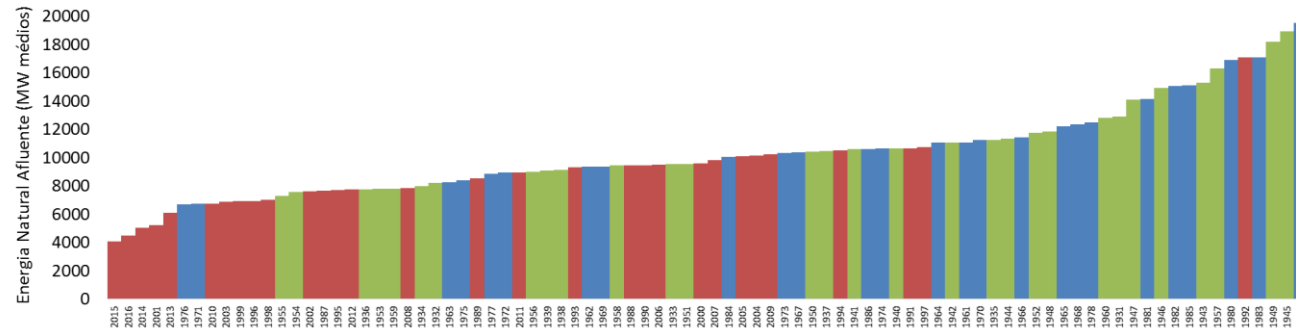
Regime de afluições ao longo do tempo



Função de probabilidade de ENA no NE

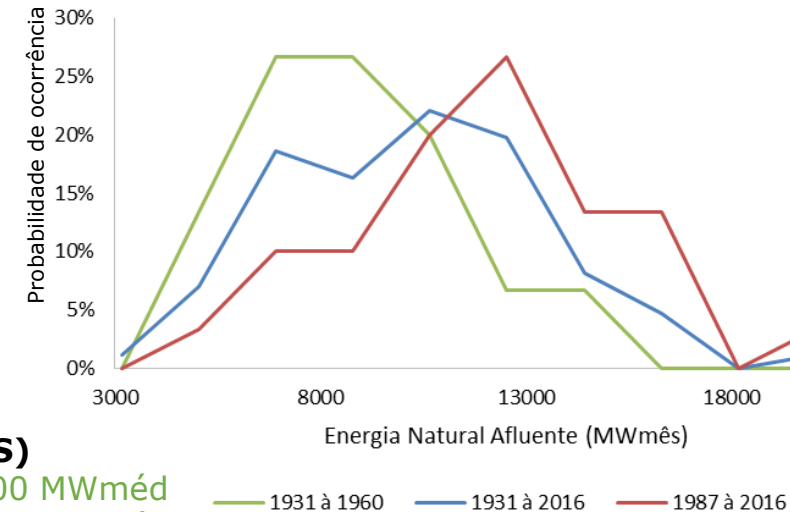


Energia Natural Afluente no Nordeste

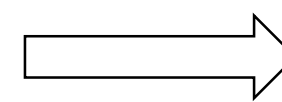
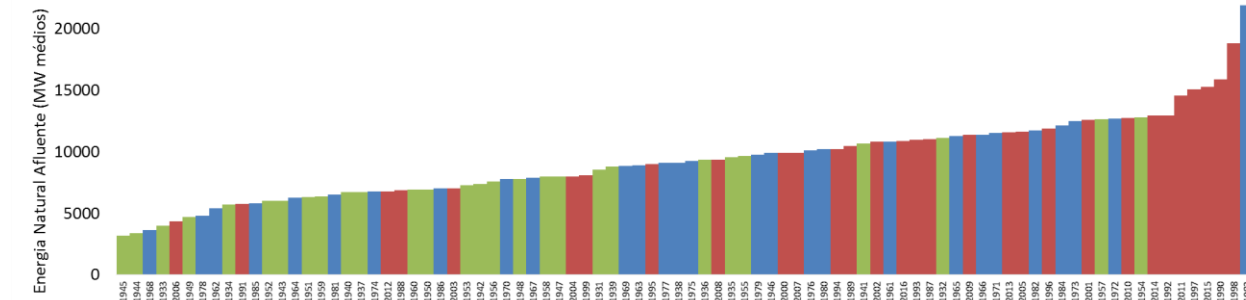


Séries mais recentes apresentam expressiva redução das vazões no NE e expressivo aumento no Sul

Função de probabilidade de ENA no S



Energia Natural Afluente no Sul



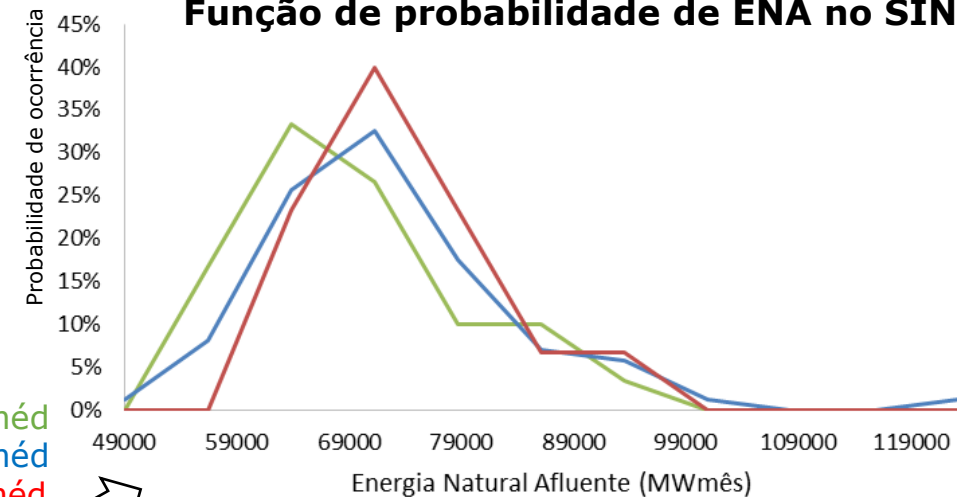
Regime de afluências ao longo do tempo



Analisando-se a Energia Natural Afluyente total no SIN, observa-se que o efeito líquido é de um aumento na disponibilidade deste recurso:

- Ligeira mudança nos subsistemas N (redução) e SE (aumento);
- Aumento expressivo no subsistema S;
- Redução expressiva no subsistema NE.

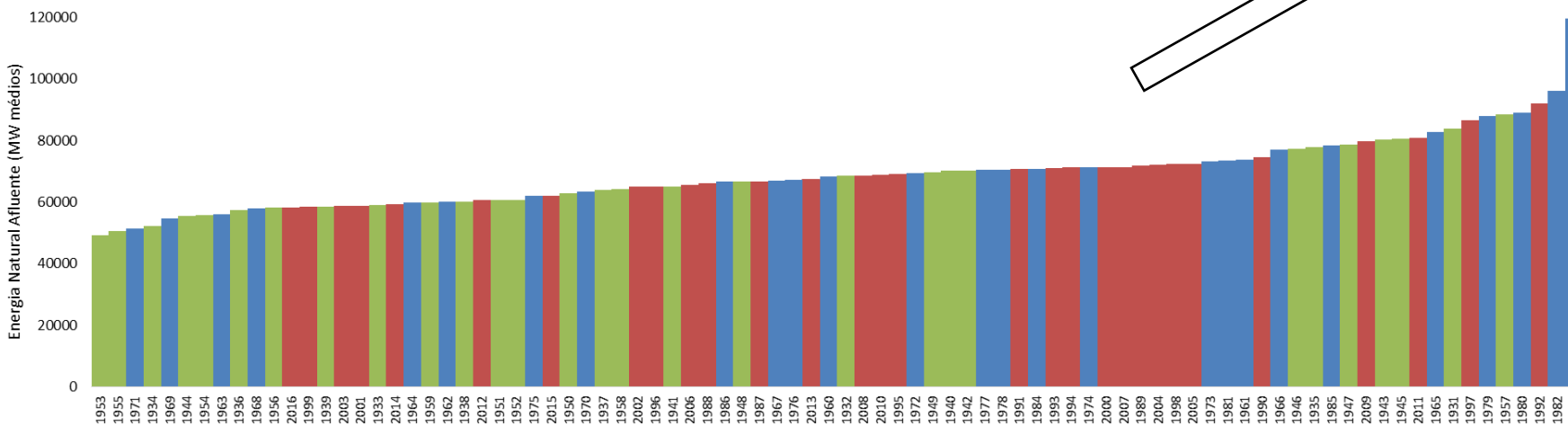
Função de probabilidade de ENA no SIN



Médias

- 1931 à 1960 – 65811 MWméd
- 1931 à 2016 – 68872 MWméd
- 1987 à 2016 – 69212 MWméd

Energia Natural Afluyente no SIN



Houve assim um ligeiro aumento na Energia Natural Afluyente no SIN

TEMA	FATO OBSERVADO	IMPLICAÇÃO	
1 Representação de UHEs do Rio São Francisco	Flexibilizações de restrições para conservação dos reservatórios do Nordeste	Discussão sobre a governança para alteração de dados em modelos de planejamento	Retrospectiva
2 Apuração da Carga	Identificação de erro e republicação dos preços no mercado de curto prazo	Discussão dos critérios de elegibilidade para a aplicação de processos de republicação de PLD	
3 Aversão ao Risco de Déficit	Criação de mecanismos (CAR, CVaR, SAR e custo de déficit) que valorem a frustração de cenários de afluências	Aplicação de soluções transitórias para definição requisitos estruturais (garantia física)	
4 Judicialização do Mercado de Curto Prazo	Liminares Judiciais de UHEs devido à exposição no Mercado de Curto Prazo (valores baixos de GSF)	Liminares de outros agentes para se protegerem de déficits de recebimento no MCP	
5 Geração Fora da Ordem de Mérito	Reavaliação do impacto da GFOM em hidrelétricas	Criação de um encargo para ressarcimento às hidrelétricas do ônus da GFOM	
6 Análise da redução da produtibilidade	Os modelos computacionais tendem a superestimar a produção hidrelétrica	Imposição de um fator redutivo para a produtibilidade específica das usinas hidrelétricas	Análise Prospectiva
7 Análise da alteração das afluências	Avaliação da possível mudança de comportamento das afluências nos últimos anos	Utilização dos últimos 30 anos para composição do histórico de afluências nos modelos	

		Afluências	
Produtibilidade	Redução da produtividade <i>PRODUTIBILIDADE</i> <ul style="list-style-type: none">• redução na produtividade• afluências de referência	Alteração na afluência e redução da produtividade AGREGADO <ul style="list-style-type: none">• redução na produtividade• afluências dos últimos 30 anos	
	Cenário de Referência <i>BASE</i> Premissas da PMO de junho/2017 <ul style="list-style-type: none">• produtividade de referência• afluências de referência	Alteração na afluência HIDROLOGIA <ul style="list-style-type: none">• produtividade de referência• afluências dos últimos 30 anos	

Indicadores para comparação de resultados:

- 1 Séries sintéticas de ENA
- 2 Geração térmica e CMO
- 3 Energia Armazenada e Déficits
- 4 Recebimento de intercâmbio no Nordeste

Séries sintéticas de ENA (N e SE)

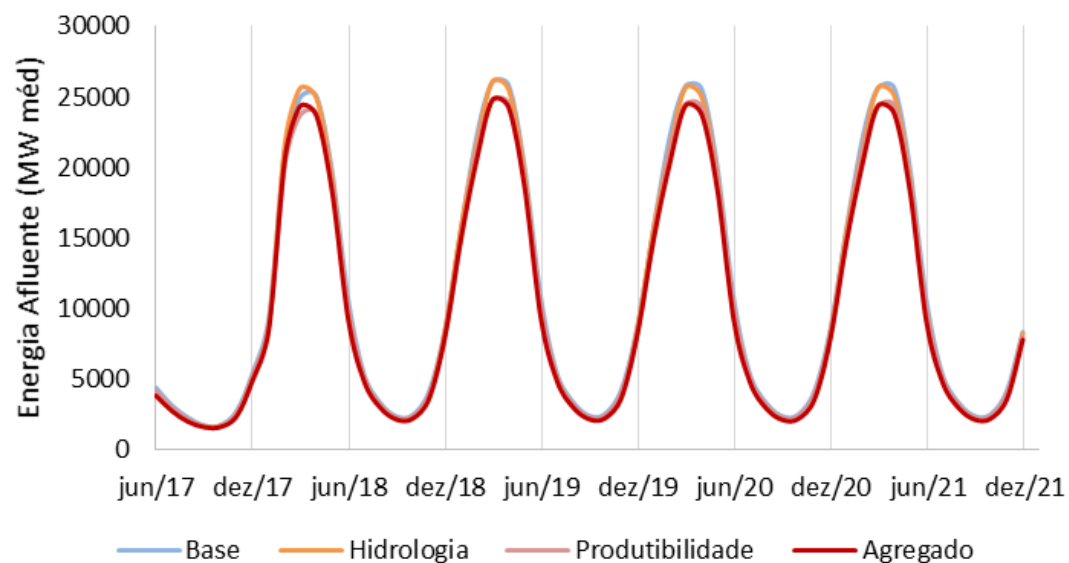
Produtibilidade

Agregado

Base

Hidrologia

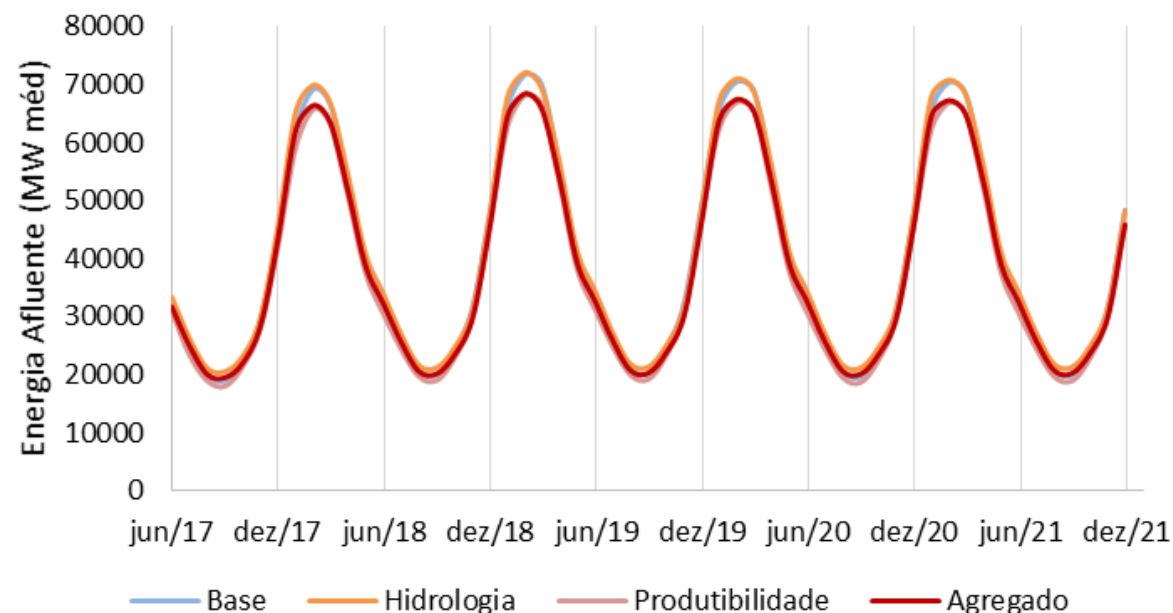
Comparação das Médias de ENAs (N)



Não há variação significativa das médias das séries sintéticas de Energia Natural Afluyente no N e SE devido à mudança de Hidrologia

Nestes subsistemas, as variações nos cenários propostos são predominantemente devido à **alteração na Produtibilidade**, resultando na “valoração à menor” de cada m^3/s para a produção de energia elétrica.

Comparação das Médias de ENAs (SE)



Séries sintéticas de ENA (NE e S)

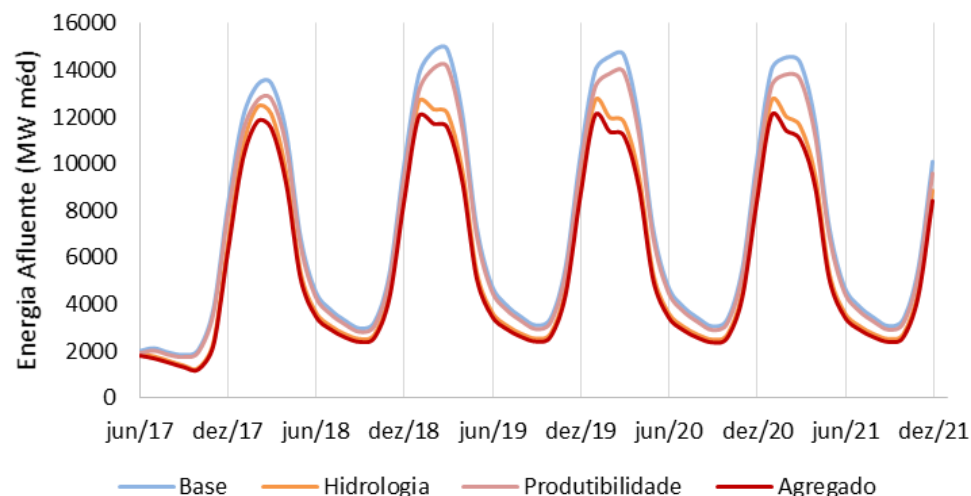
Produtibilidade

Agregado

Base

Hidrologia

Comparação das Médias de ENAs (NE)

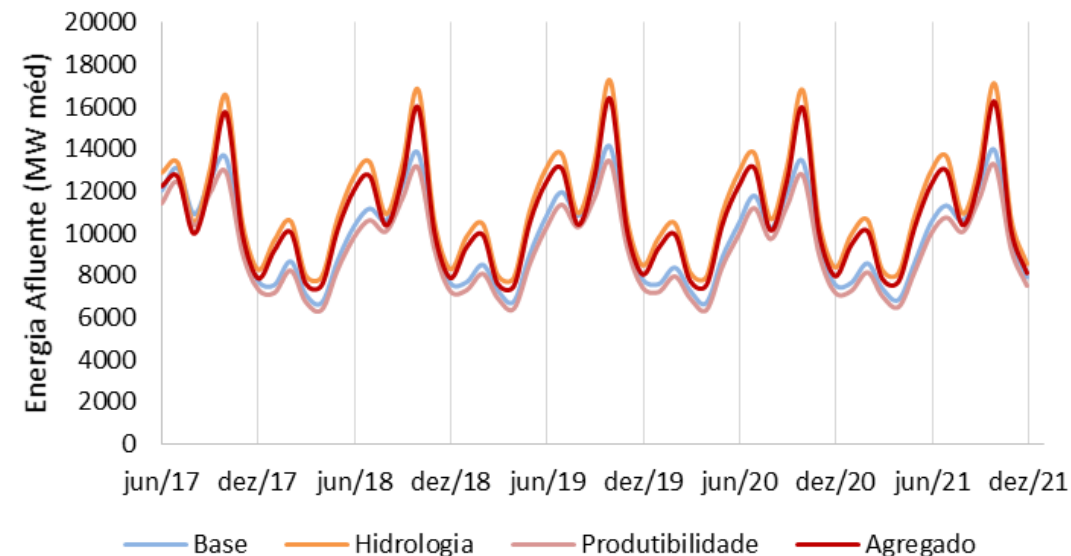


As séries sintéticas de ENA apresentam variações significativas devido à hidrologia, resultando em:

- **redução** significativa no NE;
- **aumento** significativo no S.

No NE tanto o efeito da produtividade como a da hidrologia levam a uma **redução** da ENA média no caso "Agregado"

Comparação das Médias de ENAs (S)



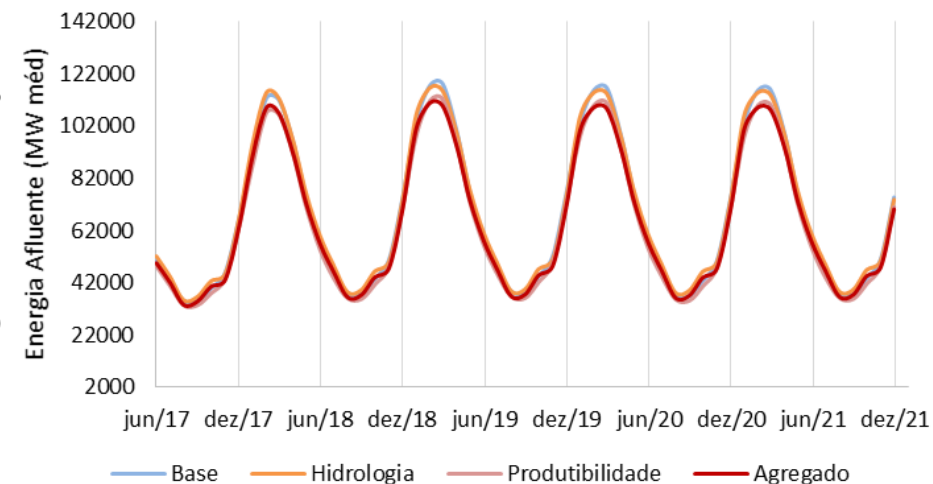
Séries sintéticas de ENA (SIN)

Produtibilidade	Agregado
Base	Hidrologia

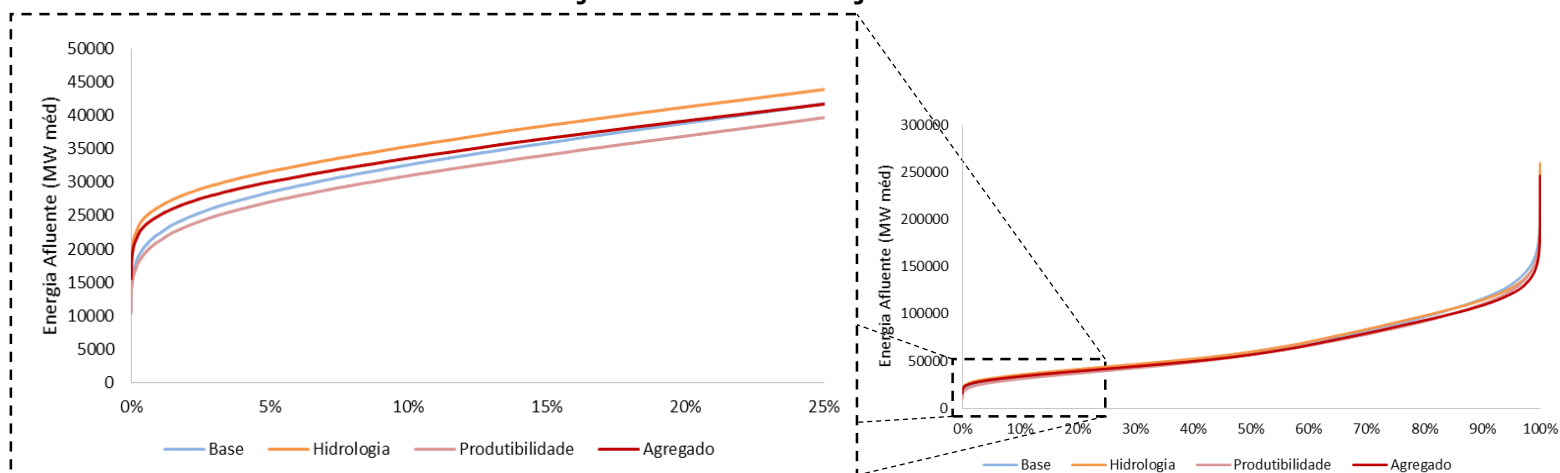
Avaliando a distribuição das ENAs para todo o SIN:

- A alteração na hidrologia (i.e. histórico limitado aos últimos 30 anos) tende à **aumentar** a ENA média e a **reduzir** a **variância dos cenários hidrológicos**;
- A alteração na produtibilidade tende a **reduzir** ENA (i.e. o montante de energia produzida com as vazões afluentes);
- O cenário agregado apresenta **redução** da ENA média e de seu desvio padrão.

Comparação das Médias de ENAs (SIN)



Avaliação da distribuição acumulada de ENA



→ Distribuição para os 25% piores cenários

Média e Desvio Padrão das séries sintéticas

Casos	Média	D. Padrão
Base	67.944	32.919
Hidrologia	68.798	31.137
Produtibilidade	64.547	31.273
Agregado	65.358	29.580

Séries sintéticas de ENA – 1ºs anos

Produtibilidade

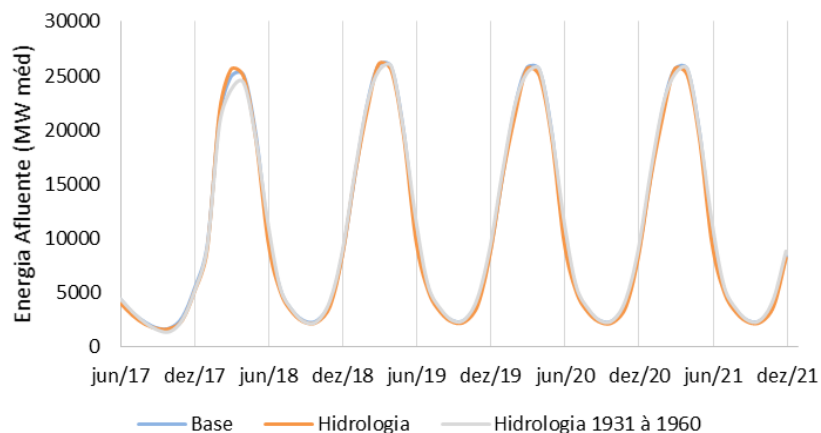
Agregado

Base

Hidrologia

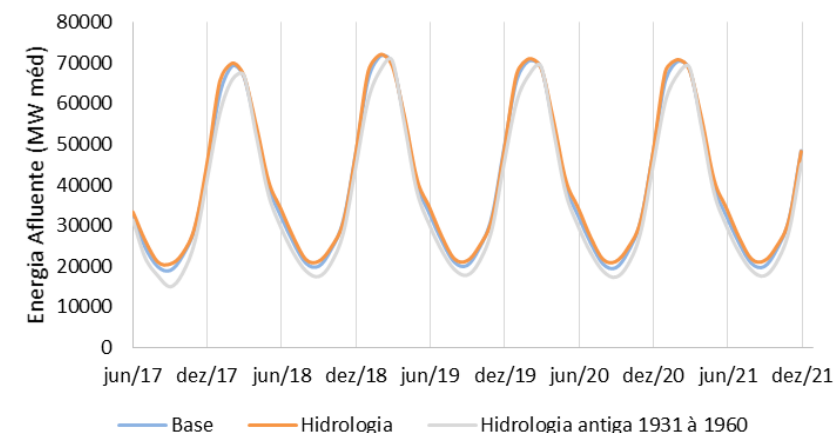
E se fosse criada uma série sintética utilizando os primeiros anos do histórico de hidrologia (1931 a 1960)?

Comparação das Médias de ENA (N)

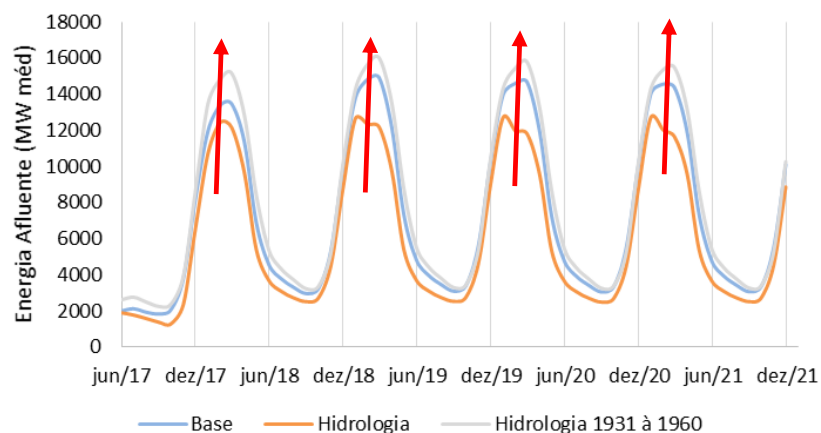


Pouco efeito nas regiões N e SE

Comparação das Médias de ENA (SE)



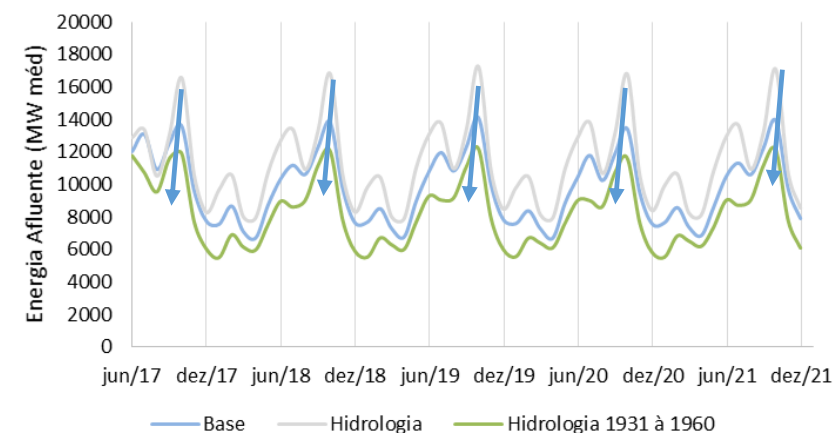
Comparação das Médias (NE)



Séries sintéticas utilizando períodos de hidrologia **mais antigos**:

- São maiores para o NE;
- São menores para o S.

Comparação das Médias de ENA (S)



1

Comparação dos Resultados

Resultados das séries de ENA

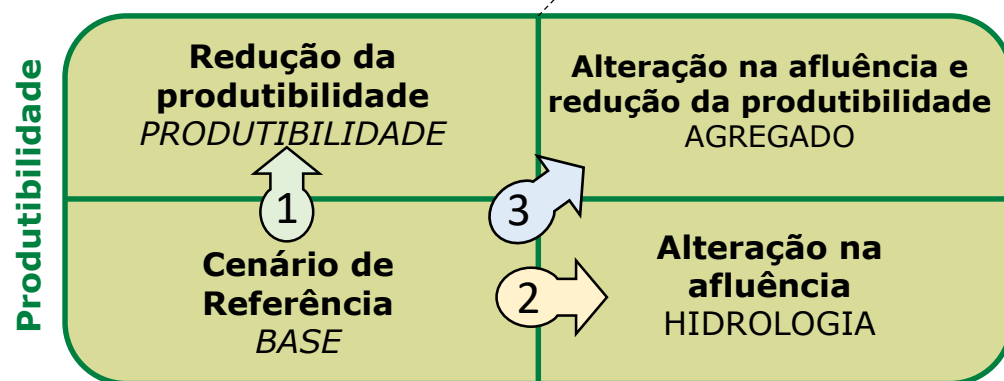
Produtibilidade	Agregado
Base	Hidrologia



- ① A redução da produtividade de UHEs resultou em uma “menor valoração” de cada m³/s de água em energia elétrica, reduzindo as séries sintéticas de ENA.

- ③ A composição dos efeitos resultou em séries sintéticas de ENA:
- mais pessimista para o NE;
 - com média menor em comparação com o caso base;
 - com desvio padrão menor em comparação com o caso base

Afluências



Análise por subsistema:

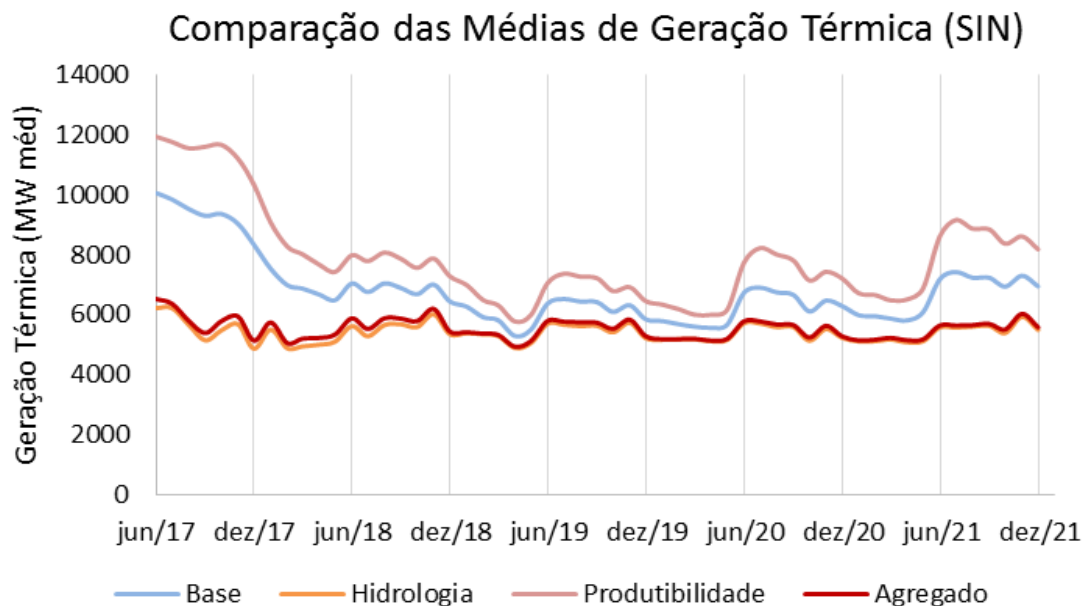
- ②
- Sem mudança expressiva no Sudeste/Centro-Oeste e Sul
 - Aumento expressivo da ENA no Sul
 - Redução expressiva da ENA no Nordeste;

Análise no SIN:

- Aumento da média da ENA e redução dos desvios padrões dos cenários

Geração térmica e CMO

Produtibilidade	Agregado
Base	Hidrologia

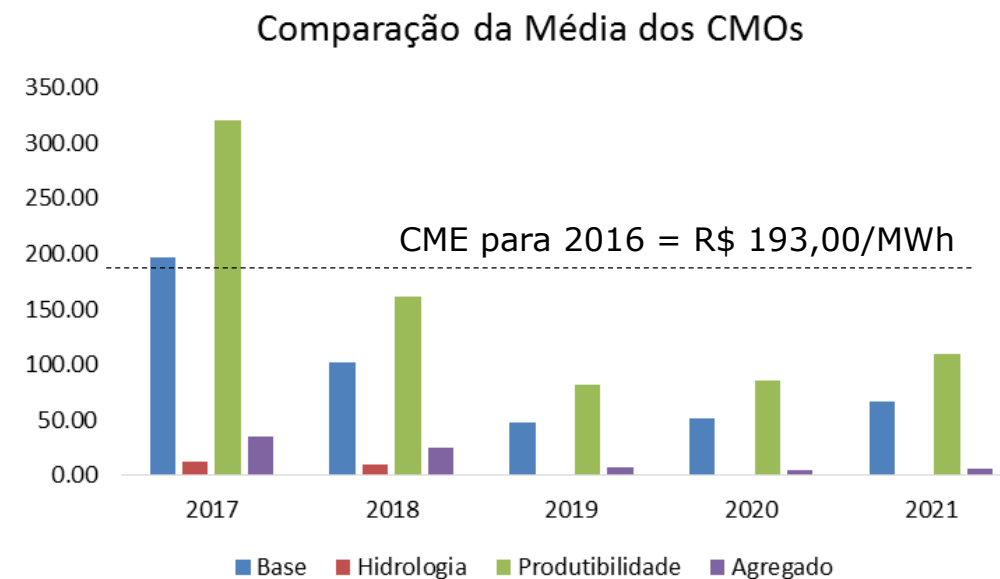


Apesar de o **cenário agregado** apresentar uma média de ENA menor que à do **cenário base**, houve uma redução drástica da geração térmica e dos CMOs médios.

Qual o motivo deste comportamento?

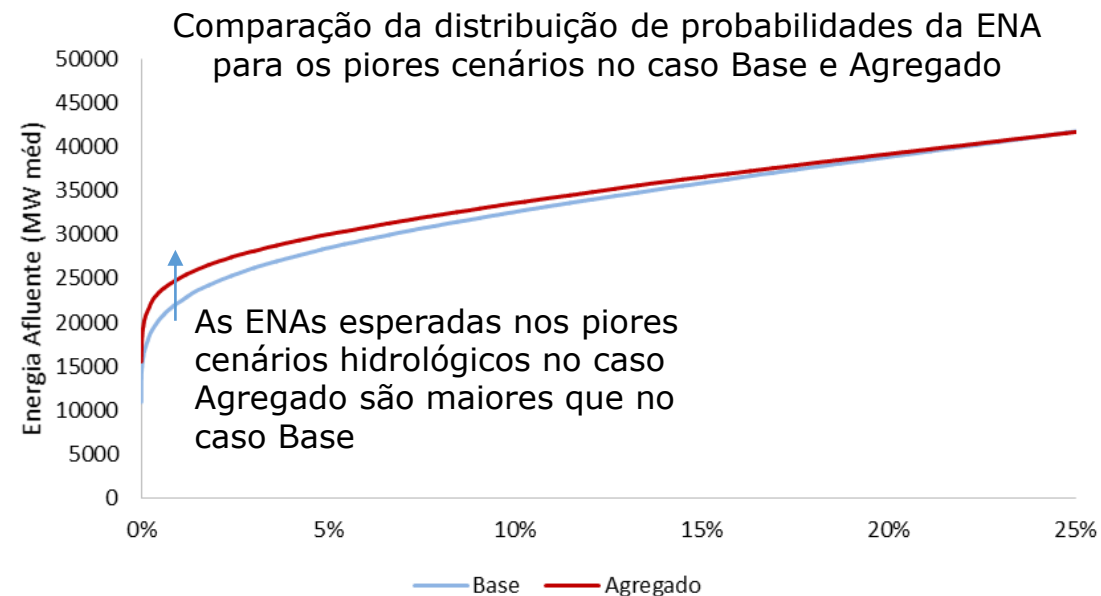
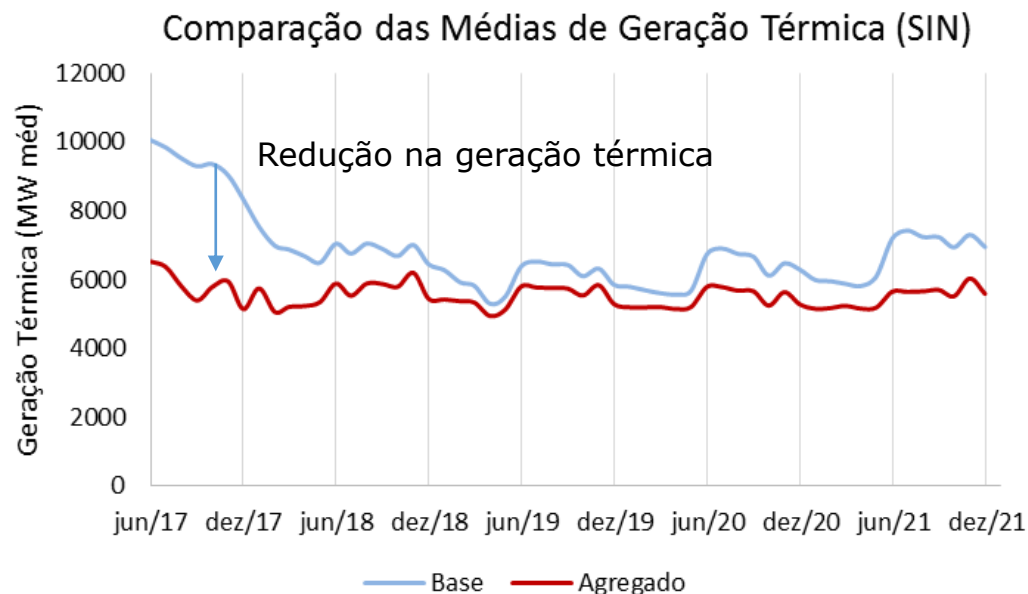
Um aumento na disponibilidade de ENA devido à alteração da **nova hidrologia** reduz a necessidade de geração térmica, reduzindo os Custos Marginais de Operação (CMO).

A **redução na produtibilidade** reduziu a disponibilidade de ENA, necessitando de um aumento da geração térmica e resultando em maiores CMOs.



Geração térmica e CMO

Produtibilidade	Agregado
Base	Hidrologia



Uma explicação para a redução da geração térmica no **caso agregado** em comparação com o **caso base** se deve pela distribuição de probabilidades da ENA para os 25% piores cenários. Neste intervalo, o **caso base** apresenta séries sintéticas mais pessimistas que as do **caso agregado**.

O intervalo dos 50% piores cenários é utilizado para balizar a metodologia de aversão ao risco CVaR na Função de Custo Futuro (este conceito é apresentado nos slides 34-42), resultando assim para o **caso base** um CVaR mais conservador (com maior geração térmica).

- Média da ENA (MW mês) para os 25% piores casos:
- Base: 33.473 Mwmês
 - Agregado: 34.459 Mwmês

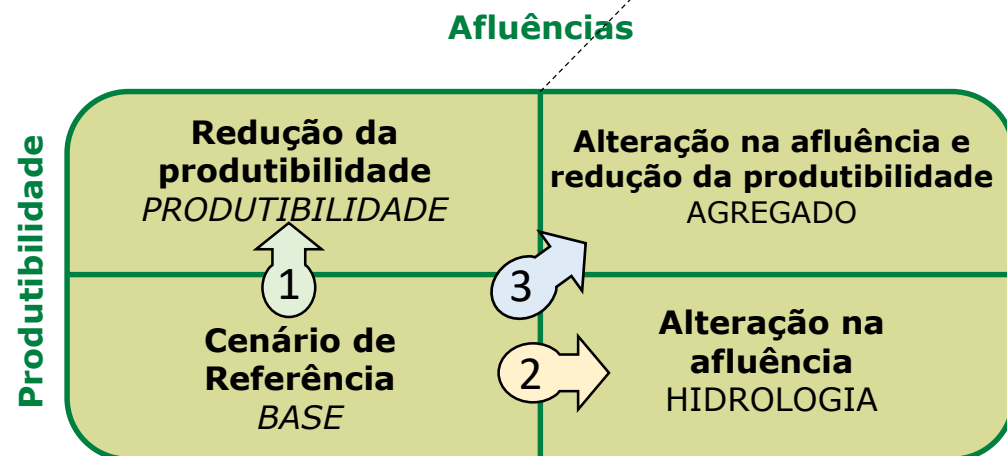
Resultados de Geração Térmica e CMO

Produtibilidade	Agregado
Base	Hidrologia

- ① Devido à redução na disponibilidade de ENA, há necessidade de um aumento na geração térmica para atendimento da demanda e, assim, elevação dos CMOs.

- ③ Apesar da ENA média no cenário agregado ser menor que a ENA no caso base, observa-se uma diminuição da geração térmica esperada e dos CMOs.

Este comportamento pode ser explicado pela distribuição das ENAs, que apresenta valores mais altos nos piores cenários de hidrologia, o que reduz a intensidade do despacho preventivo de termelétricas decorrente da aversão ao risco (CVaR)



- ② Devido ao aumento líquido na ENA do SIN houve uma redução da necessidade de geração térmica e redução dos CMOs

Energia Armazenada (EArm) e Déficits

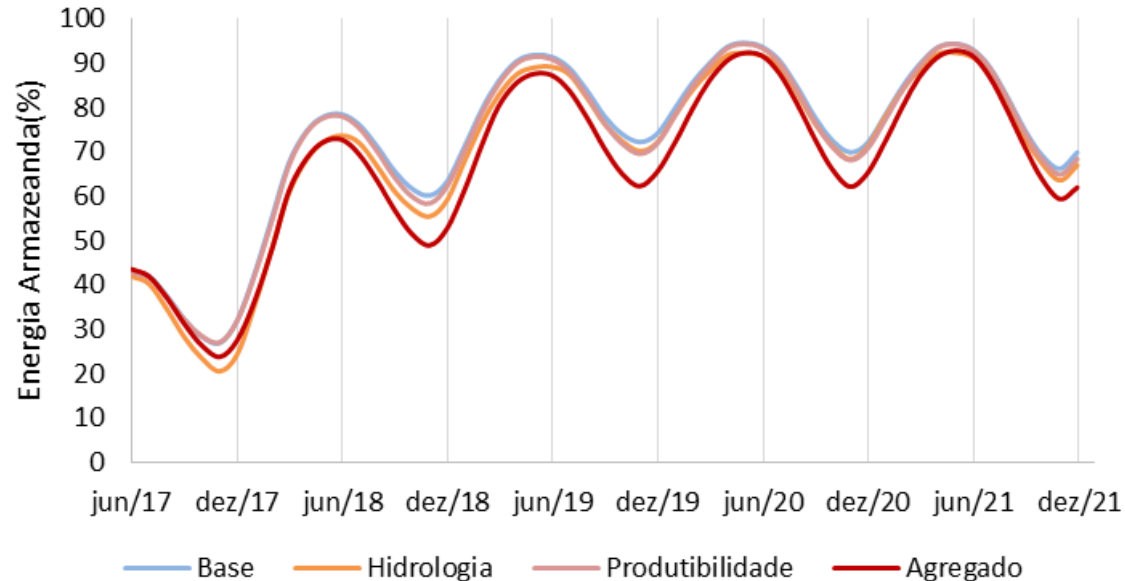
Produtibilidade

Agregado

Base

Hidrologia

Comparação das Médias de EArm (SIN)

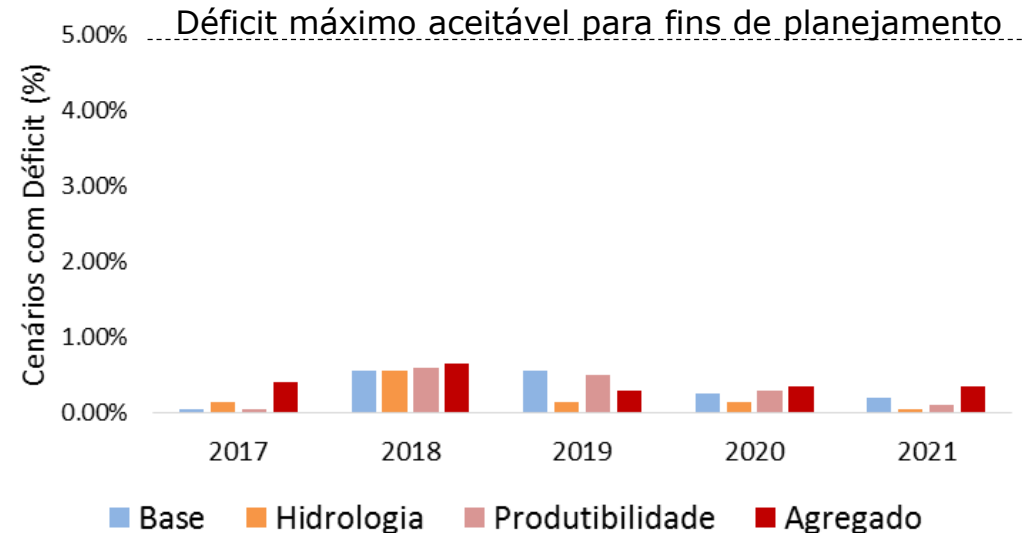


Todos os cenários indicam uma recuperação dos reservatórios a partir de 2018, sendo que o cenário agregado atinge o menor nível armazenamento.

A média de armazenamento no horizonte de estudo nos quatro cenários é:

- 73,0% no caso Base;
- 70,1% no caso Hidrologia;
- 72,1% no caso Produtibilidade;
- 67,7% no caso Agregado.

Cenários com Déficit



Todos os cenários se mantêm com déficit abaixo do limite de 5%.

Recebimento de intercâmbio no NE

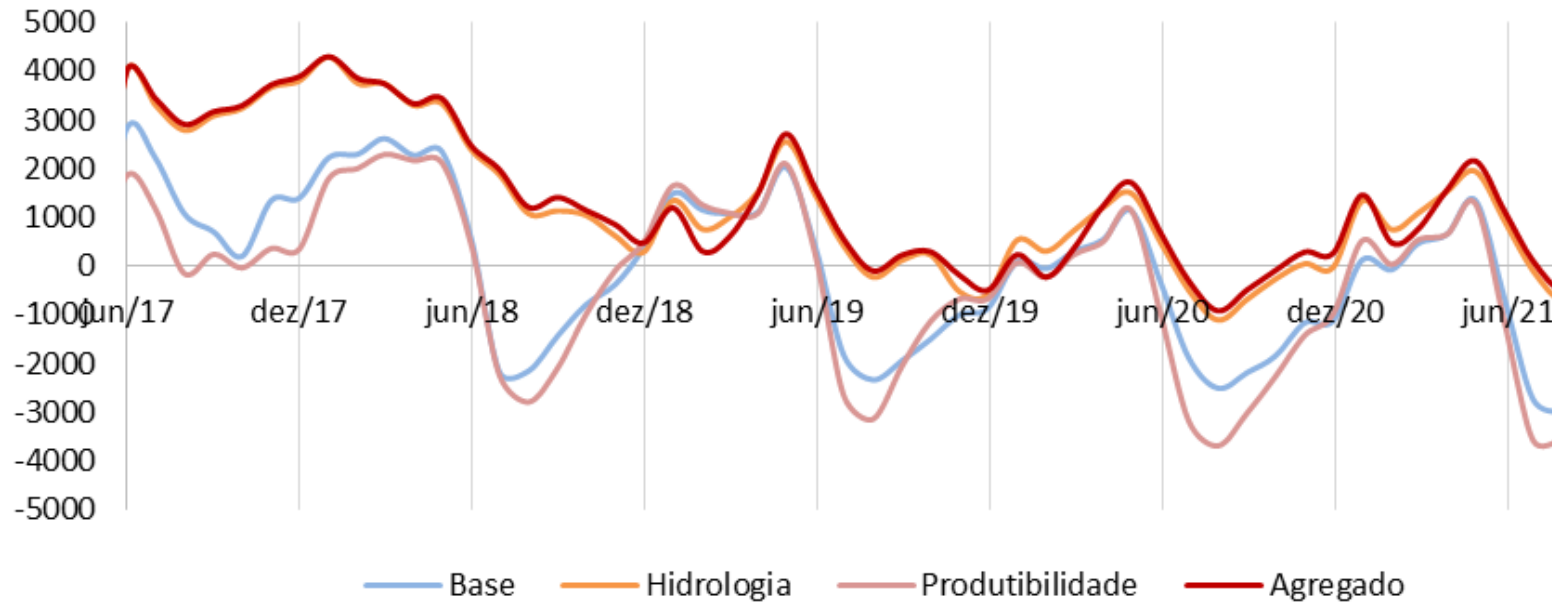
Produtibilidade

Agregado

Base

Hidrologia

Comparação das médias de Intercâmbio (Recebimento no NE)



Média do intercâmbio (recebimento do NE) para:

- Base: -115,13 Mwmês*;
- Hidrologia: 1247,2 Mwmês;
- Produtibilidade: -410,8 Mwmês*;
- Agregado: 1313,9 Mwmês.

* Recebimentos negativos indicam exportações de energia do NE para os demais subsistemas

- A **redução na produtividade** tem como efeito a redução dos montantes de intercâmbio para recebimento no Nordeste;
- A **mudança na hidrologia** tem como efeito o aumento do intercâmbio para recebimento no Nordeste;
- O **caso agregado** apresenta o cenário com maior dependência de intercâmbio de recebimento no Nordeste.

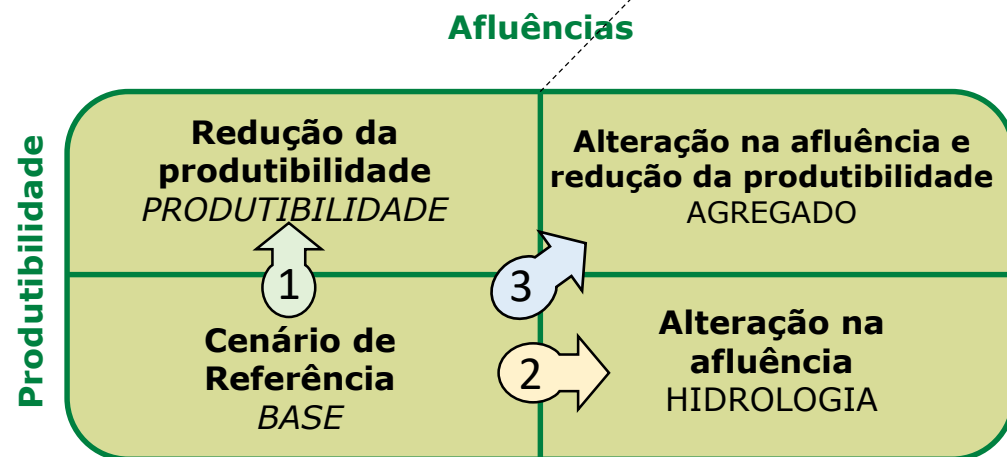
4 Resultados de Armazenamento, Déficit e Recebimento no NE

Produtibilidade	Agregado
Base	Hidrologia



- Redução do armazenamento médio em todo o horizonte de estudo.
Nordeste exporta energia para outras regiões.

- Cenário com menor armazenamento e maior dependência de importação de energia de outras regiões para o Nordeste



- Redução do armazenamento no horizonte de estudo.
Alta dependência do Nordeste de importação de energia das outras regiões.

As hipóteses adotadas para análise de sensibilidade levaram em consideração que há indícios de mudança na hidrologia no Brasil e que o modelo atual superestima o montante de geração possível com as vazões afluentes.

Com base nos cenários avaliados:

- Considerando-se o comportamento hidrológico mais recente (últimos 30 anos, em vez da série de 86 anos), verifica-se que **o modelo atual tende a subestimar a ENA e superestimar a sua variância**, o que resulta num despacho termelétrico preventivo mais intenso.
- No entanto, a tendência recente indica **queda na hidrologia na região Nordeste**, aumentando a necessidade de importação de energia das outras regiões;
- Caso também seja assumida uma redução de produtividade de 5% de todos os geradores hidrelétricos, há uma **redução da média disponível e da variância da ENA**. Neste ponto, a redução da variância da ENA produz um efeito mais significativo que a média, principalmente devido à metodologia de aversão ao risco CVaR, reduzindo o montante esperado de geração térmica necessário.

Introdução

Retrospectiva

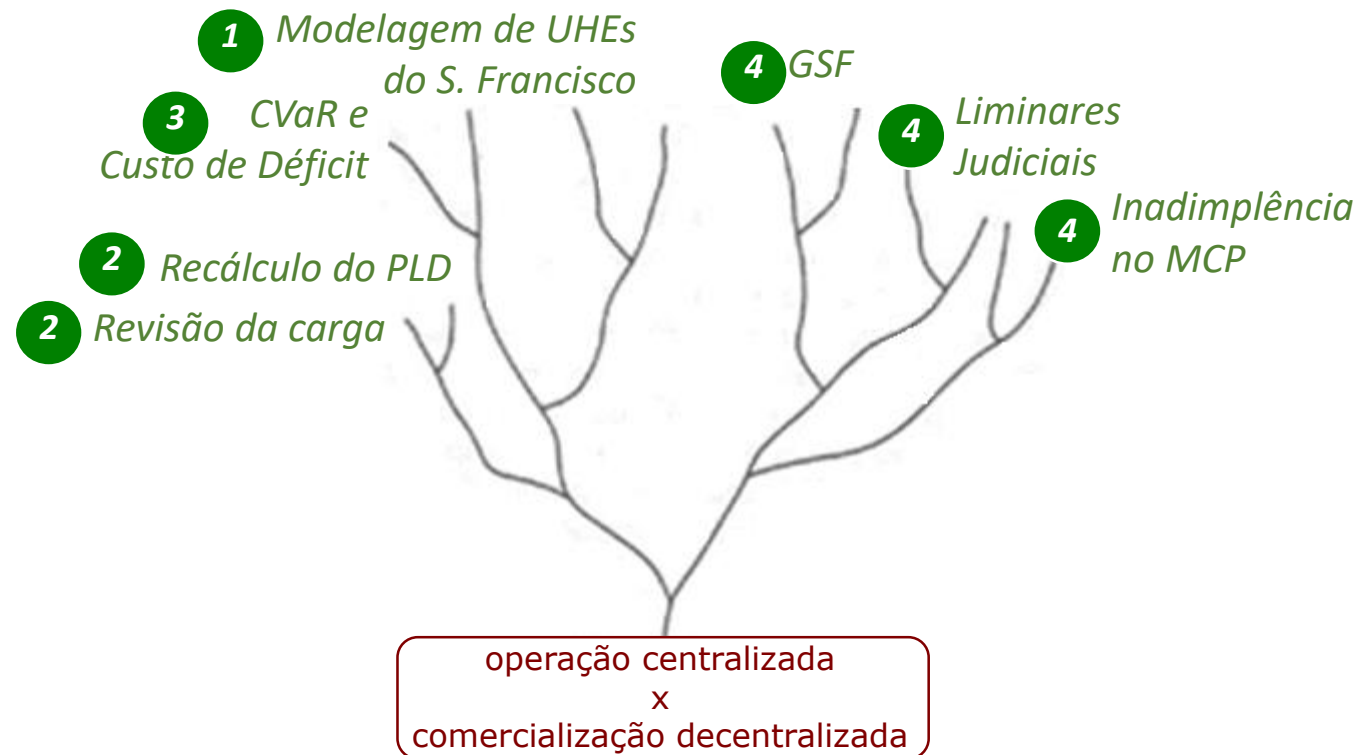
Análise prospectiva

Conclusões e Recomendações

TEMA	FATO OBSERVADO	IMPLICAÇÃO	
1 Representação de UHEs do Rio São Francisco	Flexibilizações de restrições para conservação dos reservatórios do Nordeste	Discussão sobre a governança para alteração de dados em modelos de planejamento	Retrospectiva
2 Apuração da Carga	Identificação de erro e republicação dos preços no mercado de curto prazo	Discussão dos critérios de elegibilidade para a aplicação de processos de republicação de PLD	
3 Aversão ao Risco de Déficit	Criação de mecanismos (CAR, CVaR, SAR e custo de déficit) que valorem a frustração de cenários de afluências	Aplicação de soluções transitórias para definição requisitos estruturais (garantia física)	
4 Judicialização do Mercado de Curto Prazo	Liminares Judiciais de UHEs devido à exposição no Mercado de Curto Prazo (valores baixos de GSF)	Liminares de outros agentes para se protegerem de déficits de recebimento no MCP	
5 Geração Fora da Ordem de Mérito	Reavaliação do impacto da GFOM em hidrelétricas	Criação de um encargo para ressarcimento às hidrelétricas do ônus da GFOM	
6 Análise da redução da produtibilidade	Os modelos computacionais tendem a superestimar a produção hidrelétrica	Imposição de um fator redutivo para a produtibilidade específica das usinas hidrelétricas	Análise Prospectiva
7 Análise da alteração das afluências	Avaliação da possível mudança de comportamento das afluências nos últimos anos	Utilização dos últimos 30 anos para composição do histórico de afluências nos modelos	

Os problemas examinados nessa edição do PET são muito variados, mas a raiz dos problemas é a mesma: a discrepância entre o que foi planejado e o que foi efetivamente realizado.

Trata-se de um problema intrínseco da arquitetura de mercados híbrida adotada no Brasil, na qual a comercialização é descentralizada, mas a operação permanece centralizada.



Operação Centralizada

Incentivos para incorporação de constantes aprimoramentos

- Na Operação Centralizada há incentivos para a permanente readequação dos cenários e projeções para promover a robustez frente a mudanças conjunturais (revisões de demanda, cenários de afluência etc.)



Comercialização Descentralizada

Necessidade de preservação das condições pactuadas

- No entanto, para a Comercialização Descentralizada é importante que haja a manutenção das condições comerciais pactuadas (previsibilidade, transparência e replicabilidade)

Visão sistêmica unilateral

- Enquanto a Operação Centralizada busca uma política operativa para todo o sistema elétrico brasileiro com um objetivo único (i.e. minimização dos custos operacionais), ...



Visões pontuais multifacetadas

- ... a Comercialização Descentralizada permite que visões e objetivos individuais dos agentes sejam incorporados, captando maior representatividade e diversidade de expectativas

Problemas Analisados

- 1 Discussão sobre a governança para alteração de dados em modelos de planejamento
- 2 Discussão dos critérios de elegibilidade para a aplicação de processos de republicação de PLD
- 3 Aplicação de soluções transitórias para definição requisitos estruturais (garantia física)
- 4 Liminares de outros agentes para se protegerem de déficits de recebimento no MCP
- 5 Criação de um encargo para ressarcimento às hidrelétricas do ônus da GFOM

Desafios para as Soluções

- A definição de políticas que estabeleçam a harmonia entre os dois mundos do “modelo híbrido” atual (Operação Centralizada, mas com Comercialização Descentralizada) não é trivial porque ambas possuem percepções e objetivos diferentes.
- Conjunturas adversas stressam as relações que redundam em conflitos e judicialização.

Recomendações

1. É necessário pacificar as questões judicializadas o quanto antes para restaurar o funcionamento do mercado.
2. Em virtude dos conflitos intrínsecos do “modelo híbrido”, seria interessante explorar como o modelo poderia ser aperfeiçoado para dirimir esse conflito. Mas as alternativas precisam ser estudadas com simulações, análises de impacto regulatório e regras claras de transição.
3. A abordagem mais promissora para conter esses conflitos é uma melhor delimitação de atribuições e responsabilidades entre agentes.
4. O tripé “previsibilidade, transparência e replicabilidade” deve ser requisito para quaisquer alterações setoriais.

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

