

Flexibilidade Operativa

DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

BRASÍLIA – DF | 13 DE NOVEMBRO DE 2024 | 9H ÀS 13 H

Realização:



PROGRAMA

09:00 - 09:10	Abertura
09:10 - 09:25	Motivação e Objetivos
09:25 - 09:40	Flexibilidade: Contexto e Conceitos
09:40 - 10:30	Modelagem de Curto e Longo Prazo
10:30 - 11:00	<i>Coffee Break</i>
11:00 - 11:50	Soluções: Mecanismos de Mercado
11:50 - 12:50	Debate
12:50 - 13:00	Encerramento

1

Motivação e Objetivos

Sara Boro (CTG)



A nova feição dos Sistemas Elétricos

- Historicamente, as incertezas e variabilidades percebidas nos Sistemas Elétricos estiveram atribuídas ao lado da **demanda**.
- Fontes convencionais, com perfil flexível, como termelétricas e hidrelétricas, coordenavam o pleno atendimento ao requisito por flexibilidade.
- As mudanças em curso no cenário energético mundial apontam para incertezas crescendo **dos dois lados**: pela oferta, com a presença **massiva e crescente fontes renováveis intermitentes**, e pela demanda, com a **eletrificação de diversos setores**, como o de transportes.
- Diversos sistemas elétricos pelo mundo vêm enfrentado essa mudança de cenário, alguns há mais de uma década, e em velocidades e profundidades distintas, mas o que todos têm em comum é a **crecente escassez de flexibilidade operacional**.
- **Barreiras regulatórias, subsídios, custo de novas tecnologias e políticas públicas** constituem o terreno sobre o qual as possíveis soluções estão sendo construídas.
- Dentro deste contexto, **este projeto apresenta, para o caso Brasileiro**:
 - Diagnóstico preciso da problemática em torno da escassez do requisito de flexibilidade;
 - Soluções para mitigar a crescente escassez de flexibilidade operacional;
 - Proposta de modelagens regulatórias e operacionais que permitam ampliar a oferta de flexibilidade operacional.

Diálogo com as iniciativas propostas pelo governo

As entidades setoriais demonstram preocupação com a provisão de flexibilidade, sendo a última iniciativa anunciada na última Reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), de 06/11/2024, de se estabelecer um critério para determinação do **requisito de flexibilidade** para o qual se solicitou estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

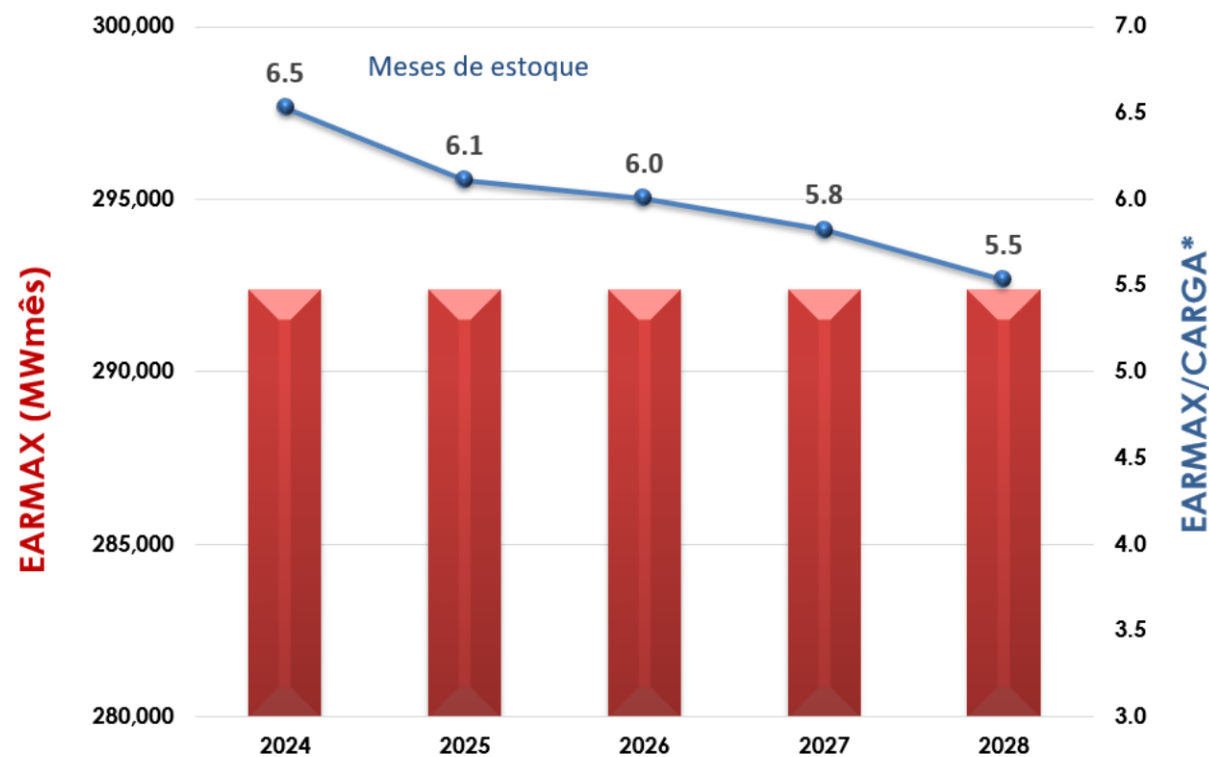


Diluição da capacidade de armazenamento hidrelétrico

EXPANSÃO HIDRELÉTRICA A FIO D'ÁGUA

- Nos últimos anos, a expansão de capacidade hidrelétrica foi composta quase que exclusivamente de **hidrelétricas sem reservatórios de regularização**
- A relação entre a **energia armazenável máxima (EArMax)** e a **carga líquida** após subtração da geração não controlável (fontes de biomassa, eólica e solar e PCHs) e de termelétrica inflexível **vem caindo continuamente**
- Daqui a quatro anos, a **capacidade de armazenamento dos reservatórios hidrelétricos** será capaz de atender ao sistema por **5,5 meses**, em comparação com os atuais **6,5 meses**

REDUÇÃO DA REPRESENTATIVIDADE DO ARMAZENAMENTO HIDRELÉTRICO

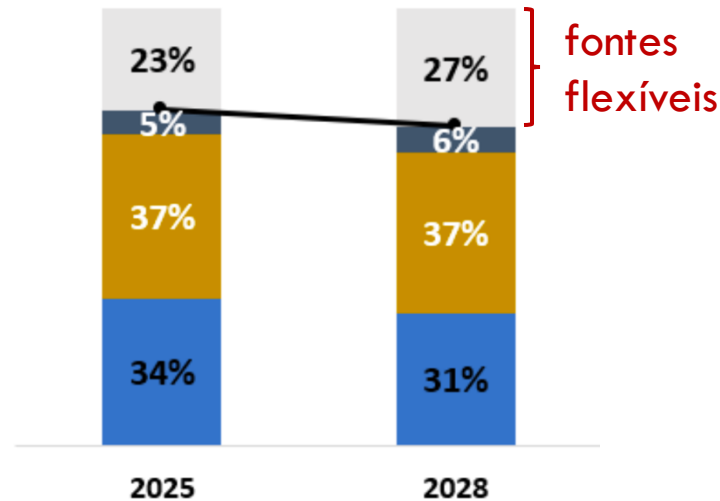


Fonte: ONS – PEN 2024.

Matriz elétrica com pouca geração flexível

GERAÇÃO MÉDIA PROVENIENTE DE FONTES 'INFLEXÍVEIS'

	2025	2028
Inflexibilidade Térmica	5%	6%
PCH, PCT, EOL e UFV	37%	37%
Inflexibilidade Hidraulica	34%	31%
Inflexibilidade Total	77%	73%
Carga Líquida *	23%	27%



* **Carga Líquida** = Carga Global
 - Inflexibilidade Térmica
 - PCH, PCT, EOL, UFV e MMGD
 - Inflexibilidade Hidraulica (Fio d'água, defluência mínima, etc)

Fonte: ONS – PEN 2024.

Torna-se cada vez **mais desafiadora a operação do sistema** dada a inflexibilidade do parque gerador, resultante da crescente participação de:

- **hidrelétricas a fio d'água**
- **restrições hídricas**
- **fontes não controláveis** (i.e. eólica e solar)
- **termelétricas inflexíveis** (em função de suprimento com cláusulas *take-or-pay* e restrições de operativas)

Necessidade de modelagem mais precisa

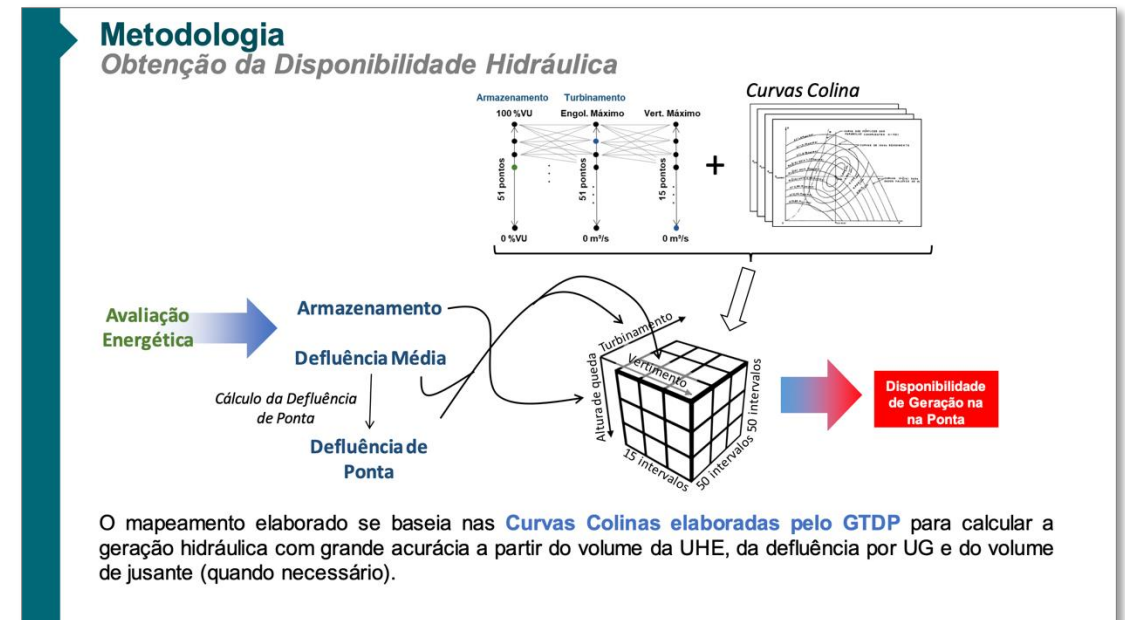
A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) aponta a necessidade de monitorar a provisão de flexibilidade operativa:

“Estudos de planejamento da expansão apontam que a participação destas tecnologias renováveis variáveis irá crescer nos próximos anos e, conseqüentemente, a variabilidade na produção de energia também pode aumentar. Com isso, o monitoramento de mais uma dimensão na análise de adequação da expansão torna-se necessário: a flexibilidade operativa.” (EPE, 2023 - Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN, p. 4)

Reconhece-se que um dos entraves atuais para avaliar a flexibilidade do sistema são as limitações dos dados disponíveis e dos modelos computacionais:

“[...] a coleta, organização e atualização desse conjunto de dados, bem como a modelagem individual das usinas nos modelos computacionais ainda são desafios enfrentados pelo planejador e operador do sistema.” (EPE, 2023, p. 9)

O ONS também vem estudando como incorporar uma representação mais precisa das funções de produção para captar o **efeito da alteração da queda líquida de hidrelétricas sobre a produtividade** e, conseqüentemente, sobre a possibilidade de atendimento da ponta.

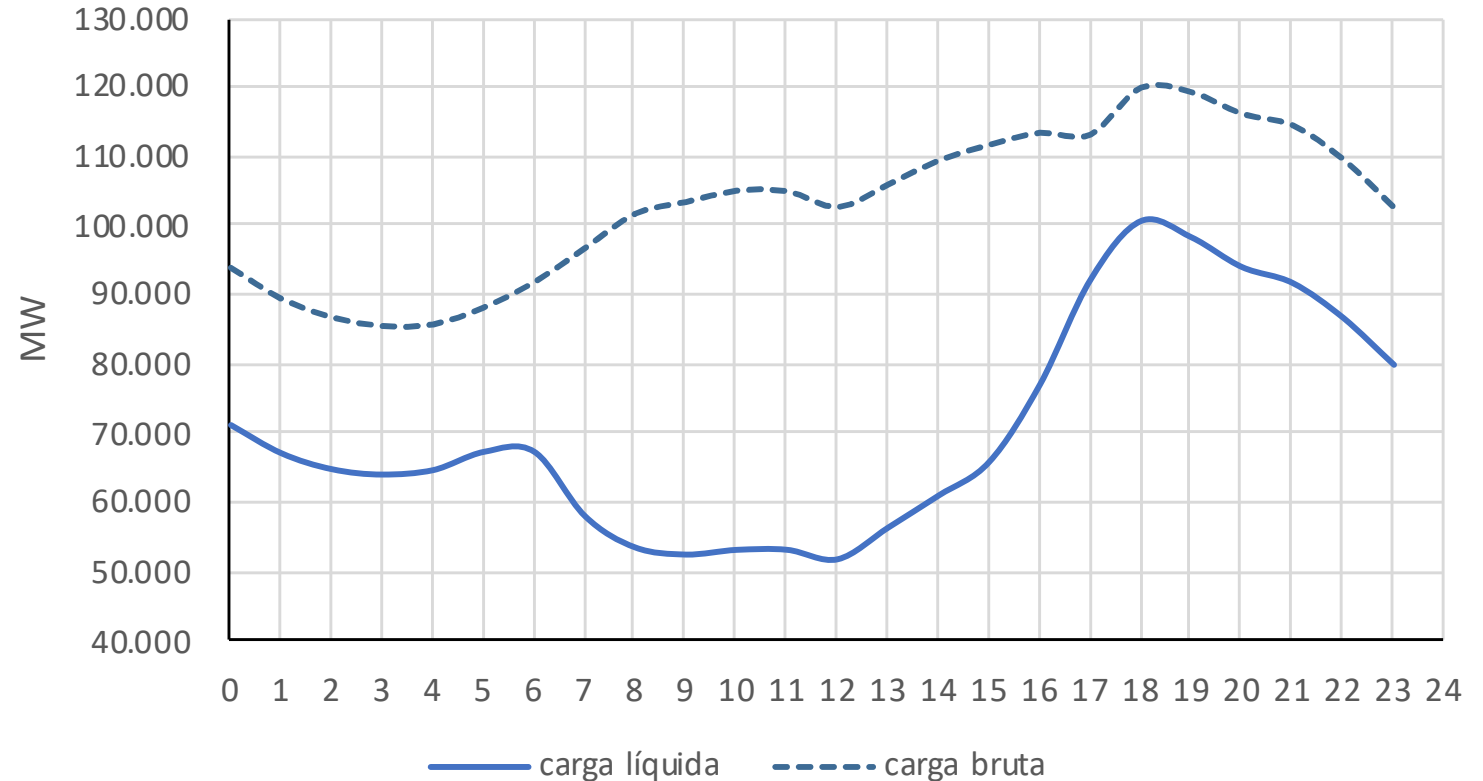


Demanda crescente por flexibilidade horária (1 de 2)

A elevada participação de geração não controlável (principalmente solar):

- altera o perfil horário da carga líquida
- provoca deslocamento da ponta e introdução de rampas íngremes

PERFIL DA CARGA HORÁRIA PROJETADA PARA AGOSTO/2033

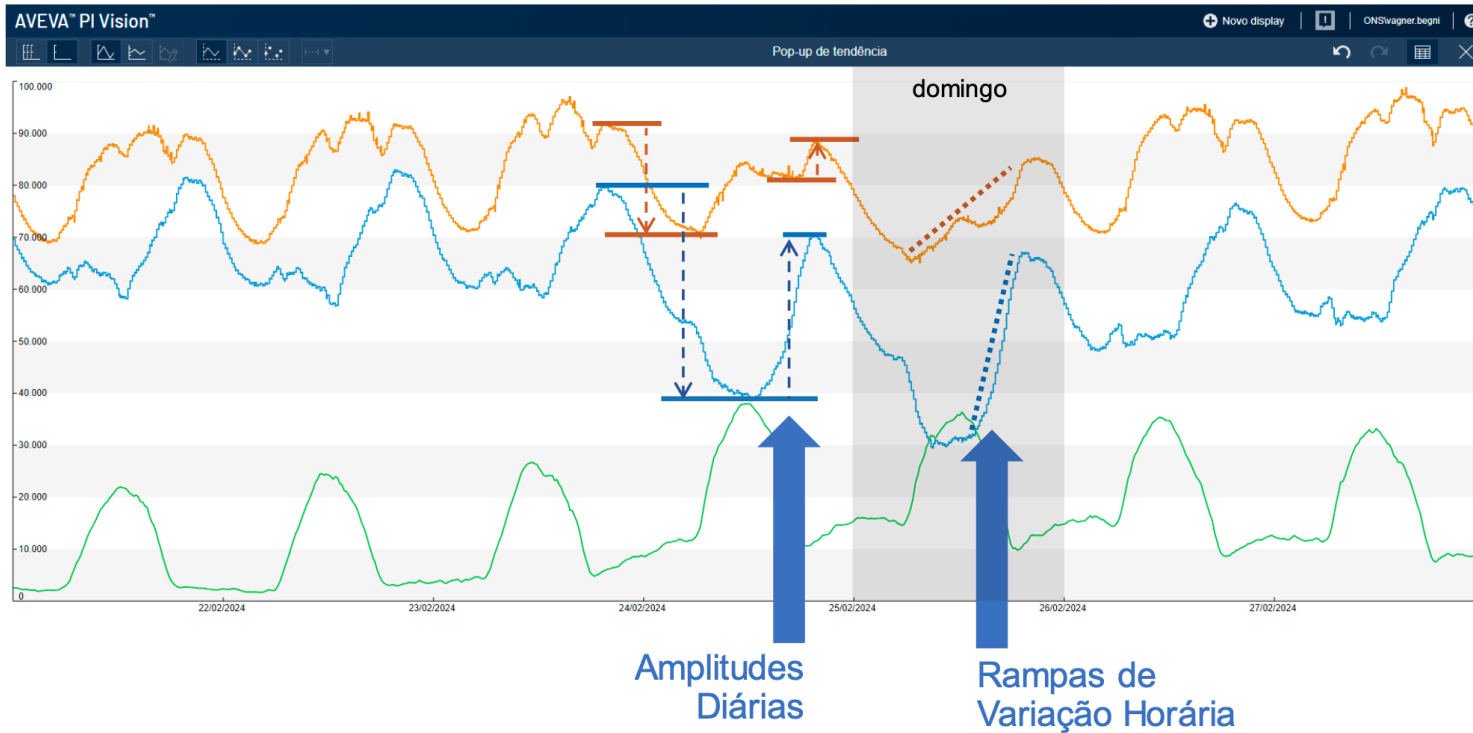


Fonte: EPE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Demanda crescente por flexibilidade horária (2 de 2)

A participação crescente de geração eólica e solar **amplifica as rampas** da carga líquida a serem atendidas pelas fontes flexíveis

PERFIL HORÁRIO DA CARGA, DA GERAÇÃO 'NÃO CONTROLÁVEL' E DA 'GERAÇÃO MODULÁVEL'

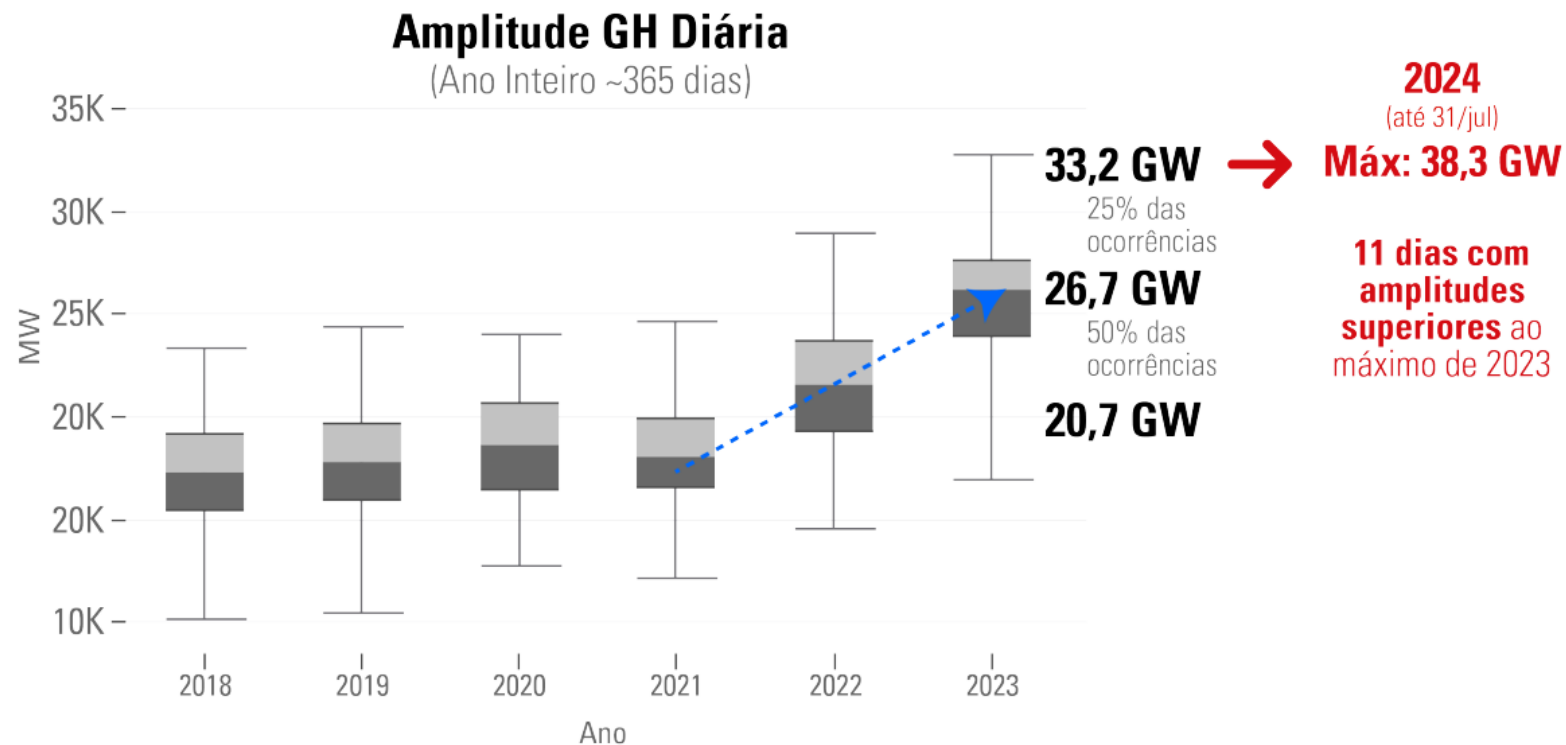


- ← **CARGA bruta**
- ← **GERAÇÃO MODULÁVEL (hidrelétrica)**
- ← **GERAÇÃO NÃO CONTROLÁVEL (eólica, solar e MMD)**

Fonte: ONS – PEN 2024.

Amplitude da geração hidráulica diária

A faixa operativa na qual as hidrelétricas excursionam vem aumento de forma expressiva desde 2022, evidenciando o crescente serviço prestado de regularização do desequilíbrio entre oferta e demanda.

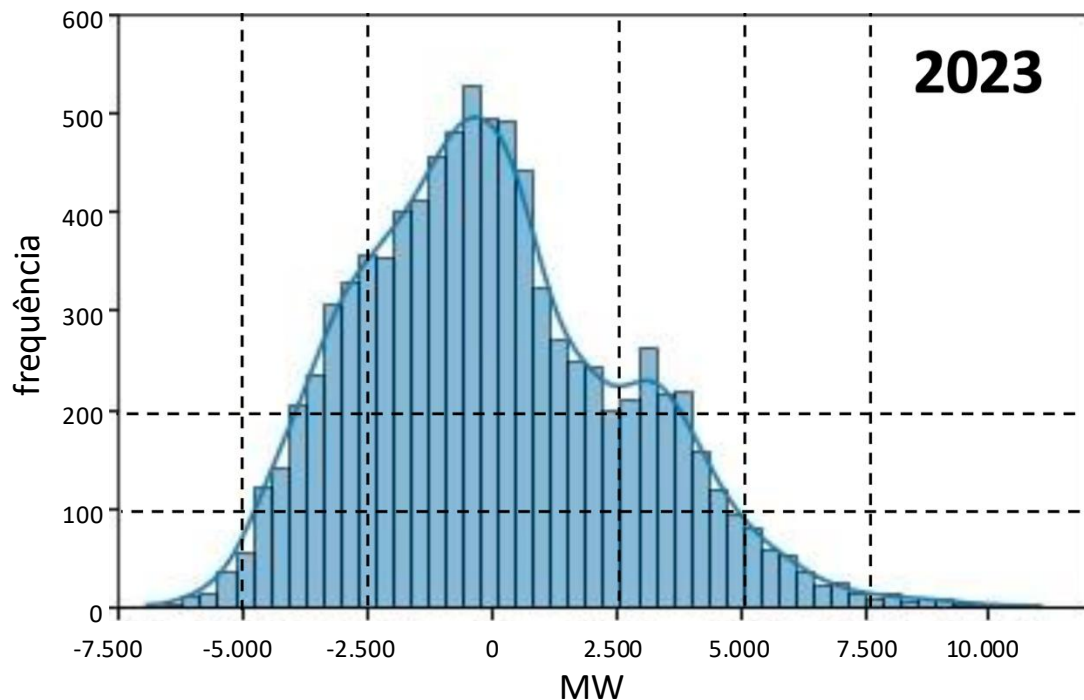


Fonte: ONS – PEN 2024.

Demanda crescente por flexibilidade em tempo real

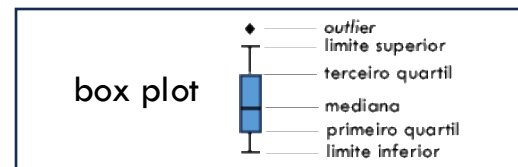
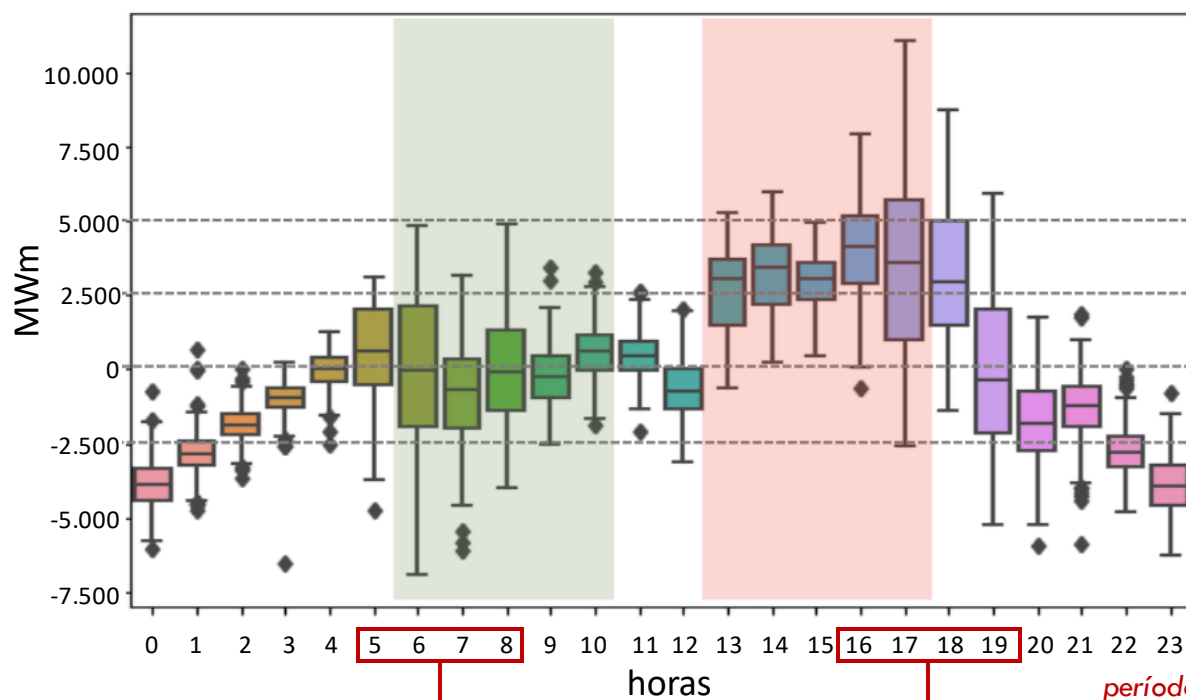
Há uma **necessidade crescente de capacidade de resposta rápida** para lidar com as variações aleatórias da carga líquida

HISTOGRAMA DAS VARIAÇÕES HORÁRIAS DE GERAÇÃO



Fonte: ONS – PEN 2024.

VARIAÇÃO HORÁRIA DA GERAÇÃO DESPACHÁVEL

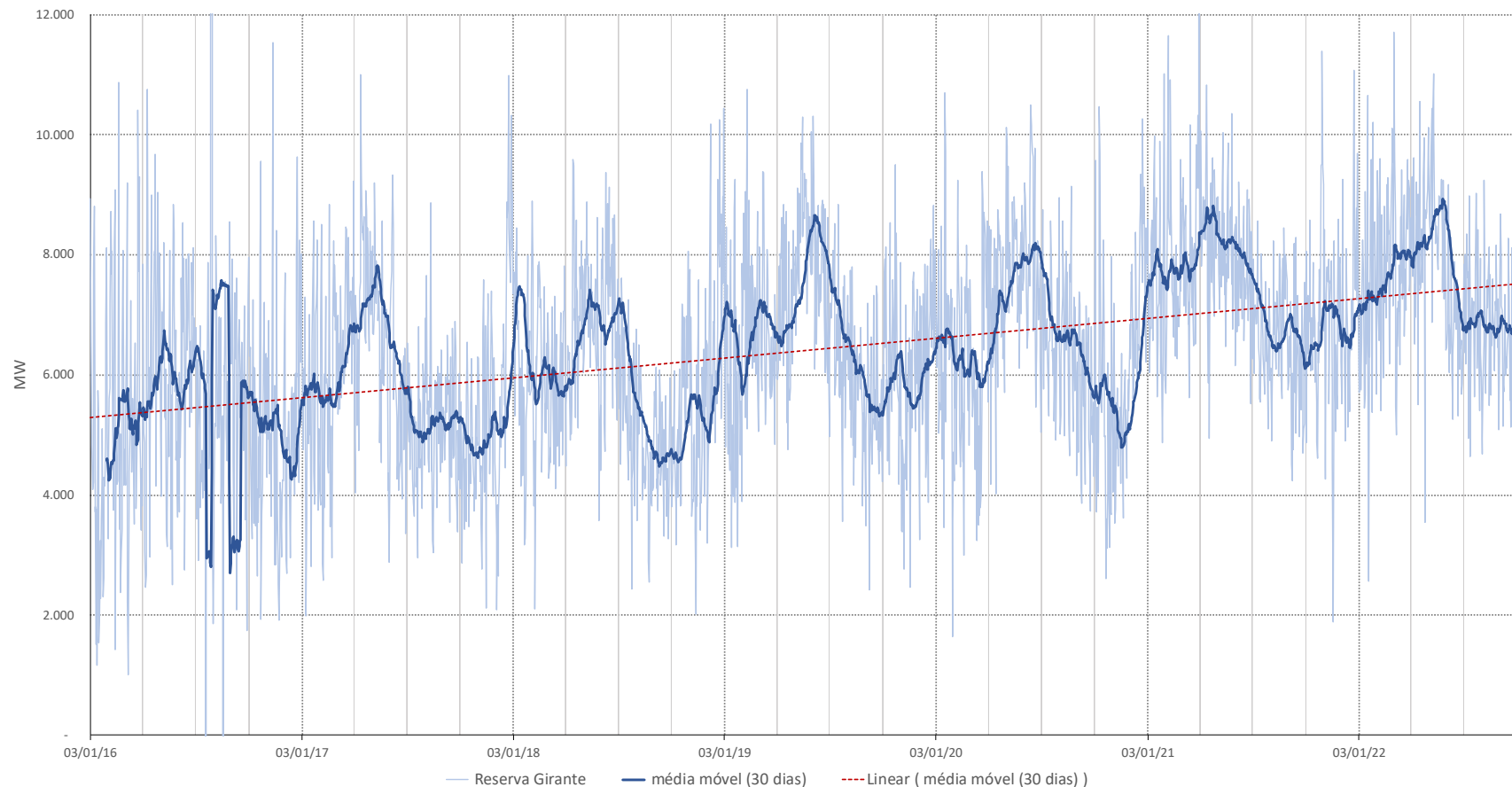


Demanda crescente por Reserva de Potência Operativa

**RESERVA GIRANTE NA DEMANDA MÁXIMA DO SIN
(disponibilidade instantânea e média móvel de 30 dias e tendência)**

A demanda por **Reserva de Potência Operativa** é crescente...

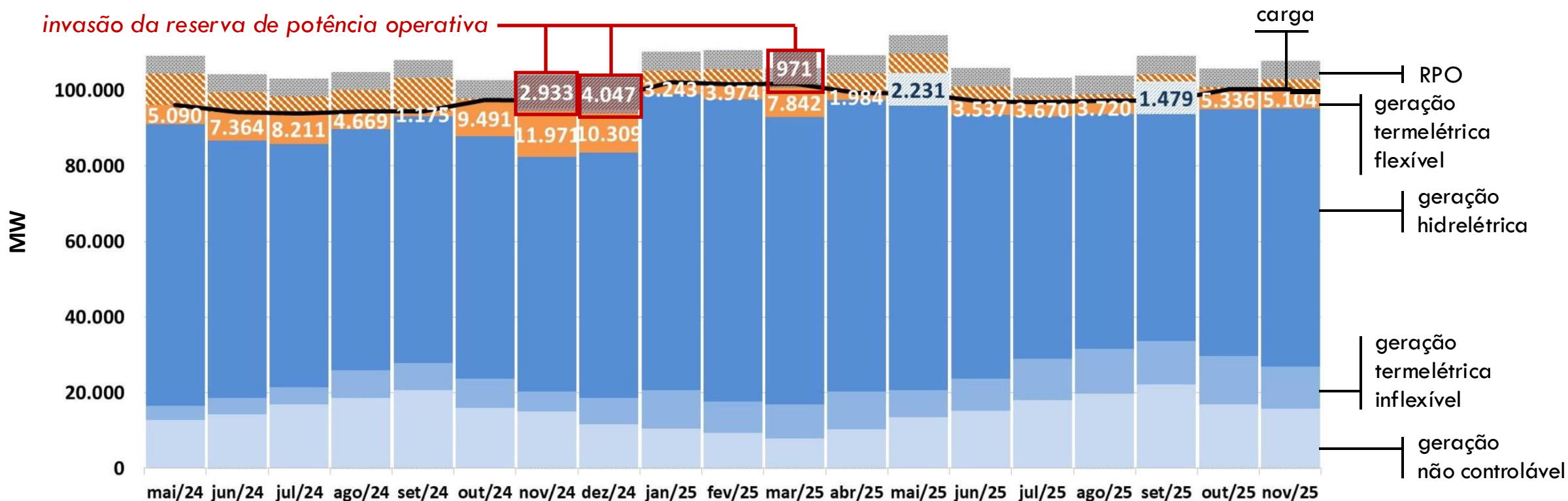
...e a **Reserva Girante** disponível em cada momento é **muito volátil**



Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Invasão da Reserva de Potência Operativa recorrente

PROJEÇÃO DO BALANÇO DA PONTA EM CENÁRIO DE BAIXA GERAÇÃO EÓLICA



Como agregar flexibilidade de baixo custo ao sistema?

LOW HANGING FRUIT

(o fruto ao alcance das mãos)



Hidrelétricas proporcionam uma ótima fonte de flexibilidade:

- capacidade de **ampla modulação**
- capacidade de **resposta rápida**
- **custo relativamente baixo**

A EPE fez um mapeamento do **potencial de elevação da flexibilidade operativa advinda de hidrelétricas existentes** por meio de:

- instalação de novas unidades geradoras
- repotenciação ou modernização (troca de unidades geradoras por unidades mais eficientes)

O estudo aponta a possibilidade de:

- **adição de unidades geradoras** em 12 usinas que conjuntamente adicionariam 7,2 GW de potência ao sistema
- **modernização de unidades geradoras** existentes que poderia acrescentar 5,8 GW de potência ao sistema

15 anos

epe
Empresa de Pesquisa Energética

EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas

Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada

Outubro de 2019

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

PÁTRIA AMADA BRASIL
GOVERNO FEDERAL

Regulamentação não favorece a oferta de flexibilidade

FALTA DE INCENTIVOS ECONÔMICOS PARA A AMPLIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE HIDRELÉTRICA

- Embora haja a possibilidade técnica de ampliação da flexibilidade hidrelétrica a baixo custo, empreendedores não são motivados a investir na provisão de flexibilidade, pois o **custo é privado mas o benefício é socializado**
- Atualmente **a remuneração dos geradores hidrelétricos é dada primordialmente pela Garantia Física agregada ao sistema**, havendo uma remuneração residual pela energia secundária e pelos serviços ancilares
- As hidrelétricas não são as únicas fontes que poderiam prover mais flexibilidade ao sistema

OUTRAS TECNOLOGIAS TAMBÉM PODEM PROVER FLEXIBILIDADE

- Deve-se **promover a oferta de flexibilidade** de forma **concorrencial e tecnologicamente neutra**
- A adoção de **mecanismos de mercado** é o caminho mais promissor para atingir este objetivo

OBRIGADA

2

Flexibilidade: Contexto e Conceitos

Eduardo Müller Monteiro (Acende Brasil)



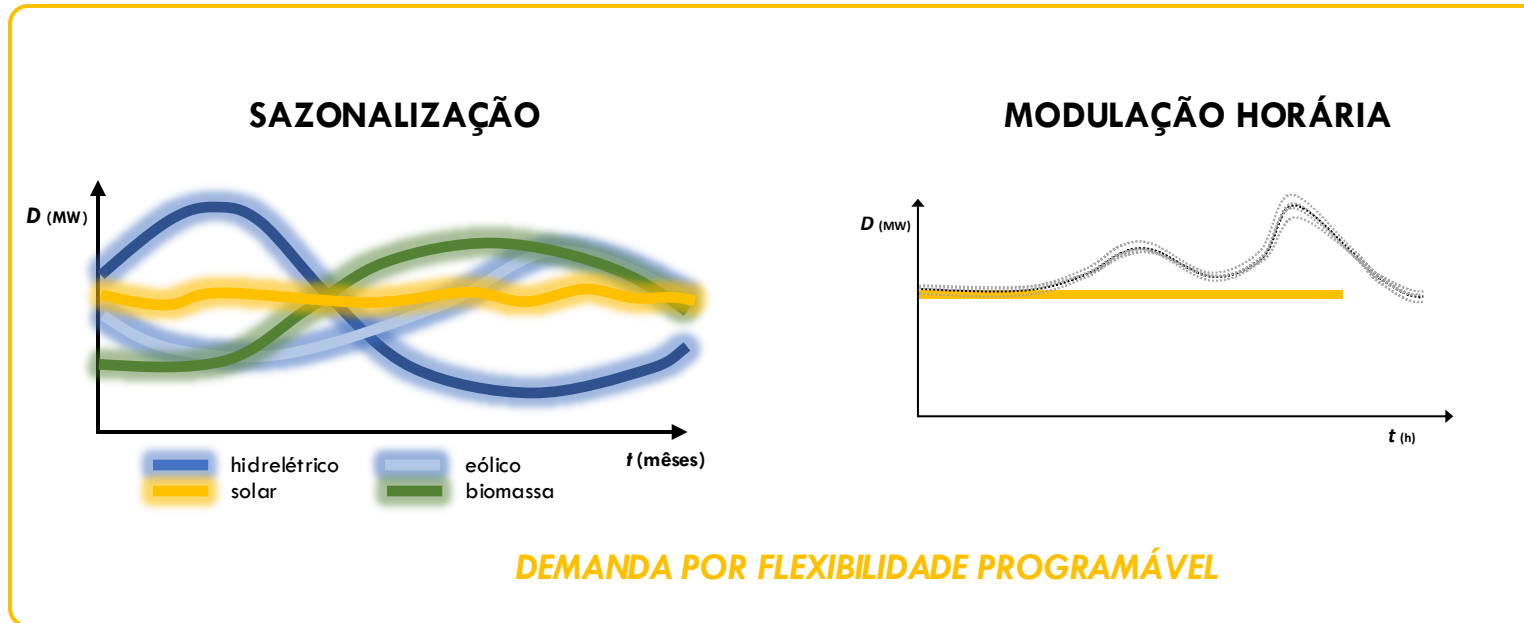
Formas de flexibilidade

Reserva de Potência operativa: parcela de geração usada pelo ONS para controle de frequência a fim de compensar os seguintes desequilíbrios:

- 1) Erro de previsão de carga
- 2) Erro de previsão de geração intermitente
- 3) Contingências (perda de unidades)

A FLEXIBILIDADE ENVOLVE DUAS DIMENSÕES:

- velocidade (variação sazonal, horária ou instantânea)
- previsibilidade (programável ou não programável)



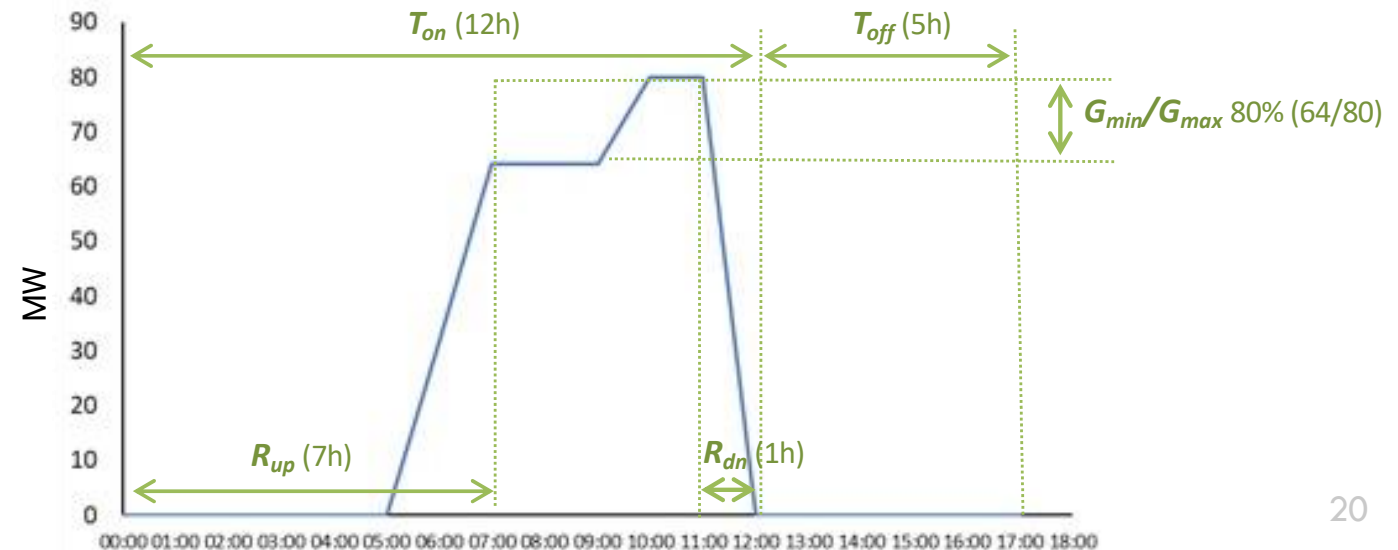
Controle Primário: Resposta imediata e autônoma das unidades geradoras sincronizadas (reguladores de velocidade).

Controle Secundário: Resposta de unidades controladas pelo CAG ou instruídas manualmente pelo ONS, e unidades de partida rápida

Tecnologias aptas a prover flexibilidade

DIFERENTES PRODUTOS, DIFERENTES TECNOLOGIAS

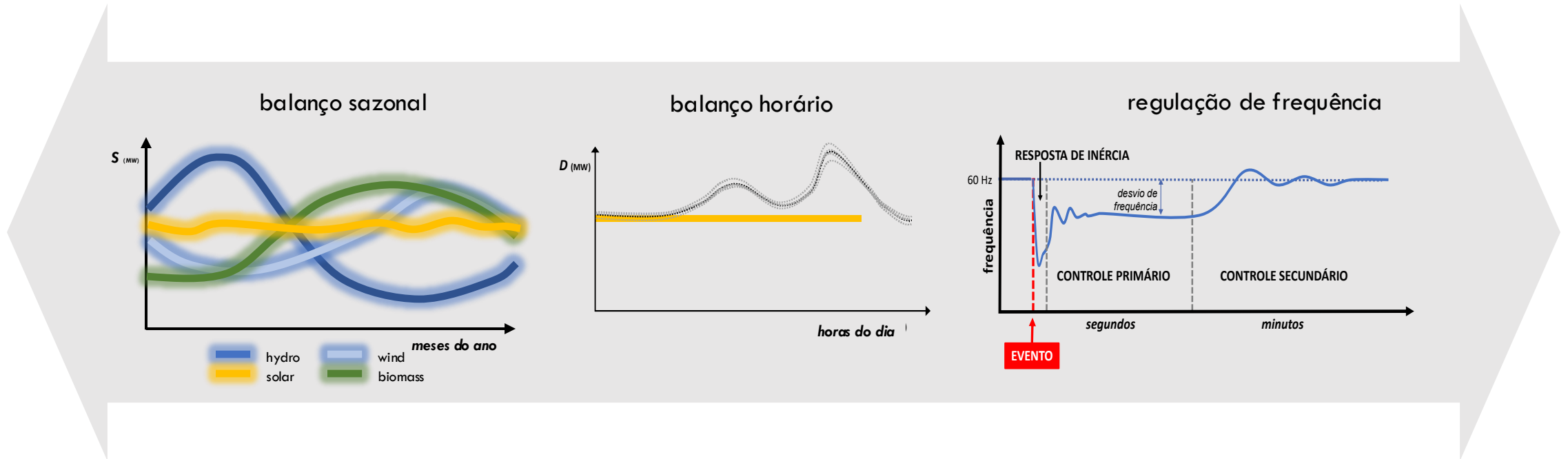
- A **aptidão de geradores** para prover as diversas formas de flexibilidade depende de **restrições operativas** das tecnologias:
 - tempo de rampa de acionamento (R_{up}) e de desligamento (R_{dn})
 - tempo mínimo de permanência na condição ligado (T_{on}) e desligado (T_{off})
 - relação entre a geração mínima e geração máxima (G_{min}/G_{max}).
- Além de geradores, a flexibilidade pode ser provida por **tecnologias de armazenamento** e por **resposta da demanda**



Tecnologias aptas a prover flexibilidade

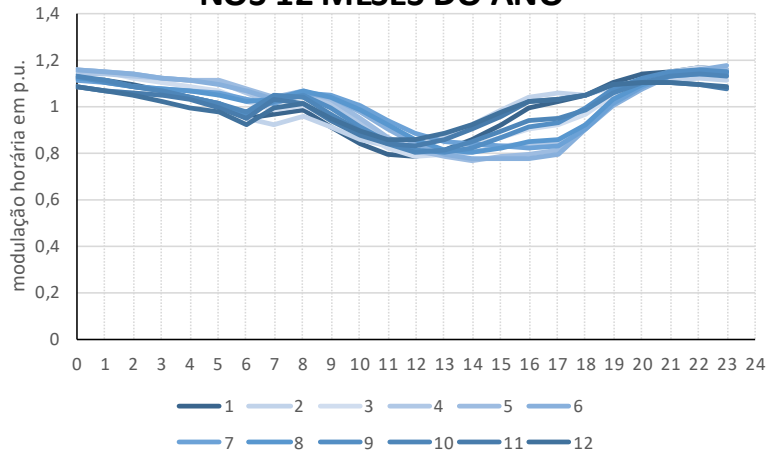
SUBSTITUTIBILIDADE

- Algumas tecnologias podem prover diferentes formas de flexibilidade
- Para o bom funcionamento do mercado é necessário que a remuneração de cada forma de flexibilidade cubra o seu **custo de oportunidade** na provisão de outros produtos ou formas de flexibilidade

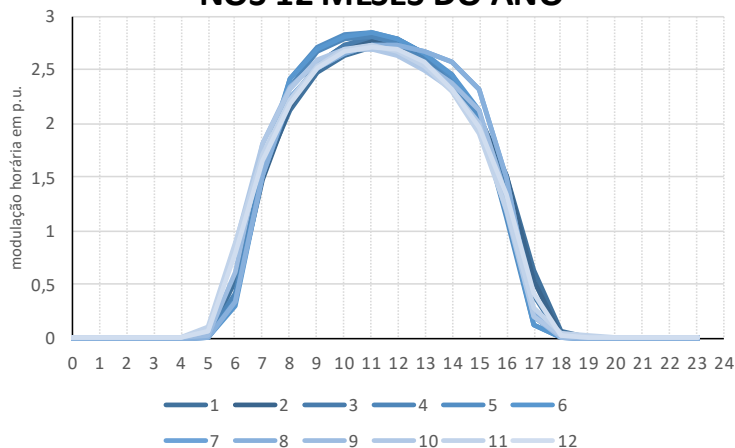


Flexibilidade para atendimento da carga líquida

PERFIL HORÁRIO DA GERAÇÃO EÓLICA NOS 12 MESES DO ANO



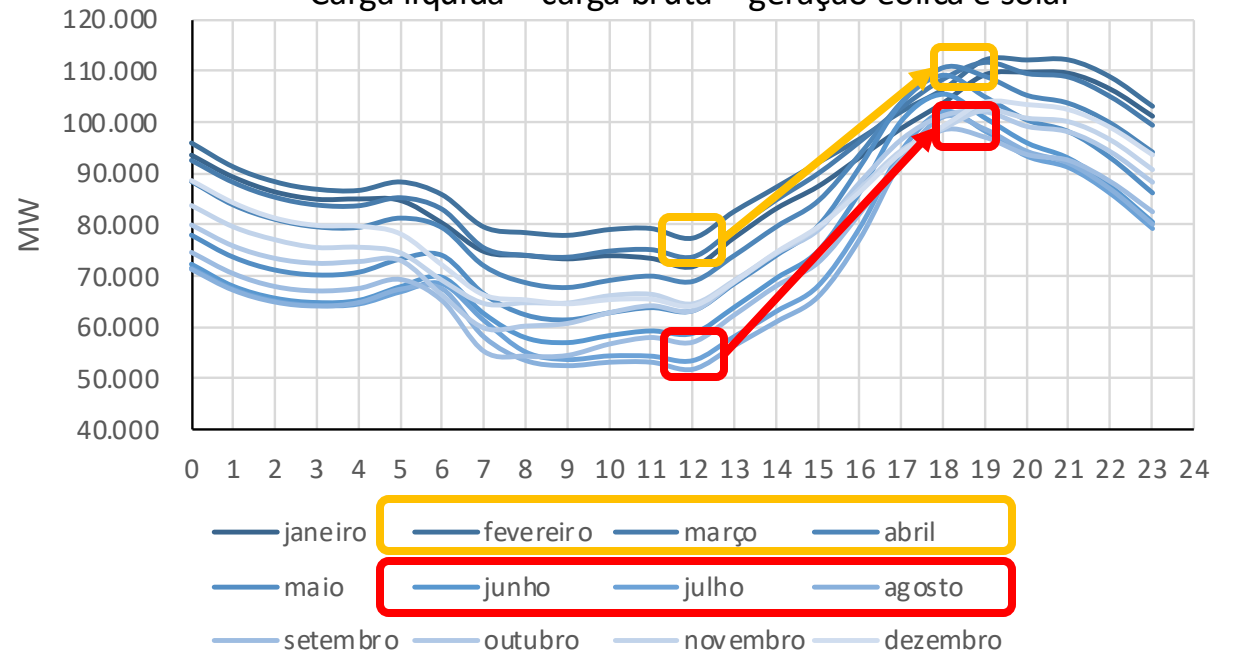
PERFIL HORÁRIO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NOS 12 MESES DO ANO



Fonte: ONS. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A demanda por flexibilidade para regularização horária se acentua no meio do ano (junho, julho e agosto)

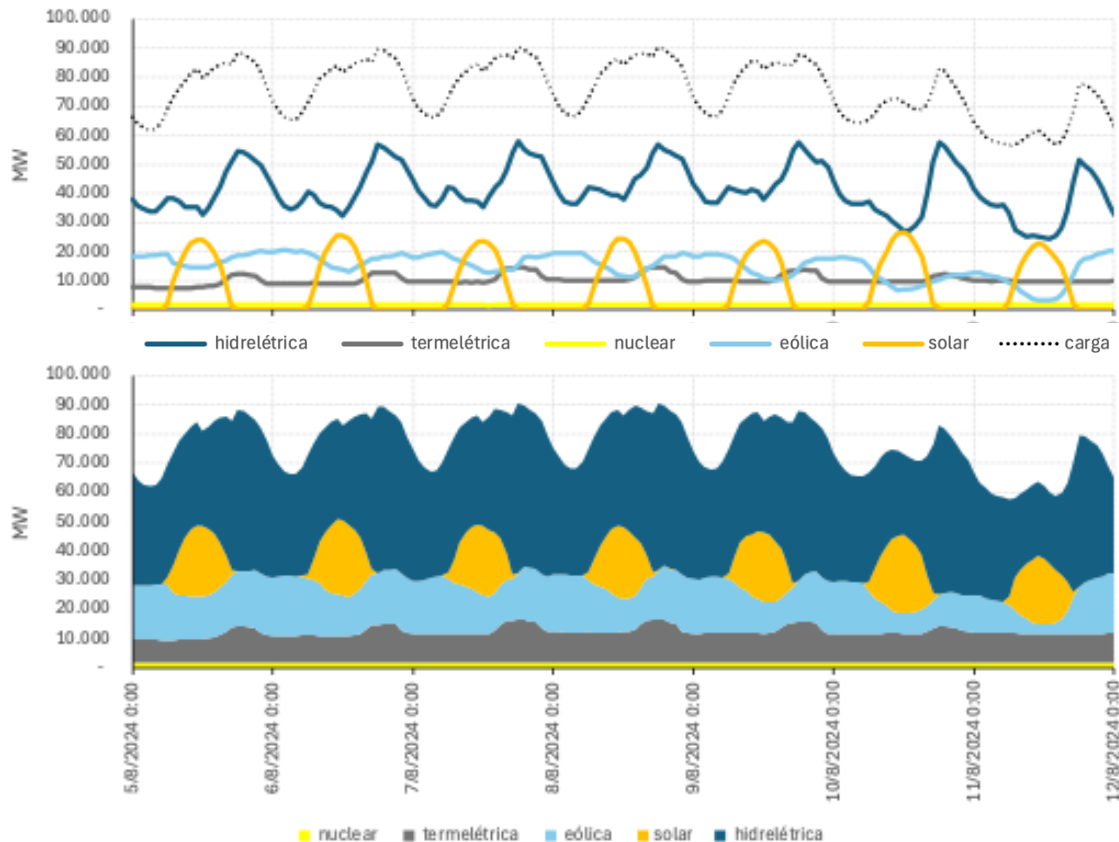
PERFIL HORÁRIO DA CARGA LÍQUIDA
Carga líquida = carga bruta – geração eólica e solar



Fonte: EPE (2022). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

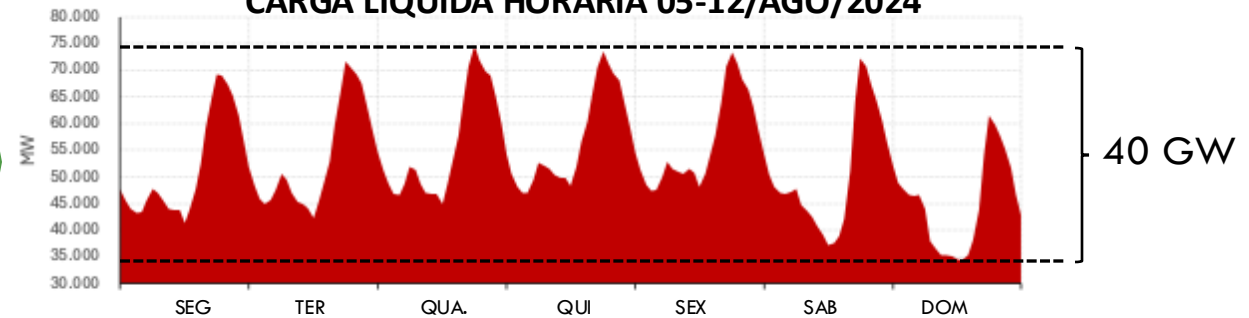
DEMANDA POR FLEXIBILIDADE

GERAÇÃO HORÁRIA 05-12/AGO/2024



- A flexibilidade horária é requerida para viabilizar os ajustes necessários ao longo de cada dia para acomodar as **variações na carga e na geração das fontes não controláveis** (eólica e solar)

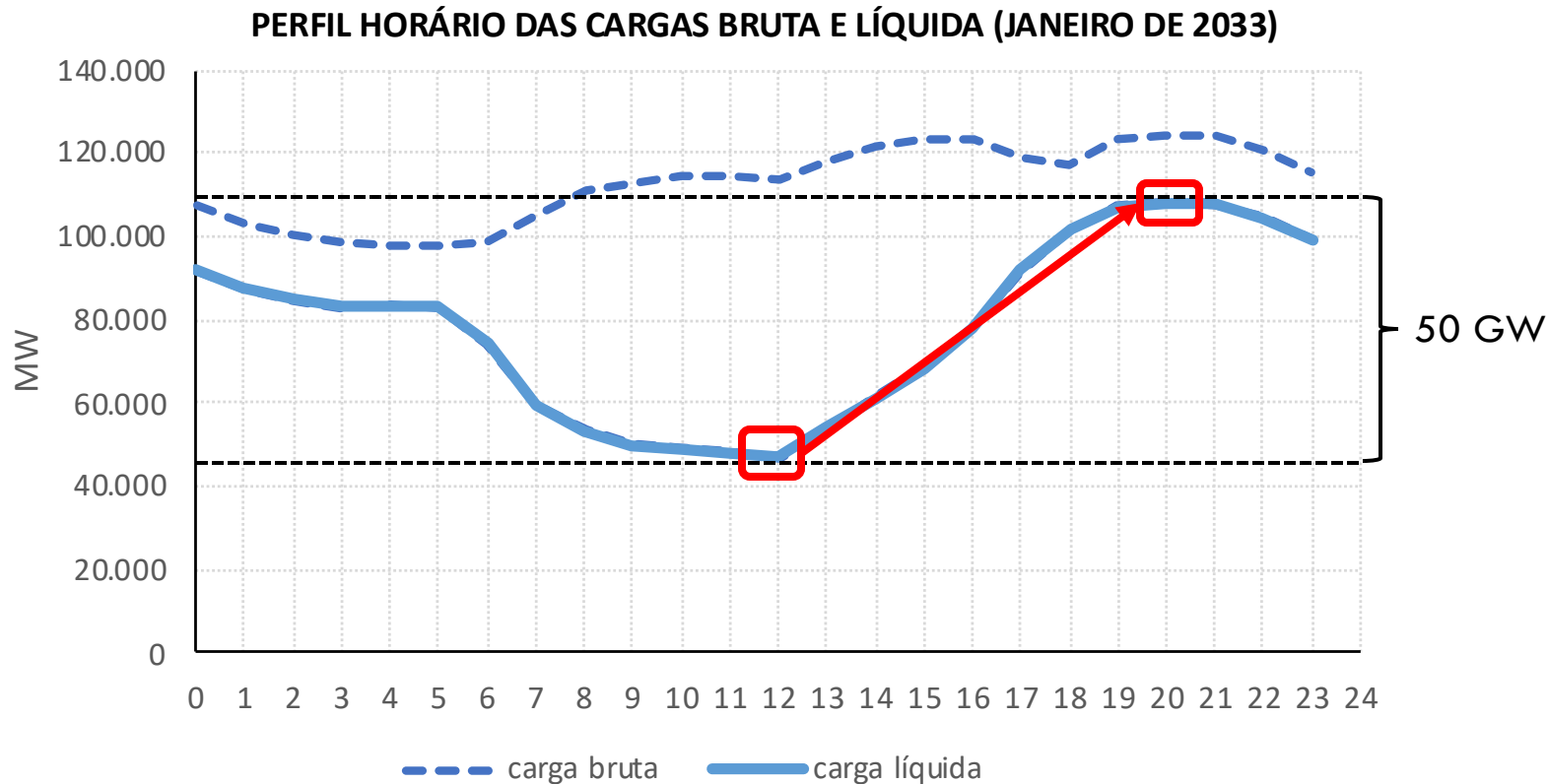
CARGA LÍQUIDA HORÁRIA 05-12/AGO/2024



- A **modulação horária requerida** para atender à **carga líquida** (carga bruta - geração eólica e solar) atual é da ordem de **40 GW**

Há escassez de flexibilidade no sistema brasileiro? (2 de 3)

DEMANDA FUTURA POR FLEXIBILIDADE



Fonte: EPE (2022). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O crescimento da participação das fontes não controláveis deve elevar a demanda por flexibilidade para regularização horária

OFERTA DE FLEXIBILIDADE HIDRELÉTRICA

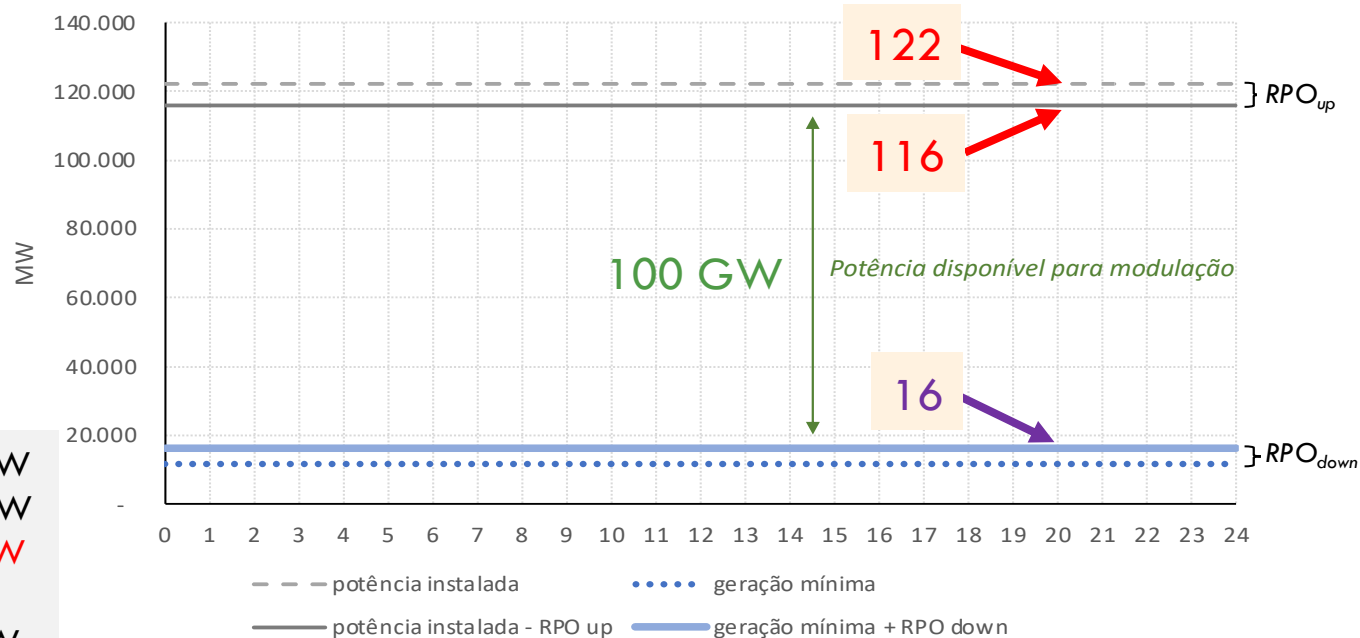
- Flexibilidade hidrelétrica disponível
 - Potência instalada: 122 GW
 - Garantia Física: 55 GWm
 - Geração mínima: 12 GWm (vazão defluente mínima)

- Demanda por **Reserva de Potência Operativa (RPO)** no horizonte de planejamento

- RPO_{up} : 6 GW
- RPO_{down} : 4 GW

Potência Instalada:	122 GW
RPO up (acion.):	- 6 GW
Teto:	116 GW
Geração Mínima:	12 GW
RPO down (desl.):	4 GW
Piso:	16 GW

CAPACIDADE HIDRELÉTRICA DISPONÍVEL PARA MODULAÇÃO



Fonte: EPE – Plano Decenal de Expansão de Energia 2031.

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

DISPOMOS DE CERCA DE 100 GW DE CAPACIDADE HIDRELÉTRICA, O QUE APARENTEMENTE PARECE SER MAIS DO QUE O SUFICIENTE PARA ATENDER AOS REQUISITOS DO SISTEMA...

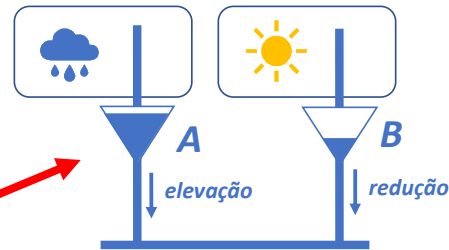
Demanda por flexibilidade hidrelétrica

...MAS HÁ OUTRAS DEMANDAS PELA FLEXIBILIDADE HIDRELÉTRICA

- Parte da flexibilidade hidrelétrica é requerida para lidar com a variabilidade hídrica e para otimização da geração hidrelétrica

SITUAÇÕES EM QUE A FLEXIBILIDADE HIDRELÉTRICA É REQUERIDA PARA OTIMIZAÇÃO DA PRODUÇÃO HIDRELÉTRICA

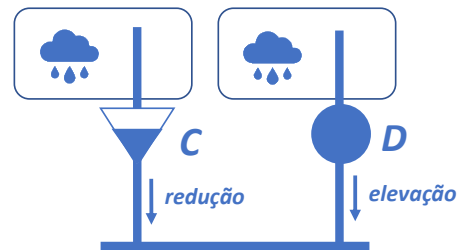
(a) compensar variação de vazões entre bacias



Compensar a geração de hidrelétricas com vazões afluentes adversas

Usina A com reservatório mais cheio eleva sua produção para compensar B

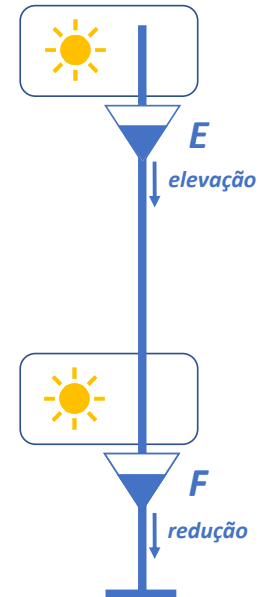
(b) compensar restrições operativas



Minimizar os vertimentos

Usina D (fio d'água) gera tudo o que pode durante o período úmido para minimizar vertimentos, e Usina C reduz sua produção e armazena água para o período seco

(c) otimizar a produção hidrelétrica



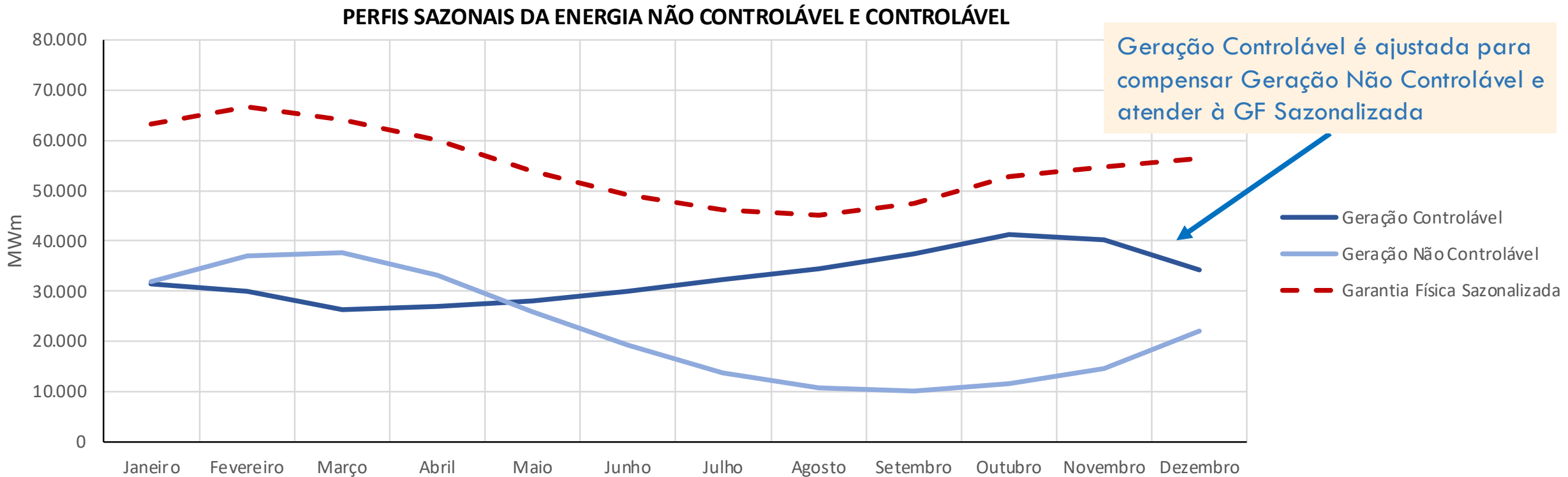
Elevar os reservatórios a jusante para maximizar a produtividade das usinas em que o vazão é maior

Usina E rio acima (montante) eleva sua produção e Usina F reduz sua produção para encher reservatório de F e elevar queda líquida de F para aumentar a produtividade de F

Flexibilidade utilizada para regularização sazonal

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA CONTROLÁVEL E NÃO CONTROLÁVEL

- Produção das hidrelétricas com reservatórios de regularização e hidrelétricas a fio d'água a montante (geração controlável) é ajustada para **compensar a variação sazonal** das vazões incrementais não regularizadas que chegam às usinas a fio d'água (geração não controlável)



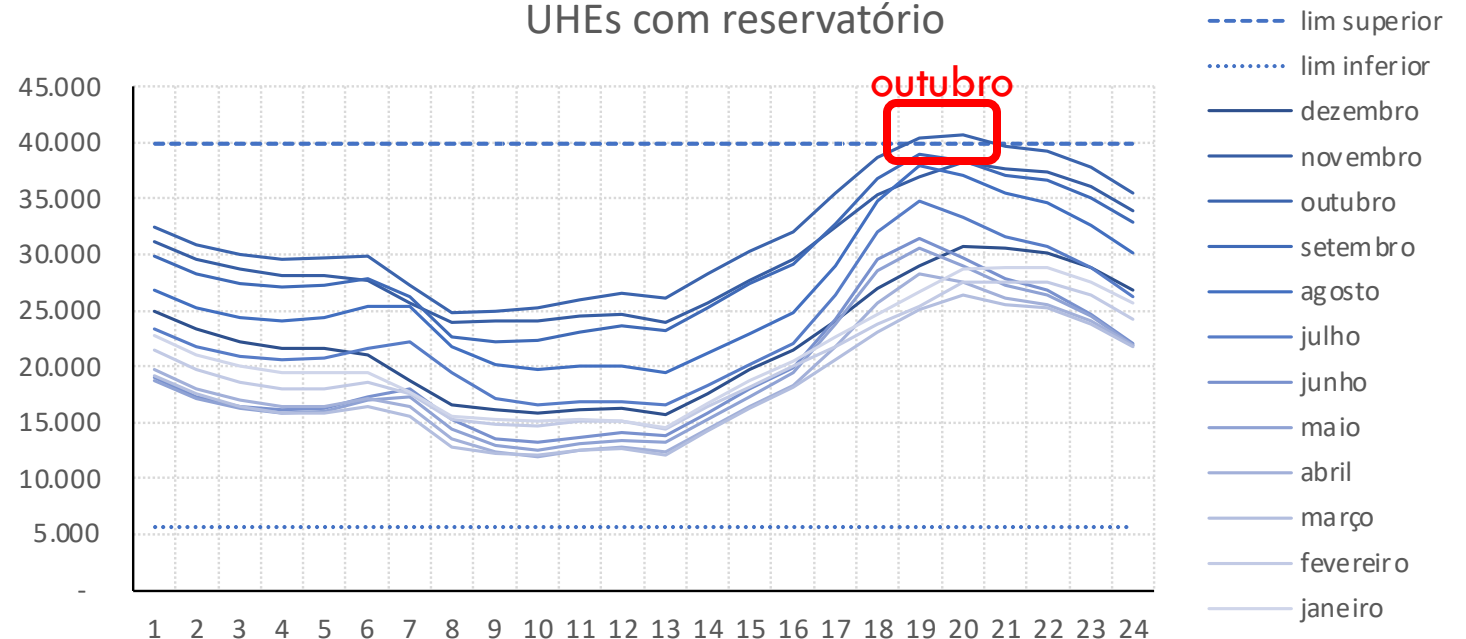
Efeito composto da regularização sazonal e horária (1 de 3)

OPERAÇÃO DAS HIDRELÉTRICAS COM RESERVATÓRIO DE REGULARIZAÇÃO

- **No período seco**, as hidrelétricas com **reservatórios de regularização intensificam a sua geração** para compensar a queda de geração não controlável nas hidrelétricas a fio d'água
- O acompanhamento da carga horária é **limitado pela potência instalada nos períodos de ponta** da carga líquida

MODULAÇÃO HORÁRIA DA GERAÇÃO DE HIDRELÉTRICA NOS 12 MESES DO ANO

UHEs com reservatório



Exercício alocando a modulação entre as hidrelétricas na proporção de suas respectivas capacidades

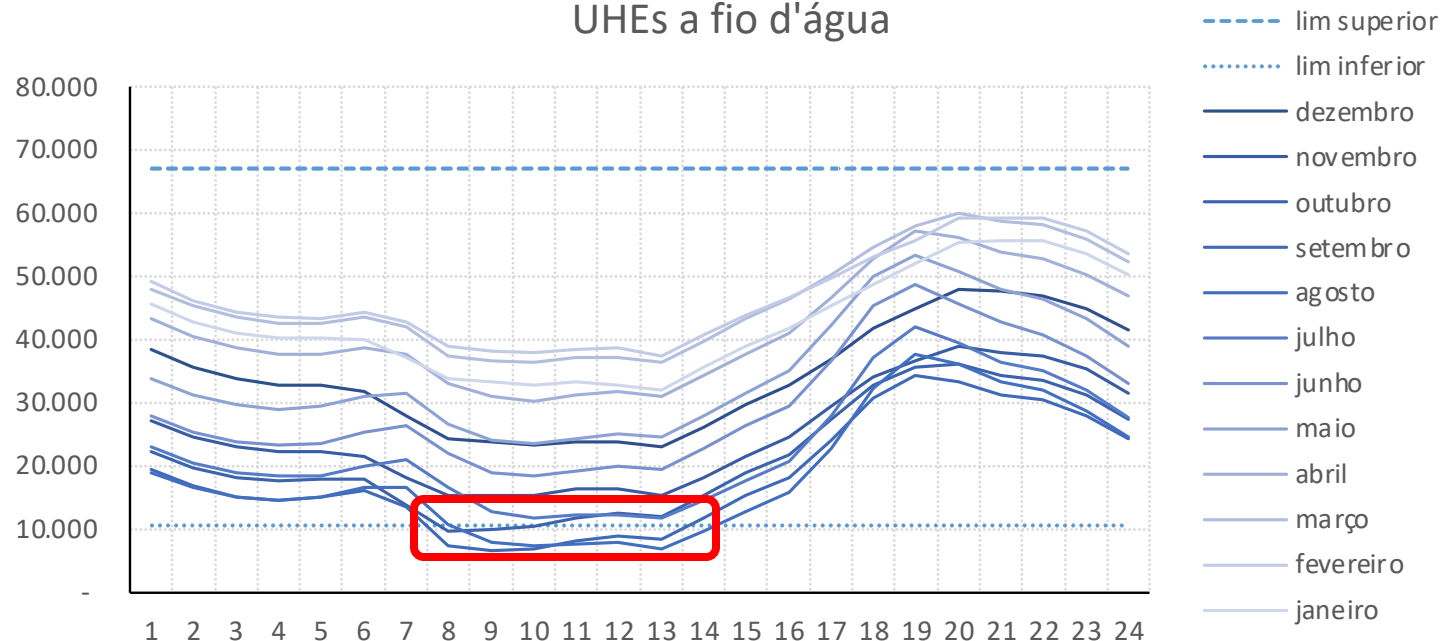
Efeito composto da regularização sazonal e horária (2 de 3)

OPERAÇÃO DAS HIDRELÉTRICAS A FIO D'ÁGUA

- **No período seco, a geração das hidrelétricas a fio d'água é reduzida** devido às baixas vazões afluentes
- ○ **acompanhamento da carga horária fica limitada pela restrição de vazão mínima**

MODULAÇÃO HORÁRIA DA GERAÇÃO DE HIDRELÉTRICA NOS 12 MESES DO ANO

UHEs a fio d'água



Este exercício demonstra que a disponibilidade de flexibilidade torna-se escassa em certos períodos do ano

Efeito composto da regularização sazonal e horária (3 de 3)

EXEMPLO DE AJUSTES NA PROGRAMAÇÃO PARA VIABILIZAR A MODULAÇÃO HORÁRIA

Neste exemplo, as **violações do mês de outubro** foram **eliminadas**:

1. elevando-se a geração das hidrelétricas a fio d'água em 3 GW das 7 às 12 horas (**ajuste A** no gráfico); e
2. reduzindo-se a geração das hidrelétricas com reservatório em 3 GW das 18 às 21 horas (**ajuste B**).

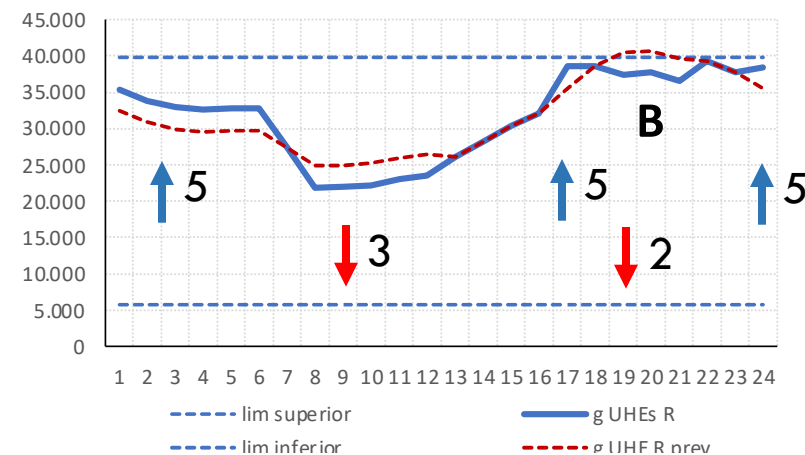
Para se **manter o atendimento da carga horária**, este ajuste requer 2 compensações:

3. redução da geração das hidrelétricas com reservatório em 3 GW entre as 7 e 12 horas; e
4. elevação da geração a fio d'água em 3 GW das 18 às 21 horas.

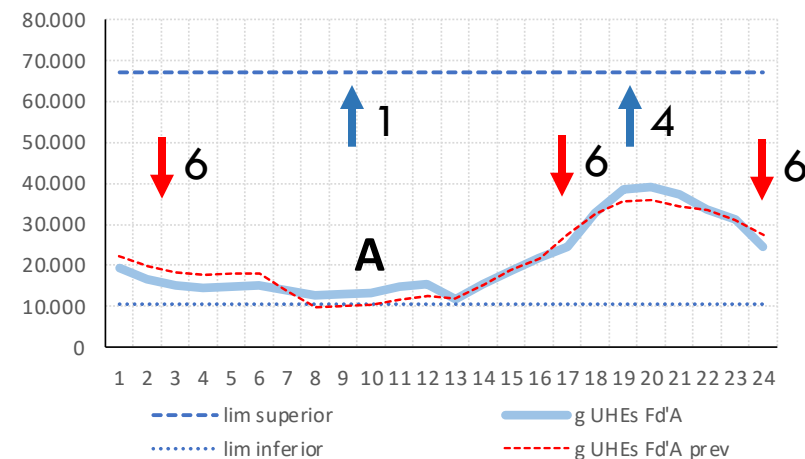
Finalmente, é preciso compensar estes ajustes para se **manter as metas** de produção mensal das hidrelétricas:

5. elevando-se a geração das hidrelétricas com reservatório em 3 GW das 23 horas às 7 horas e às 16 horas; e
6. reduzindo-se a geração das hidrelétricas a fio d'água em 3 GW nesses mesmos horários.

UHEs com reservatório - Outubro



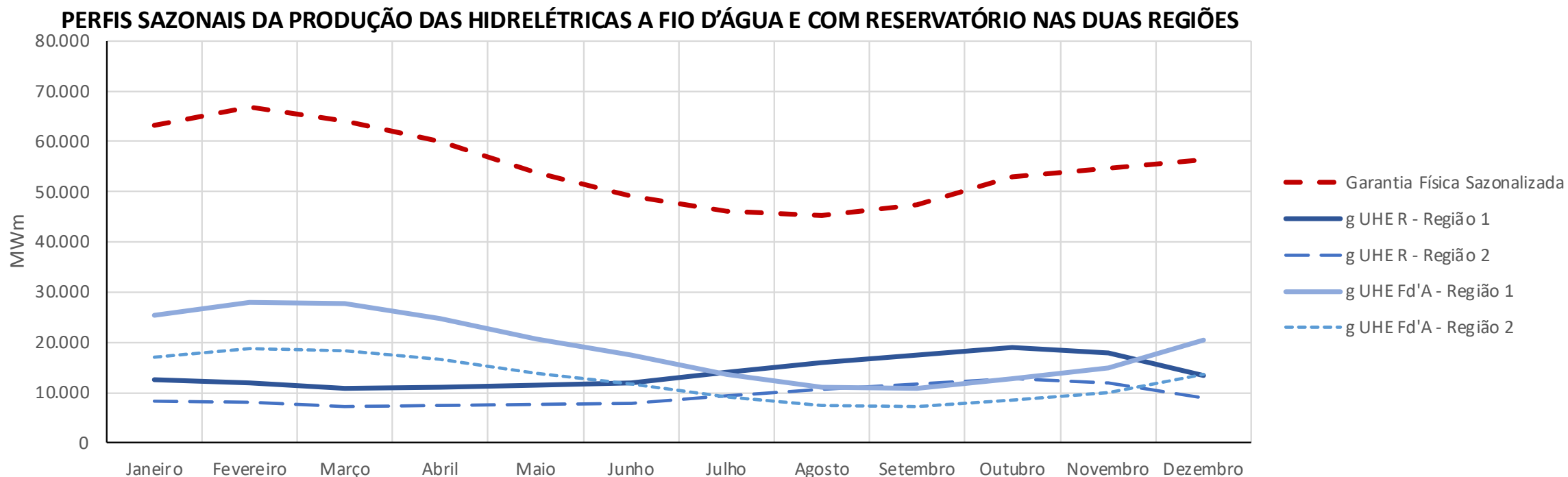
UHEs a fio d'água- Outubro



Efeito composto adicionando diversidade hidrológica (1 de 3)

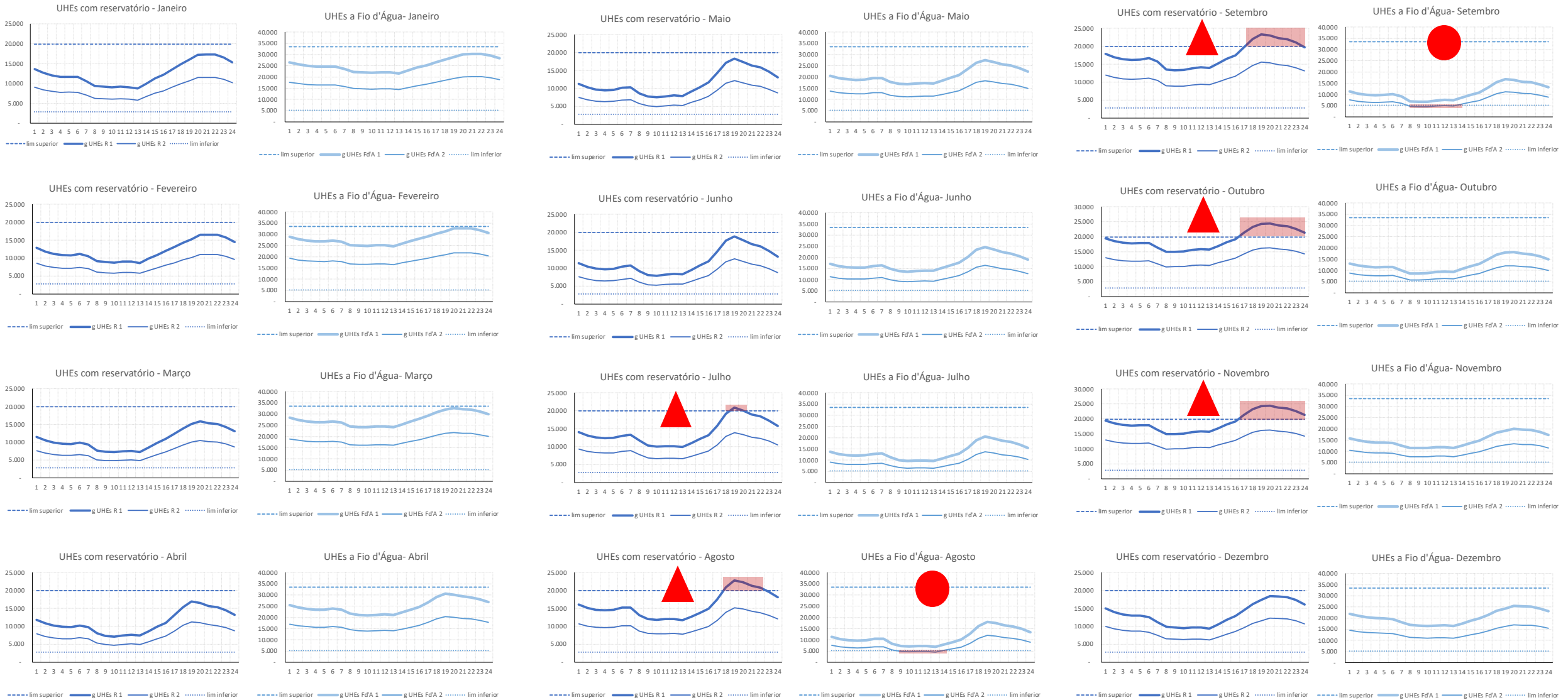
CASO CONSIDERANDO HIDRELÉTRICAS EM DUAS REGIÕES COM HIDROLOGIA DIVERSA

- metade da capacidade hidrelétrica na **Região 1**, em cenário com vazões afluentes **20% superiores** à média de longo termo (MLT)
- metade da capacidade hidrelétrica na **Região 2**, em cenário com vazões afluentes **20% inferiores** à MLT



Efeito composto adicionando diversidade hidrológica (2 de 3)

MODULAÇÃO HORÁRIA DA GERAÇÃO HIDRELÉTRICAS NOS 12 MESES DO ANO NAS DUAS REGIÕES



Efeito composto adicionando diversidade hidrológica (3 de 3)

MODULAÇÃO HORÁRIA AINDA FACTÍVEL..

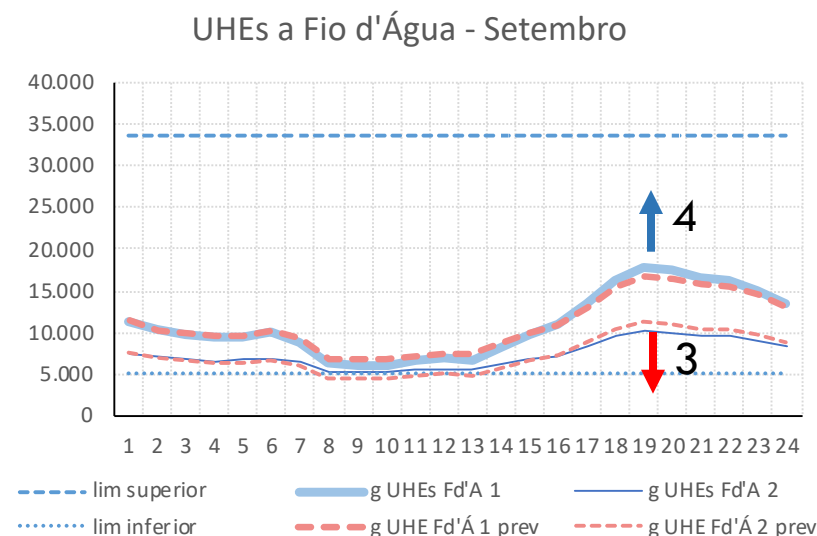
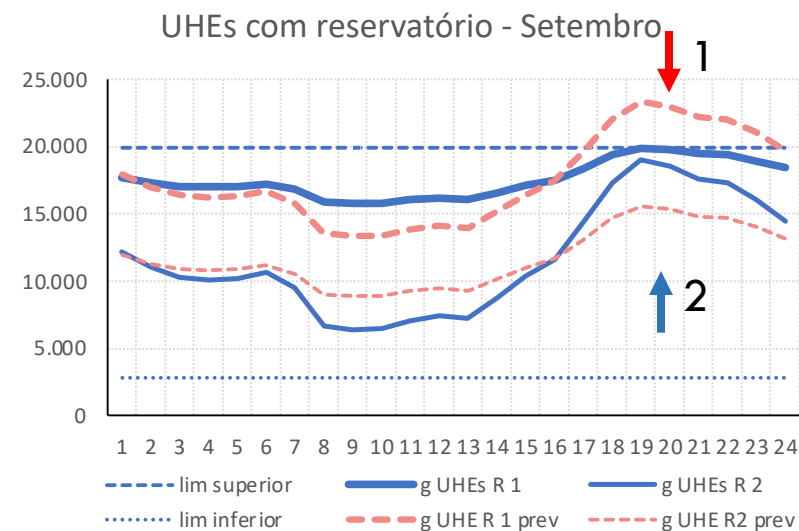
Neste exemplo, as violações de geração máxima na Região 1 foram eliminadas por meio de:

1. redução da modulação horária de 59% das hidrelétricas com reservatório na Região 1 (g UHE R 1); e
2. ampliação correspondente da modulação horária nas hidrelétricas com reservatório na Região 2 (g UHE R 2).

Já as violações da restrição de geração mínima das hidrelétricas a fio d'água na Região 2 pode ser contornada com:

3. redução da modulação horária de 26% das hidrelétricas a fio d'água na Região 2 (g UHE Fd'A 2); e
4. ampliação da modulação horária da mesma magnitude pelas hidrelétricas a fio d'água na Região 1 (g UHE Fd'A 1).

... MAS PERCEBE-SE QUE A CAPACIDADE DE ACOMODAÇÃO É LIMITADA



Flexibilidade: Contexto e Conceitos

1. ESPAÇO PARA DIFERENTES PRODUTOS E DIFERENTES TECNOLOGIAS

- Restrições Operativas (rampas up/down, tempos on/off, G_{min}/G_{max})
- Substitutibilidade e Custo de Oportunidade

2. O DESAFIO DO ATENDIMENTO DA CARGA LÍQUIDA

- Modulação Horária Requerida aumentará (40 GW atual para 50 GW em 2033)
- Capacidade de Modulação é limitada por outras demandas de flexibilidade
 - Geração Controlável e Não Controlável em cascata
 - Regularização Sazonal e Horária (Acompanhamento da Carga)
 - para UHE com reservatório (limite = potência instalada)
 - Para UHE a fio d'água (limite = geração mínima)

3. AJUSTES NA PROGRAMAÇÃO PARA VIABILIZAR MODULAÇÃO HORÁRIA

- Eliminação de violações
- Compensação para atender à carga horária
- Compensação para manter metas de produção mensal das UHE

4. AJUSTES NA PROGRAMAÇÃO PARA ACOMODAR DIVERSIDADE HIDRELÉTRICA

A Flexibilidade Operacional é:

- complexa;
- custosa; e
- crescentemente importante no cenário de expansão vislumbrado.

Portanto, a Flexibilidade Operacional precisa ser adequadamente:

- reconhecida e
- remunerada ...

... para que haja investimentos compatíveis com as necessidades do sistema.

OBRIGADO

3

Modelagem de Médio, Curto e Curtíssimo Prazo

Prof. Secundino Soares Filho (Soares Filho / Venidera)



Aprimoramento da modelagem

○ *que precisamos incorporar na modelagem para captar os requisitos de flexibilidade do SIN?*

ASPECTOS

Médio e curto prazo

- representação individualizada das usinas
- função de produção sem simplificações
- rede de transmissão segundo modelo CC
- estratégia de relaxação de restrições

Curtíssimo prazo

- *unit commitment* hidráulico
- custo de partida e parada de unidade geradora
- rendimento do conjunto turbina-gerador

POR QUE É RELEVANTE?

- permite a gestão eficiente dos reservatórios
- capta a não linearidade da produtividade
- representa melhor os limites de intercâmbio
- impacta na oferta de flexibilidade

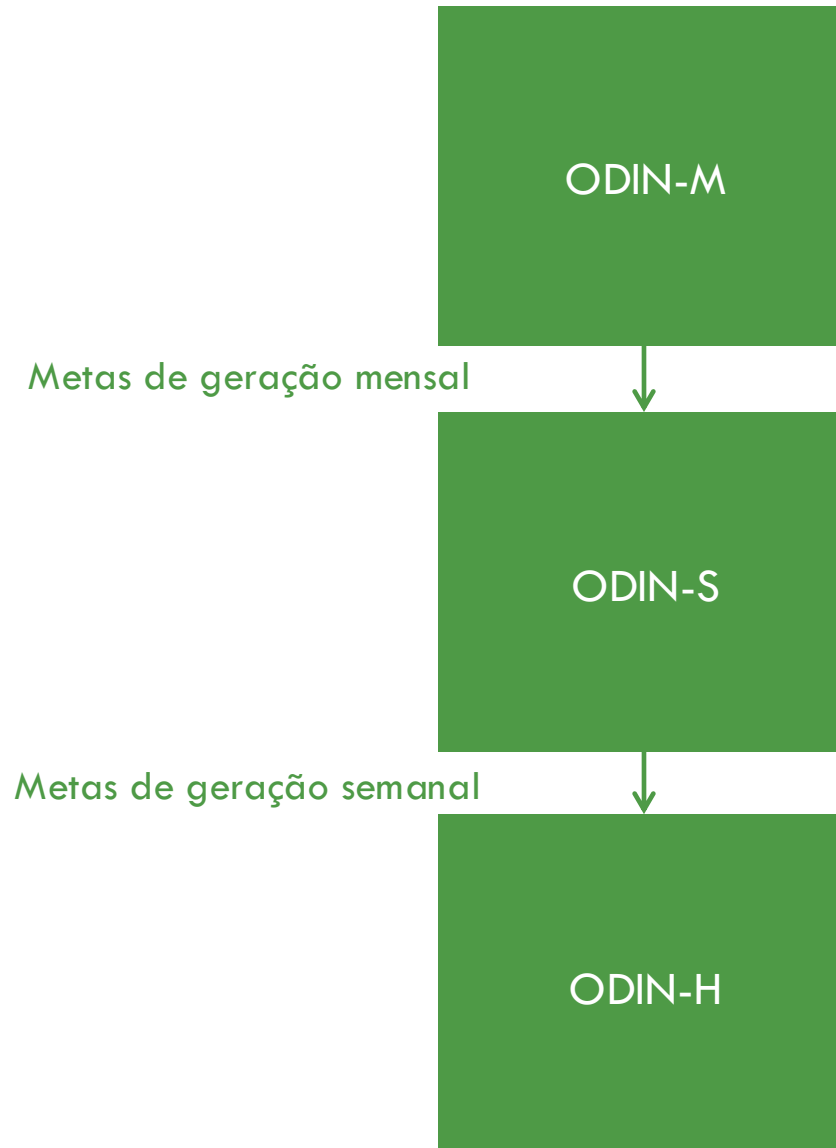
- identifica as fontes mais eficientes de flexibilidade
- custo relevante relacionado à flexibilidade
- capta mais precisamente a produtividade

CADEIA DE MODELOS COMPUTACIONAIS PARA O SIN

ODIN

Otimização do Despacho Interligado Nacional

Cadeia de Modelos ODIN



- Base mensal
- Horizonte plurianual
- Usinas individualizadas
- Rede elétrica modelo CC
- Modelo não linear
- Controle preditivo

- Base semanal
- Horizonte mensal
- Usinas individualizadas
- Rede elétrica modelo CC
- Modelo não linear

- Base horária (meia-hora)
- Horizonte semanal
- Unidades geradoras individualizadas
- “Unit commitment” hidráulico
- Rede elétrica modelo CC
- Modelo não linear inteiro misto

OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO INTERLIGADO NACIONAL
EM BASE MENSAL

ODIN - M

- O despacho de geração no longo e médio prazo é um problema de **otimização estocástica não linear de múltiplos estágios**
- A solução do problema é a **política operativa** que minimiza o valor esperado do custo de operação em relação à incerteza das vazões
- O valor esperado do custo de uma dada política operativa é medido pela **simulação** da operação para diferentes cenários de vazões
- Existem políticas baseadas em modelos estocásticos (SDP, SDDP) e determinísticos (MPC) mas poucas comparações são realizadas
- O modelo ODIN-M é baseado em MCP e teve seu desempenho testado em comparações com os modelos SDDP e SUIHI em decks de PDE e GF

Representação da rede de transmissão



Rede Equivalente

NOME DE	NOME PARA	X (%)	S(%)
XINGU	MAN AP BV	0,409	2,445
XINGU	NORTE	3,432	0,291
XINGU	IMPERATRIZ	2,108	0,474
NORTE	IMPERATRIZ	0,100	10,000
IMPERATRIZ	SUDESTE	25,306	0,040
IMPERATRIZ	NORDESTE	6,266	0,160
NORDESTE	SUDESTE	15,800	0,063
SUDESTE	TELE PIRES	50,826	0,020
SUDESTE	PARANÁ	0,001	1000,000
SUDESTE	SUL	1,230	0,813
IVAIPORÃ	SUL	3,109	0,322
IVAIPORÃ	SUDESTE	4,290	0,233
ITAIPI	IVAIPORÃ	0,422	2,372
ITAIPI	SUL	21,469	0,047
AC RO	SUDESTE	67,399	0,015

Restrições de transmissão no ODIN segundo modelo de fluxo de potência em corrente contínua (CC)

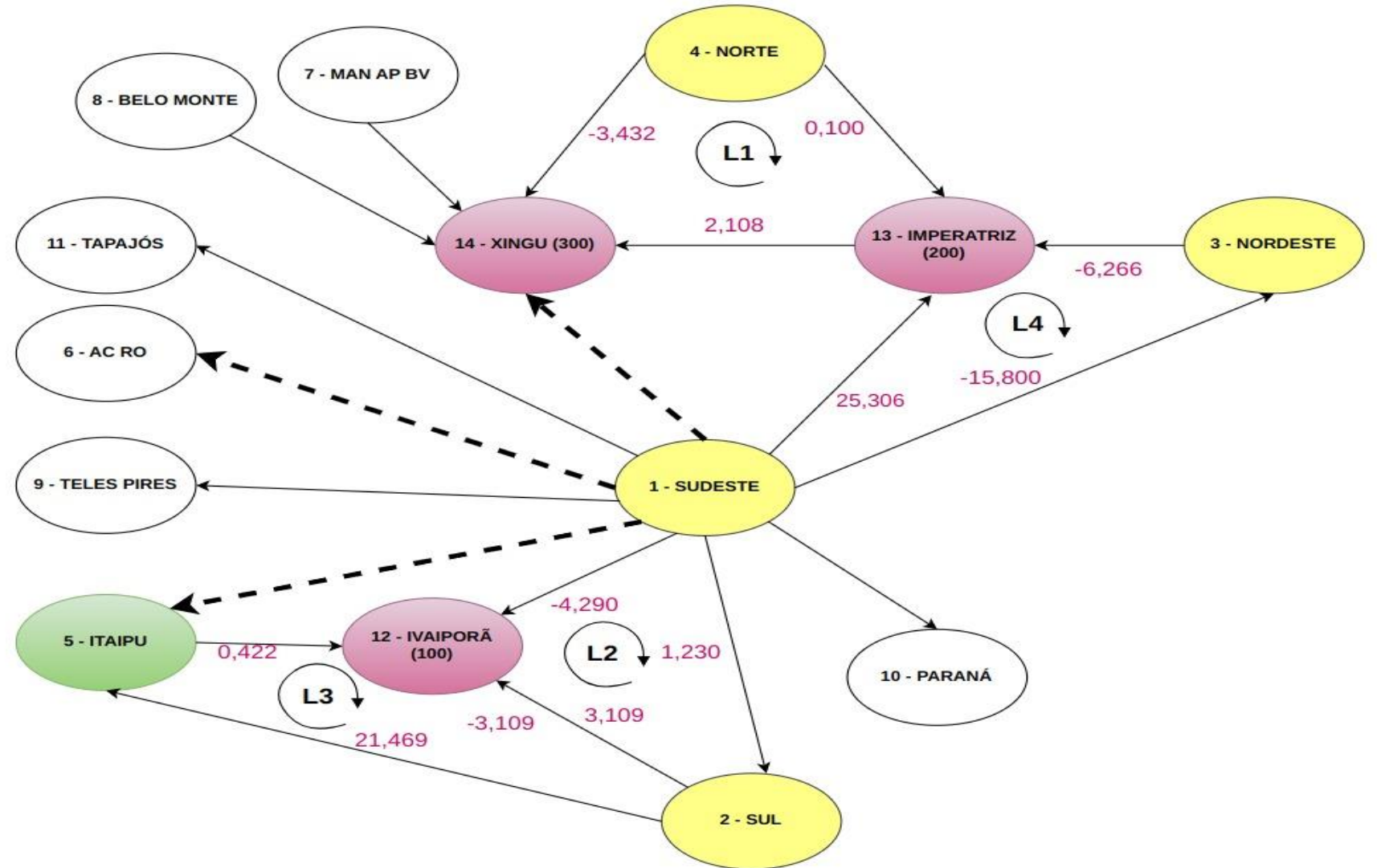


Características do Ramo: Cap_{ramo} e x_{ramo}

Selecionando os pontos da rede mais representativos para cada "subsistema", são calculadas as impedâncias equivalentes de todos os troncos de interligação.

Configuração das interligações entre subsistemas

Modelagem do fluxo de potência CC como fluxo em rede com restrições adicionais de laços



Como avaliar modelos de otimização estocástica

Warren Powell, **Clearing the jungle of stochastic optimization**,
Informs Tutorials in *Operations Research* 2014, Oct. 2014.

*A **stochastic lookahead model** should always be compared to the performance of a **deterministic lookahead model**. Just because the underlying problem is stochastic does not mean that a deterministic lookahead model will not work.*

COMPARAÇÕES

ODIN-M X SDDP

Características dos modelos ODIN-M e SDDP



MODELO ODIN-M

- Função de produção hidrelétrica **não linear**
- Tomada de decisão por meio de um **modelo de otimização não linear de múltiplos estágios** considerando o cenário hidrológico mais provável

Modelo SDDP

- Função de produção hidrelétrica **linear por partes**
- Tomada de decisão por meio de um **modelo de otimização linear de um único estágio** que minimiza o custo presente mais o custo futuro (obtido previamente por um processo iterativo baseado na decomposição de Benders)

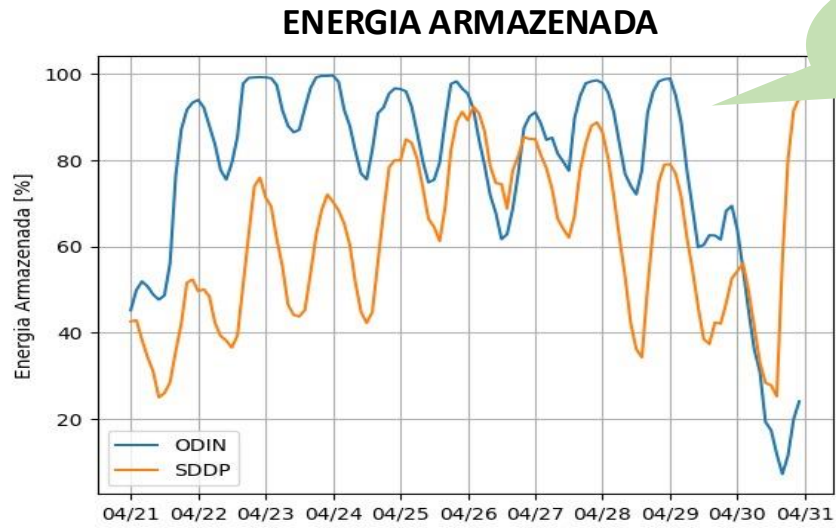
Premissas para comparação

DECK PDE 2031 – CASO BASE

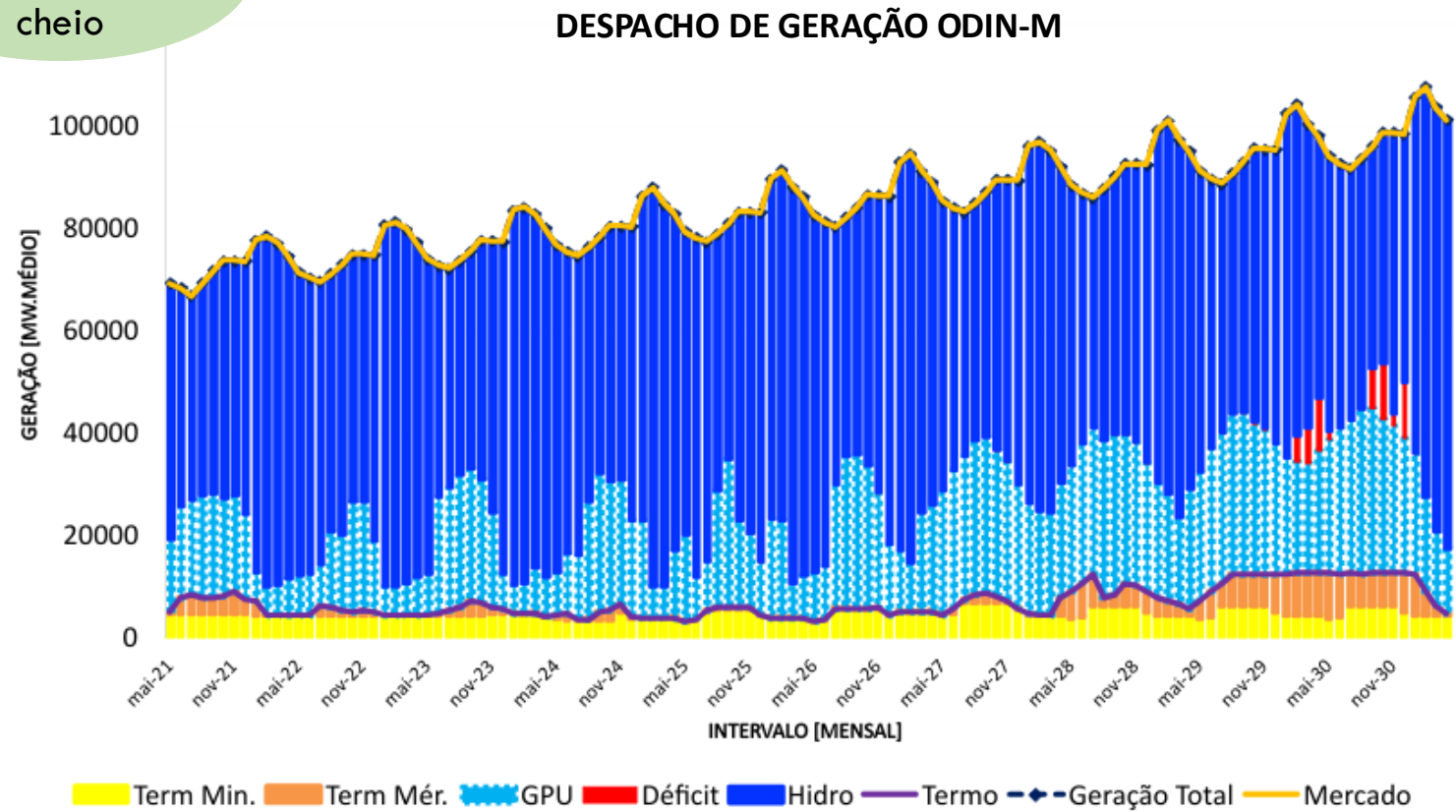
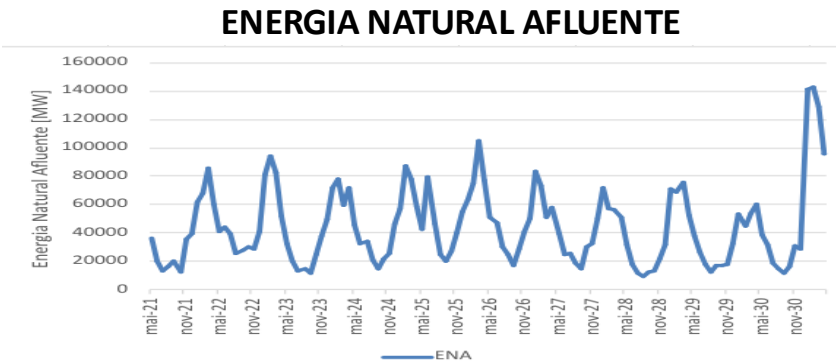
- Configuração dinâmica
- 157 UHE e 127 UTE
- Horizonte de simulação de 120 meses (10 anos)
- 200 cenários hidrológicos sintéticos
- Solução SDDP fornecida pela EPE

Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (1 de 9)

RESULTADOS (CENÁRIO 21)



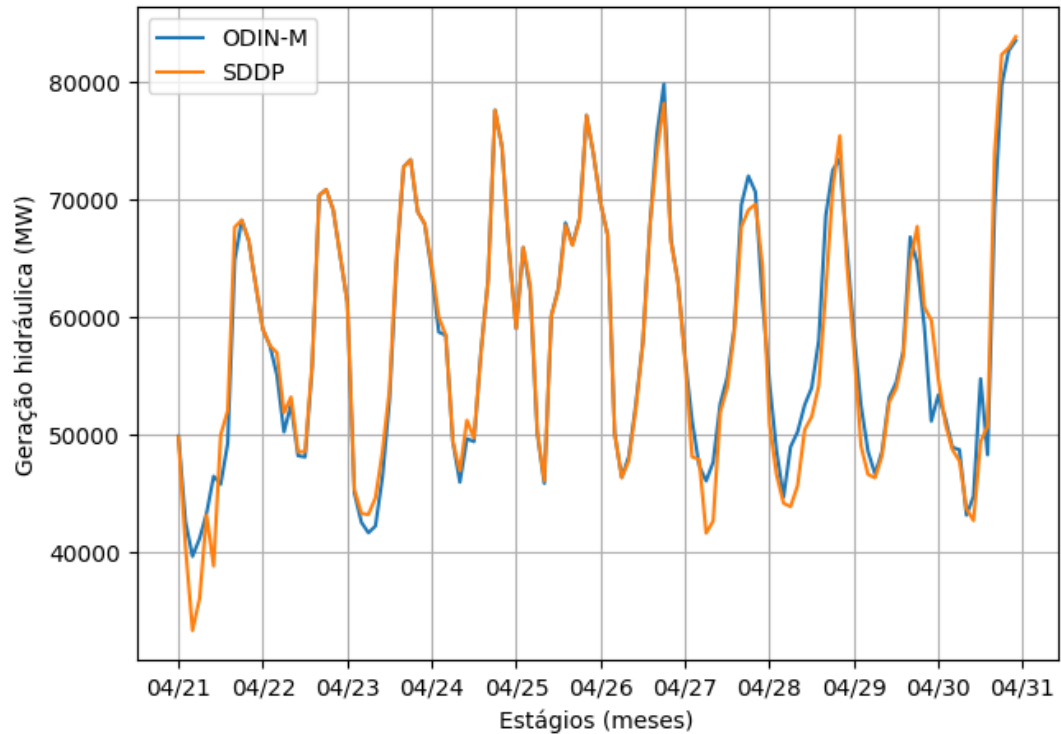
ODIN-M opera mais cheio



Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (2 de 9)

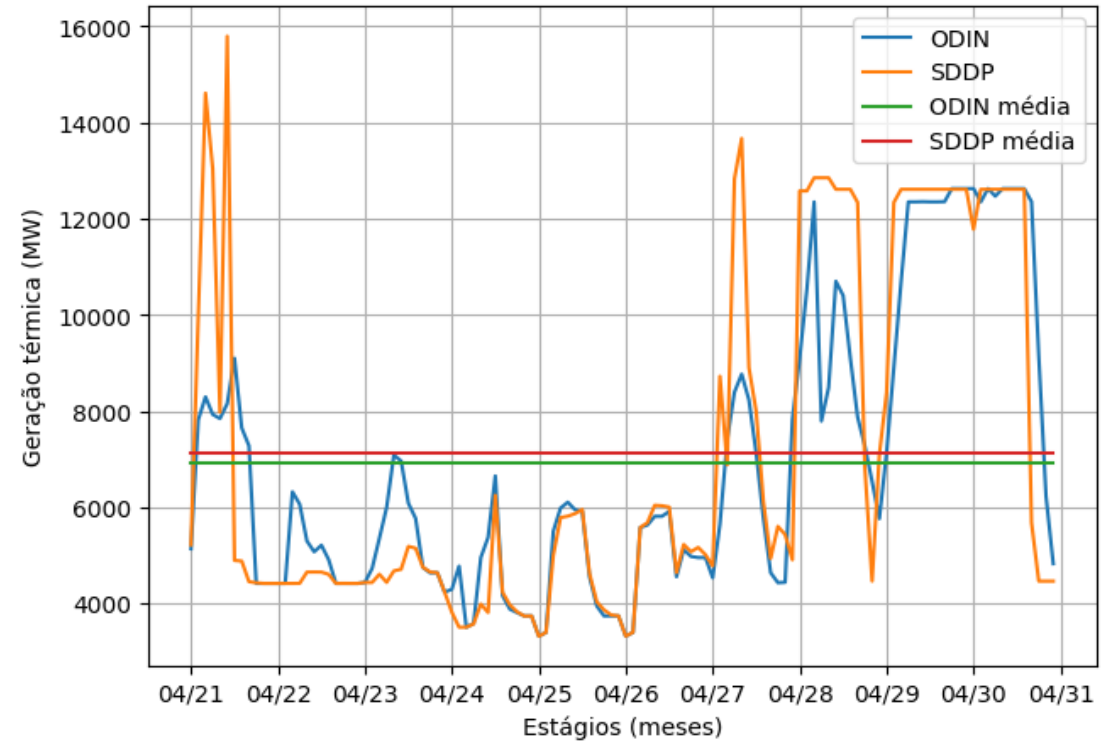
GERAÇÃO HIDRÁULICA E TÉRMICA (CENÁRIO 21)

GERAÇÃO HIDRÁULICA



Média ODIN: 58.040 MW
 Média SDDP: 57.765 MW

GERAÇÃO TÉRMICA

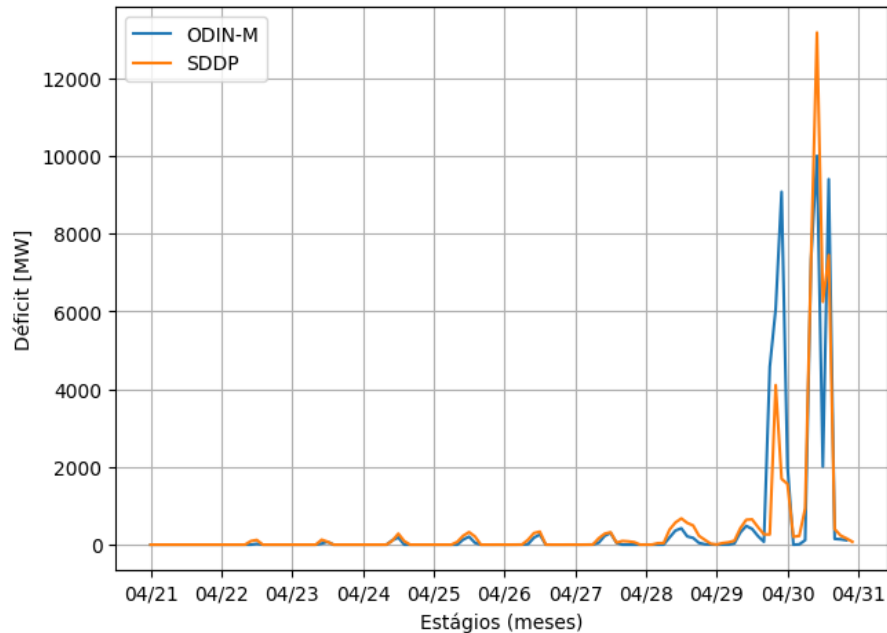


Média ODIN: 6.942 MW
 Média SDDP: 7.142 MW

Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (3 de 9)

DÉFICIT E CUSTO (CENÁRIO 21)

DÉFICIT



Déficit médio
 ODIN: 469 MW
 SDDP: 445 MW

Custo de geração térmica
 ODIN: R\$ 771.643.833,24
 SDDP: R\$ 944.546.740,59

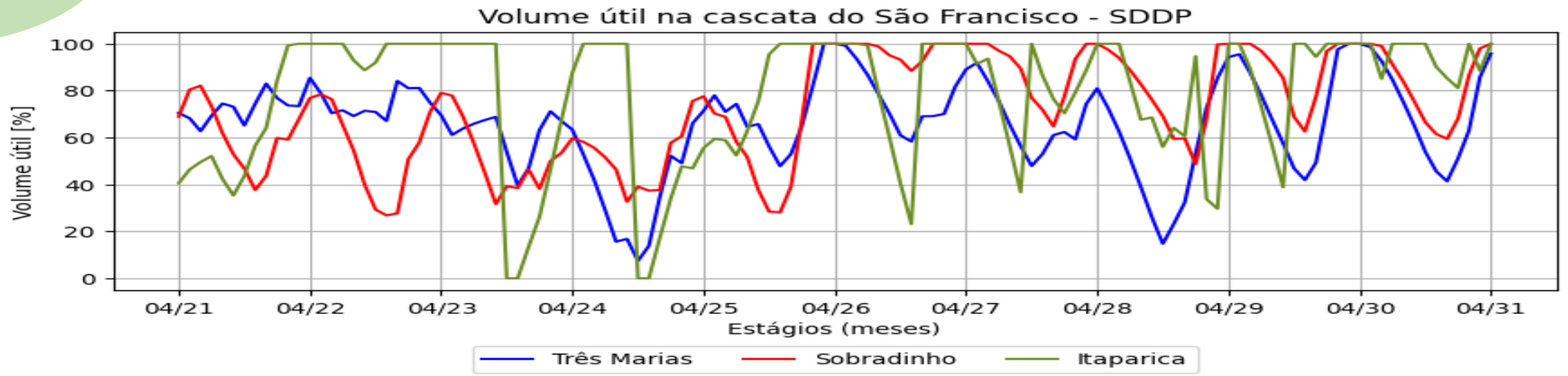
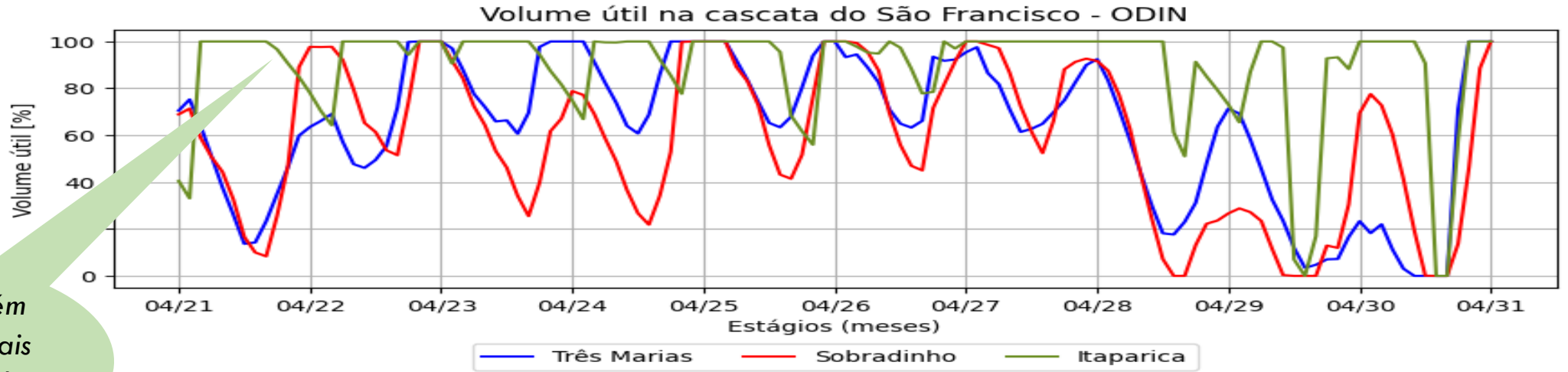
Custo de déficit
 ODIN: R\$ 3.061.510,67
 SDDP: R\$ 2.903.045,49

Custo total

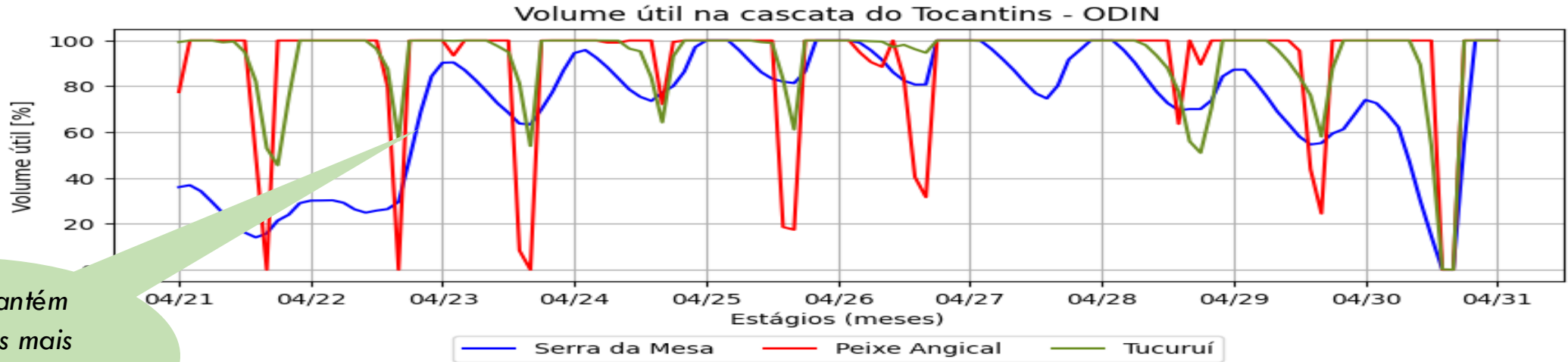
ODIN: R\$ 774.705.343,91
 SDDP: R\$ 947.449.786,08

Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (4 de 9)

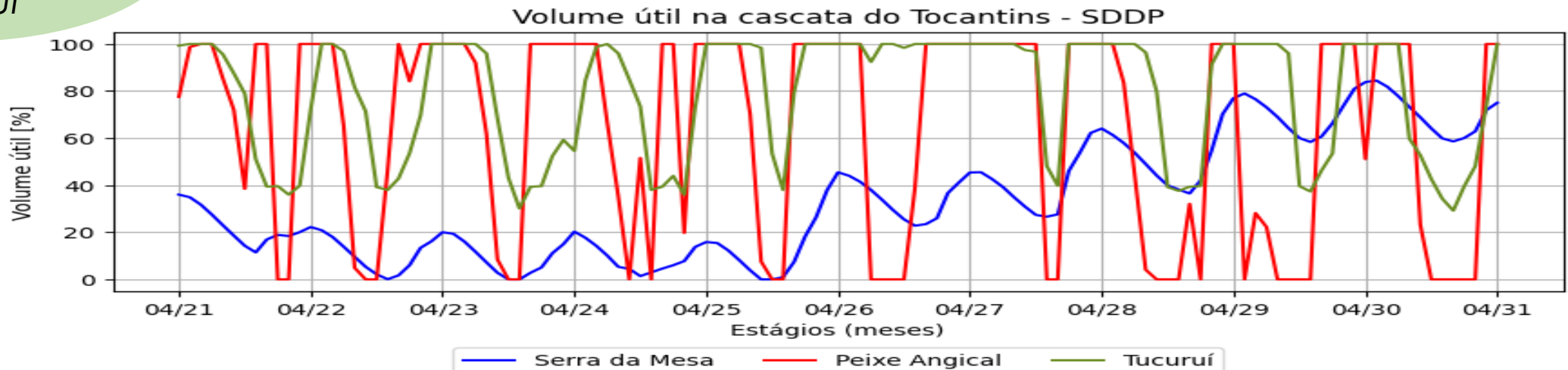
ODIN-M mantém reservatórios mais cheios, sobretudo ITAPARICA



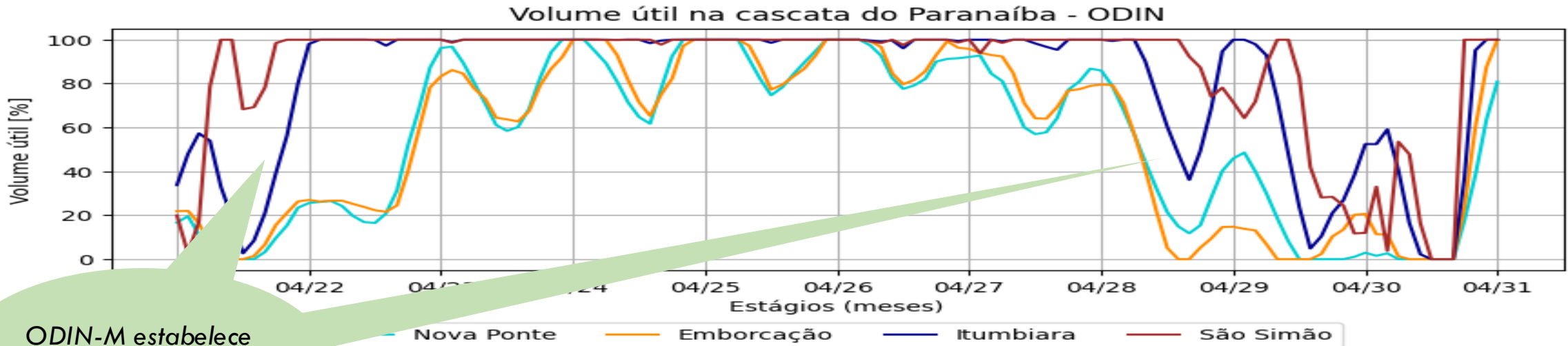
Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (6 de 9)



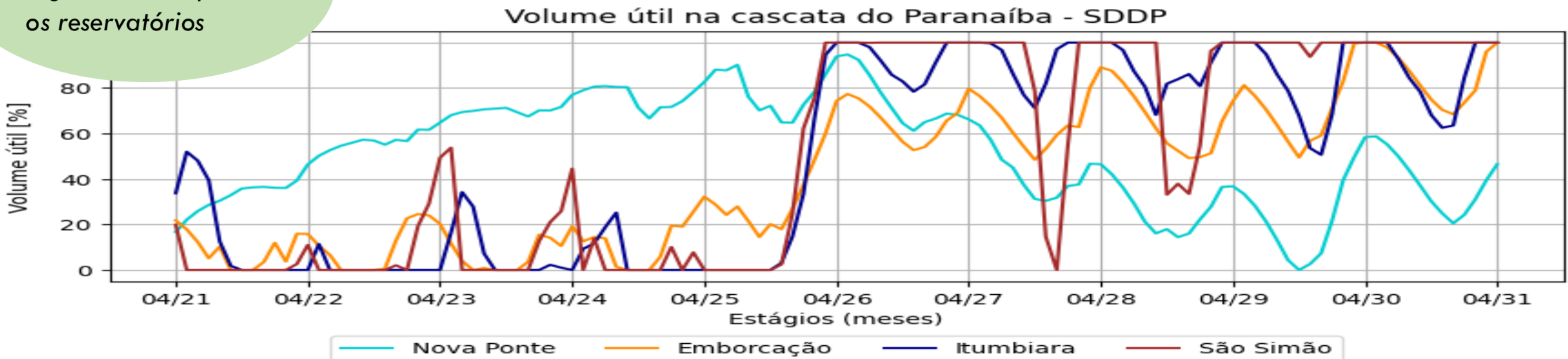
ODIN-M mantém reservatórios mais cheios, sobretudo TUCURUI



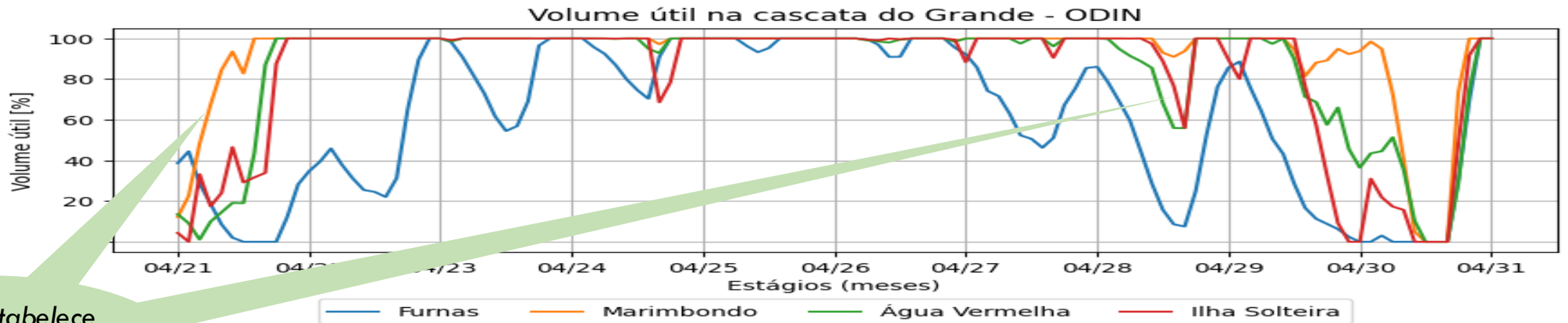
Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (7 de 9)



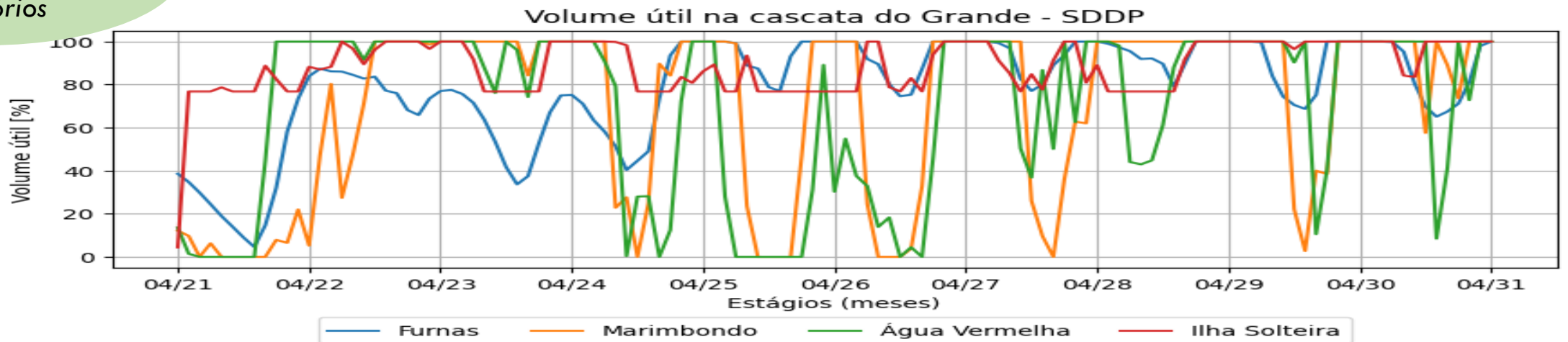
ODIN-M estabelece regra eficiente para os reservatórios



Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (8 de 9)



ODIN-M estabelece regra eficiente para os reservatórios



Comparação entre modelos ODIN-M e SDDP (9 de 9)

Valores médios de 200 cenários sintéticos

	ODIN	SDDP
Geração hidráulica (MWm)	59.399	59.361
Geração termelétrica (MWm)	6.503	6.455
Déficit (MWm)	145	190
Custo de geração termelétrica (R\$)	668.209.098	706.119.484
Custo de déficit (R\$)	957.200	1.225.941
Custo total (R\$)	669.166.299	707.345.426

COMPARAÇÕES

ODIN-M X SUISHI

Características dos modelos ODIN-M e SUISHI

MODELO ODIN-M

- Função de produção hidrelétrica **não linear**
- Tomada de decisão por meio de um **modelo de otimização não linear de múltiplos estágios** considerando o cenário hidrológico mais provável

MODELO SUISHI

- Função de produção hidrelétrica **não linear**
- Tomada de decisão por meio de um **modelo de otimização linear de um único estágio** que minimiza o custo presente mais o custo futuro (fornecido pelo NEWAVE), e posteriormente desagrega a geração dos subsistemas em usinas individualizadas por meio de heurística que preserva o armazenamento em paralelo dos reservatórios

Premissas para comparação

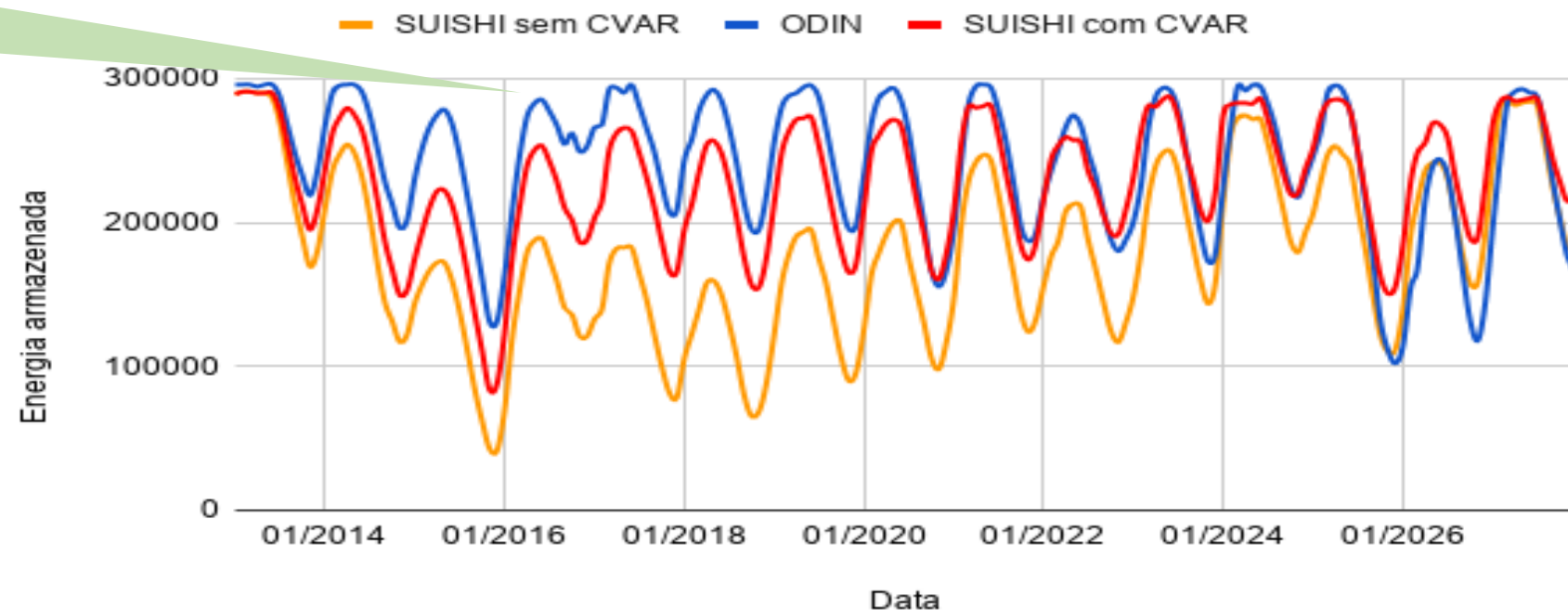
DECK DE GARANTIA FÍSICA A-6 DE 2018

- Configuração estática
- 157 UHE e 127 UTE
- Horizonte de simulação de 180 meses (15 anos)
- Geração térmica mínima nula (total flexibilidade térmica)
- Mercado aumentado em 10%

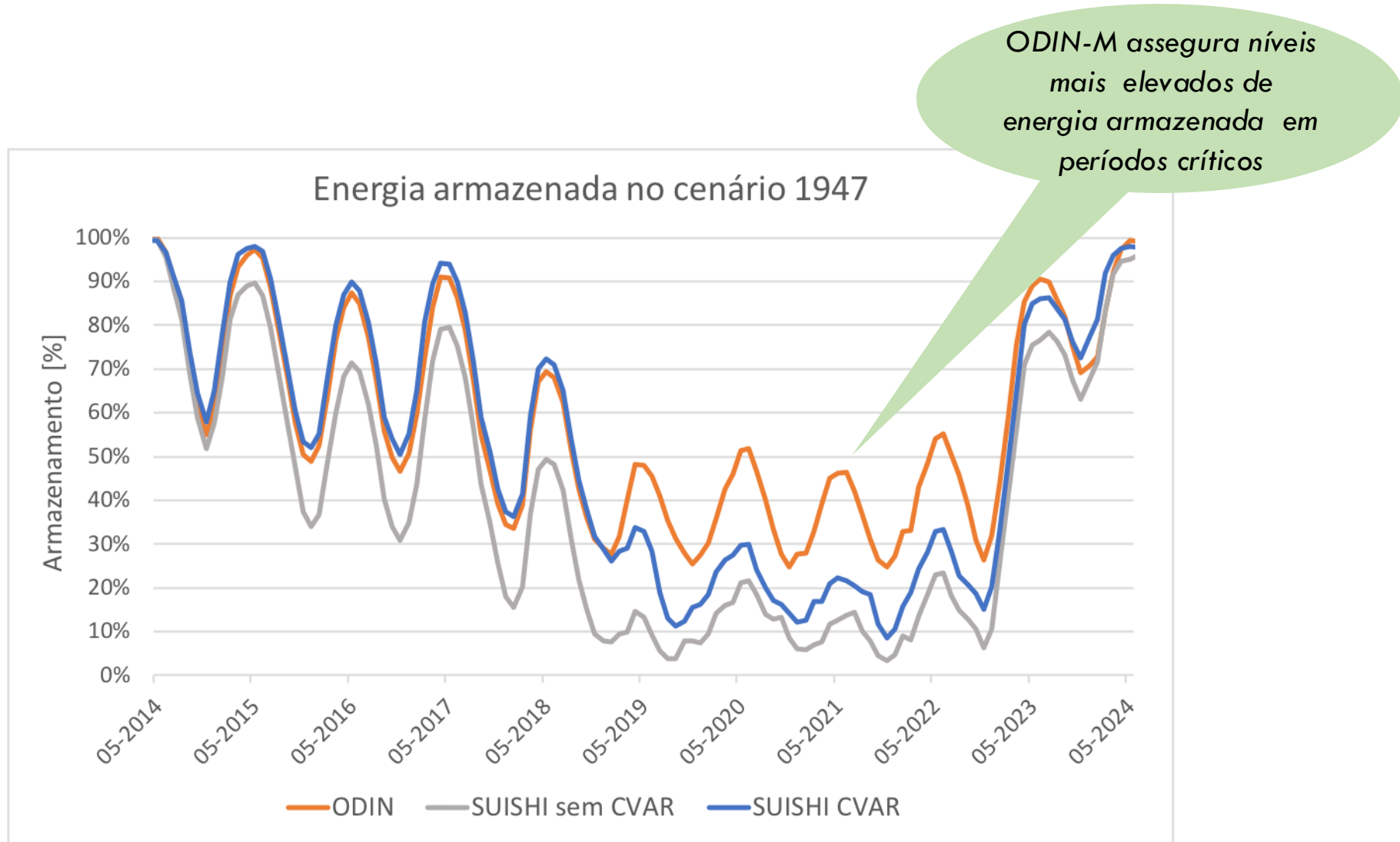
Comparação entre modelos ODIN-M e SUIISHI (1 de 3)

ODIN-M assegura elevados níveis de energia armazenada

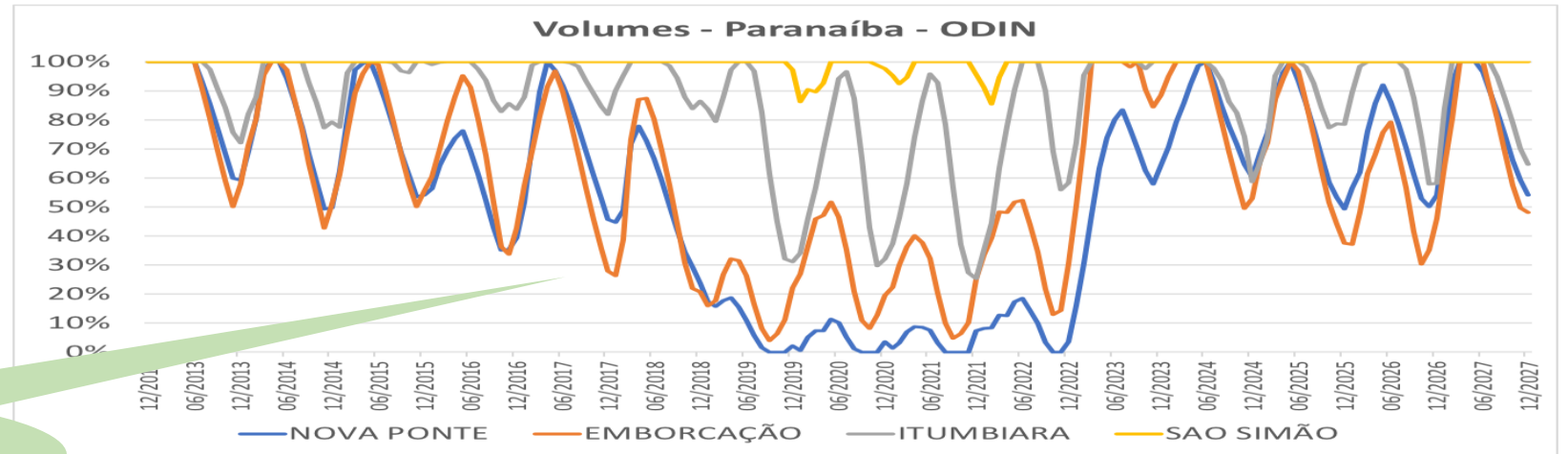
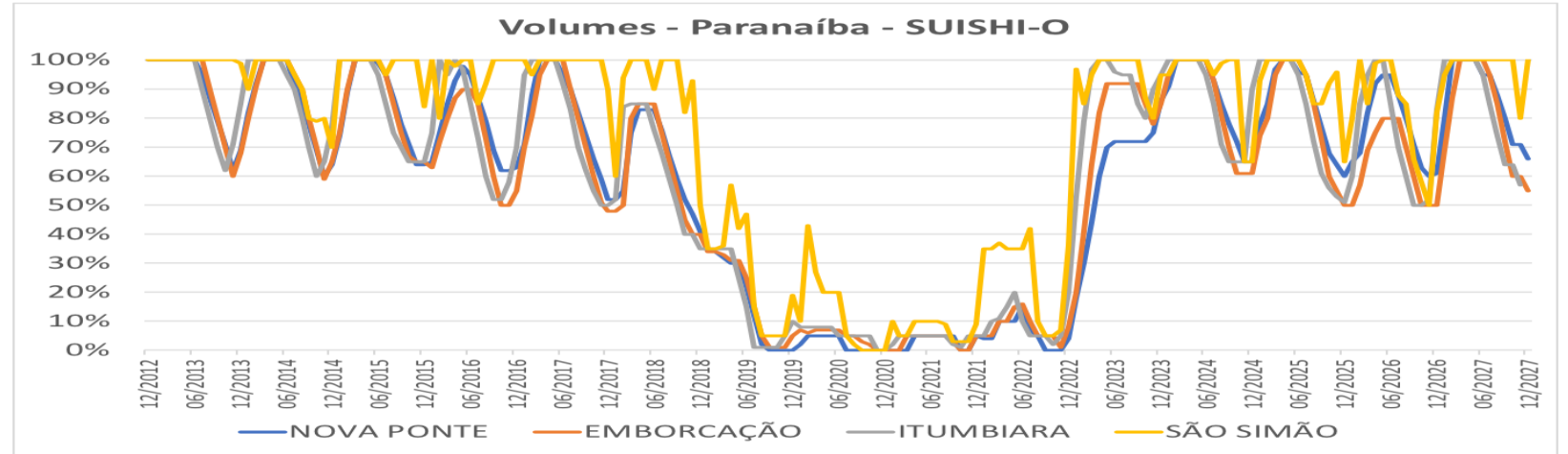
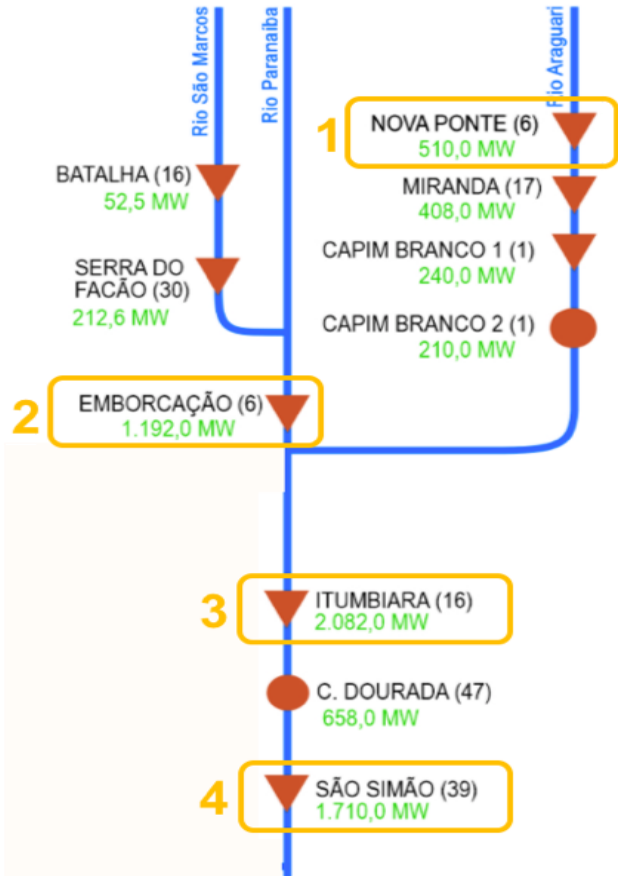
EARM - SUIISHI e ODIN - 1932



Comparação entre modelos ODIN-M e SUIISHI (2 de 3)



Comparação entre modelos ODIN-M e SUISHI (3 de 3)



ODIN-M estabelece regra eficiente para os reservatórios

Restrições operativas nos *decks* de dados de entrada

RESTRIÇÕES DE DEFLUÊNCIA MÍNIMA (M³/S) NOS *DECKS* DE:
 PROGRAMAÇÃO MENSAL DA OPERAÇÃO – PMO
 GARANTIA FÍSICA – GF
 PLANO DECENAL DE ENERGIA – PDE

	PMO	GF	PDE
Funil Grande	70	70	140
Paraibuna	10	10	89
Caconde	32	32	64
Jaguari	4	4	41
Cana Brava	90	90	316
São Salvador	90	90	570
Tucuruí	2.000	2.000	2.997
Itapebi	38	38	250
Salto Caxias	200	200	419
Itumbiara	70	70	140
Itaipu	0	0	9.000

O deck PDE 2031 possui restrições de defluência mínima mais severas

Fatores não plenamente harmonizados nas comparações

- A **estratégia de relaxação dessas restrições** é diferente em cada modelo
- A **modelagem da transmissão** também é diferente em cada modelo
- A modelagem com **funções de produção simplificadas** distorcem os resultados da geração e de custos

Aprendizados da modelagem ODIN-M

- Modelagem não linear capta corretamente o benefício de manter a operação do SIN em níveis mais elevados de armazenamento
- A gestão dos reservatórios priorizando o armazenamento a jusante maximiza a produtividade e minimiza a perda de potência por deplecionamento nas cascatas
- Os atuais critérios de alocação de volume de espera (VE) para controle de cheias são contrários à gestão eficiente dos reservatórios pois alocam preferencialmente os VE nos reservatórios de jusante

OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO INTERLIGADO NACIONAL
EM BASE SEMANAL

ODIN - S

Características dos modelos ODIN-S e DECOMP

Modelo ODIN-S

- Modelo de otimização **não linear** em base semanal
- Função de produção hidrelétrica **não linear**
- Acoplamento com o modelo **ODIN-M** ao final dos estágios semanais
- Considera a rede elétrica segundo modelo de fluxo de potência CC

Modelo DECOMP

- Modelo de otimização **linear (por partes)** em base semanal
- Função de produção hidrelétrica **linear (por partes)**
- Acoplamento com o modelo **NEWAVE** ao final do segundo mês
- Considera limitações de agrupamento de intercâmbios entre subsistemas

COMPARAÇÕES

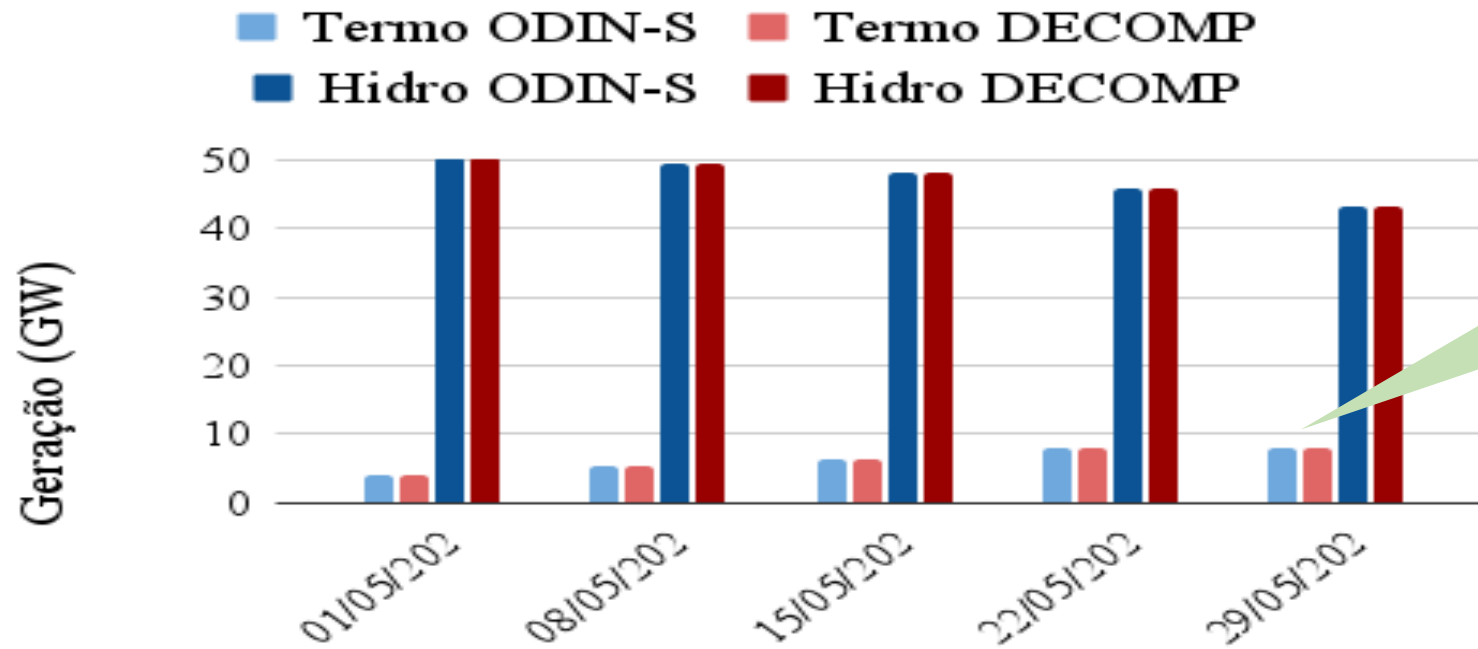
ODIN-S X DECOMP

Premissas para comparação

DECK PMO MAIO/2021

- **RVO** – 5 semanas operativas
- 150 UHEs e 116 UTEs
- 3 patamares de carga
- **Geração térmica igual ao DECOMP**

Comparação entre modelos ODIN-S e DECOMP (1 de 6)



Mesmo mix de geração hidrotérmica por imposição

geração térmica crescente devido à situação crítica

GERAÇÃO HIDROTÉRMICA DE CURTO PRAZO

Comparação entre modelos ODIN-S e DECOMP (2 de 6)

GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E ENERGIA ARMAZENADA POR SUBSISTEMA

SUBSISTEMA	EARM (%)	ODIN-S (MW)	DECOMP (MW)	DIFERENÇA (MW)
N	96,57	18.479	17.981	+498
NE	65,86	2.728	3.253	-525
SE	36,83	25.698	27.219	-1.521
S	53,81	3.434	1.930	+1.504

ODIN-S:

- umenta a geração do N (498MW)
- reduz a geração no NE (525MW)
- umenta a geração do S (1.504MW)
- reduz a geração do SE (1521MW)

Comparação entre modelos ODIN-S e DECOMP (3 de 6)

INTERCÂMBIOS ENTRE SUBSISTEMAS

INTERCÂMBIO (MW)	ODIN-S	DECOMP	DIFERENÇA
N → IMP	5.615	5.116	+499
IMP → NE	3.431	2.267	+1.164
IMP → SE	2.184	2.848	-664
NE → SE	2.136	1.499	+637
SE → S	5.558	7.062	-1.504

PRIMEIRA SEMANA OPERATIVA

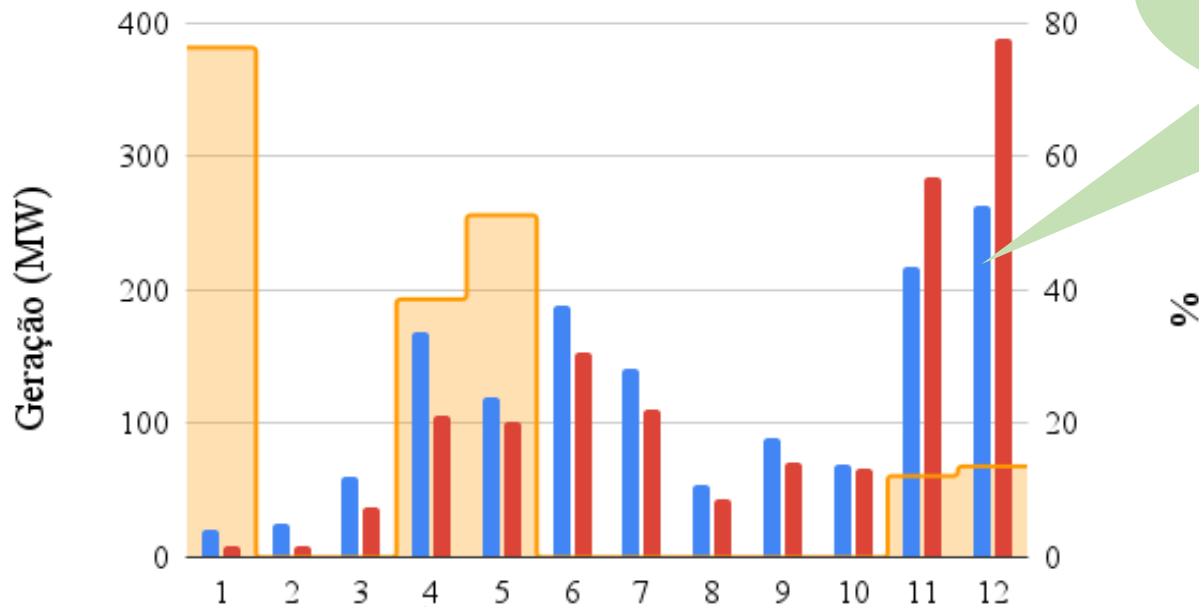
O limite do intercâmbio entre NE → SE foi atingido segundo o modelo de fluxo de potência CC

- ODIN-S:
- aumenta a exportação do N (499MW)
 - reduz a importação do S (1.504MW)
 - elevando o armazenamento no NE e sobretudo no SE

Comparação entre modelos ODIN-S e DECOMP (4 de 6)

GERAÇÃO NA CASCATA DO RIO GRANDE (SE)

■ ODIN-S ■ DECOMP ■ VOLUME



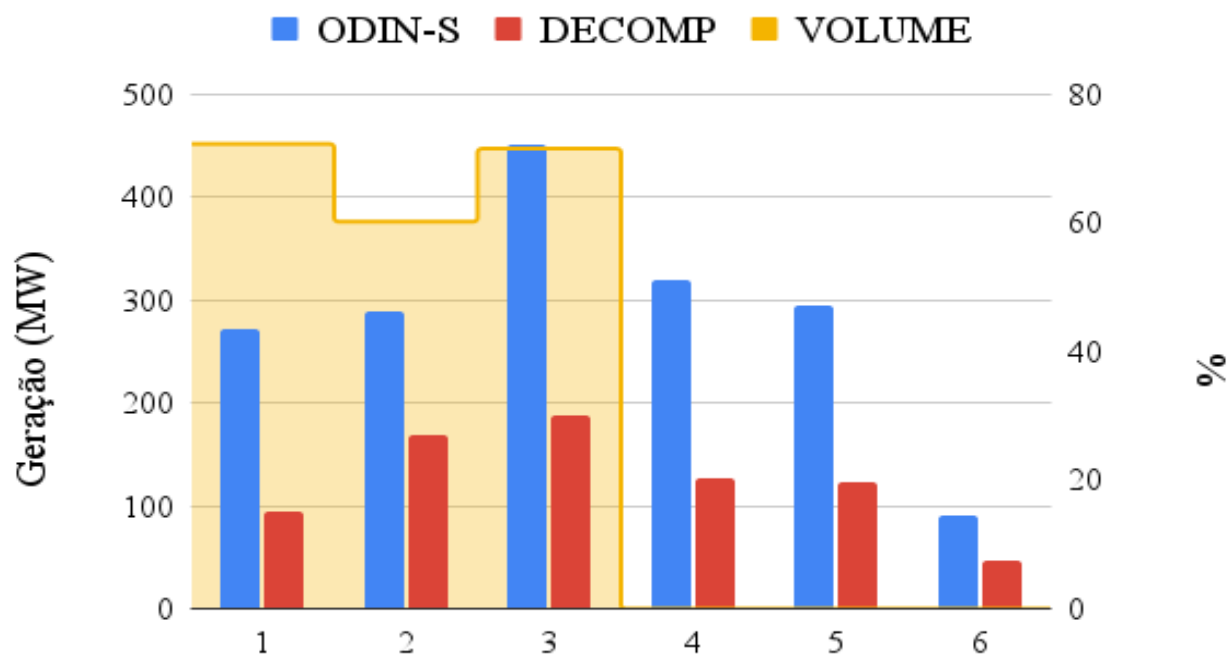
...e diminui a geração nos reservatórios de jusante (11,12) que estão mais vazios

PRIMEIRA SEMANA OPERATIVA

ODIN-S aumenta a geração nos reservatórios de montante (1,4,5), que estão mais cheios, e nas suas fio d'água (2,3,6,7,8,9,10)...

Comparação entre modelos ODIN-S e DECOMP (5 de 6)

GERAÇÃO NA CASCATA DO RIO IGUAÇU (S)

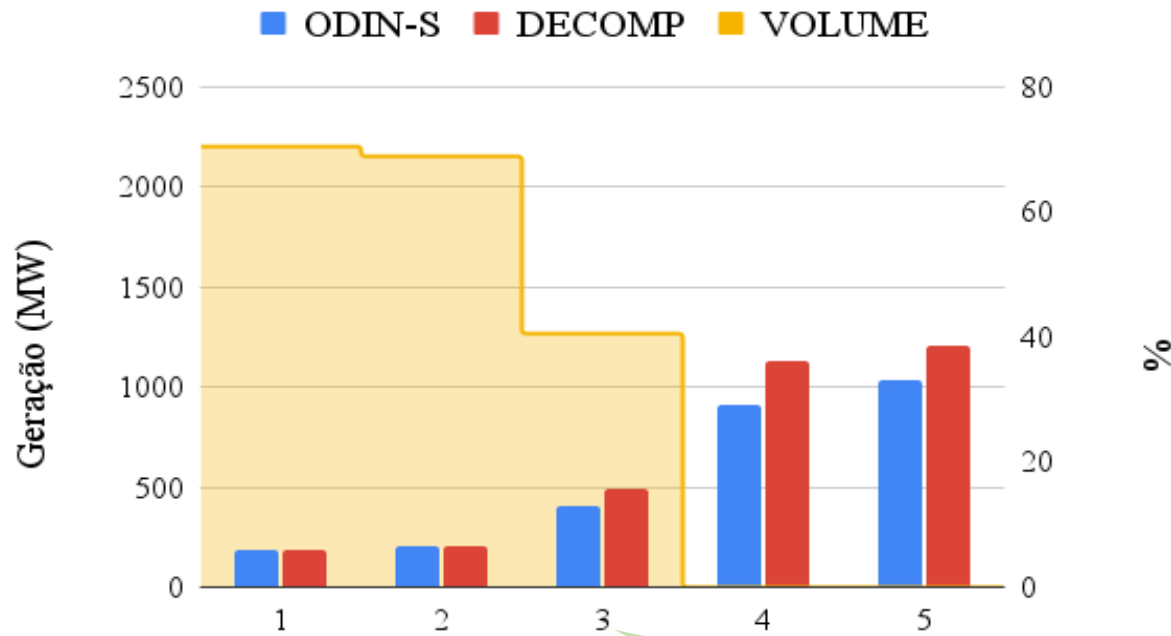


PRIMEIRA SEMANA OPERATIVA

ODIN-S umenta a geração nos reservatórios (1,2,3) e nas suas fio d'água (4,5,6), elevando a exportação do SUL

Comparação entre modelos ODIN-S e DECOMP (6 de 6)

GERAÇÃO NA CASCATA DO RIO SÃO FRANCISCO (NE)



PRIMEIRA SEMANA OPERATIVA

ODIN-S reduz a geração no reservatório (3), o último da cascata e que está mais vazio, e nas suas fio d'água a jusante (4,5), diminuindo a geração do NE

Aprendizados da modelagem ODIN-S

- Como se baseia em modelo de otimização não linear determinístico de múltiplos estágios, a solução do modelo ODIN-S apresenta as mesmas características da solução do modelo ODIN-M.
- O modelo ODIN-S segue a estratégia de gestão dos reservatórios do modelo ODIN-M, priorizando o armazenamento a jusante para maximizar a produtividade da cascata
- A solução ODIN-S transferiu mais energia dos subsistemas mais cheios para os subsistemas mais vazios, levando o intercâmbio NE-> SE ao limite segundo o modelo de fluxo de potência CC

OTIMIZAÇÃO DO DESPACHO INTERLIGADO NACIONAL
EM BASE HORÁRIA

ODIN - H

Características dos modelos ODIN-H e DESSEM

MODELO ODIN-H

- Modelo de otimização **não linear**
- “Unit commitment” hidráulico e térmico
- Considera os conjuntos geradores das UHE
- Considera as curvas-colina de rendimento
- Função de produção **não linear por conjunto gerador**
- Acoplamento com modelo **ODIN-S** via meta de geração por UHE

MODELO DESSEM

- Modelo de otimização **linear (por partes)**
- “Unit commitment” térmico (mas não hidráulico)
- Não considera os conjuntos geradores das UHE (só a usina)
- Não considera as curvas-colina de rendimento (rendimento médio)
- Função de produção **linear (por partes) por usina**
- Acoplamento com o modelo **DECOMP** via função de custo futuro por UHE

Função de produção das hidrelétricas no modelo ODIN-H

Nas hidrelétricas (UHEs) com um único conjunto gerador, a vazão turbinada deve ser distribuída igualmente entre as UG despachadas, e como a cota de montante h_M não varia significativamente no curtíssimo prazo, a função de produção pode ser dada por:

$$p(q, n) = k \cdot \eta \left(h(q), \frac{q}{n} \right) \cdot h(q) \cdot q$$

Onde:

$p(q, n)$ geração (MW)

k constante (aceleração da gravidade, densidade da água)

$\eta(.)$ rendimento turbina-gerador

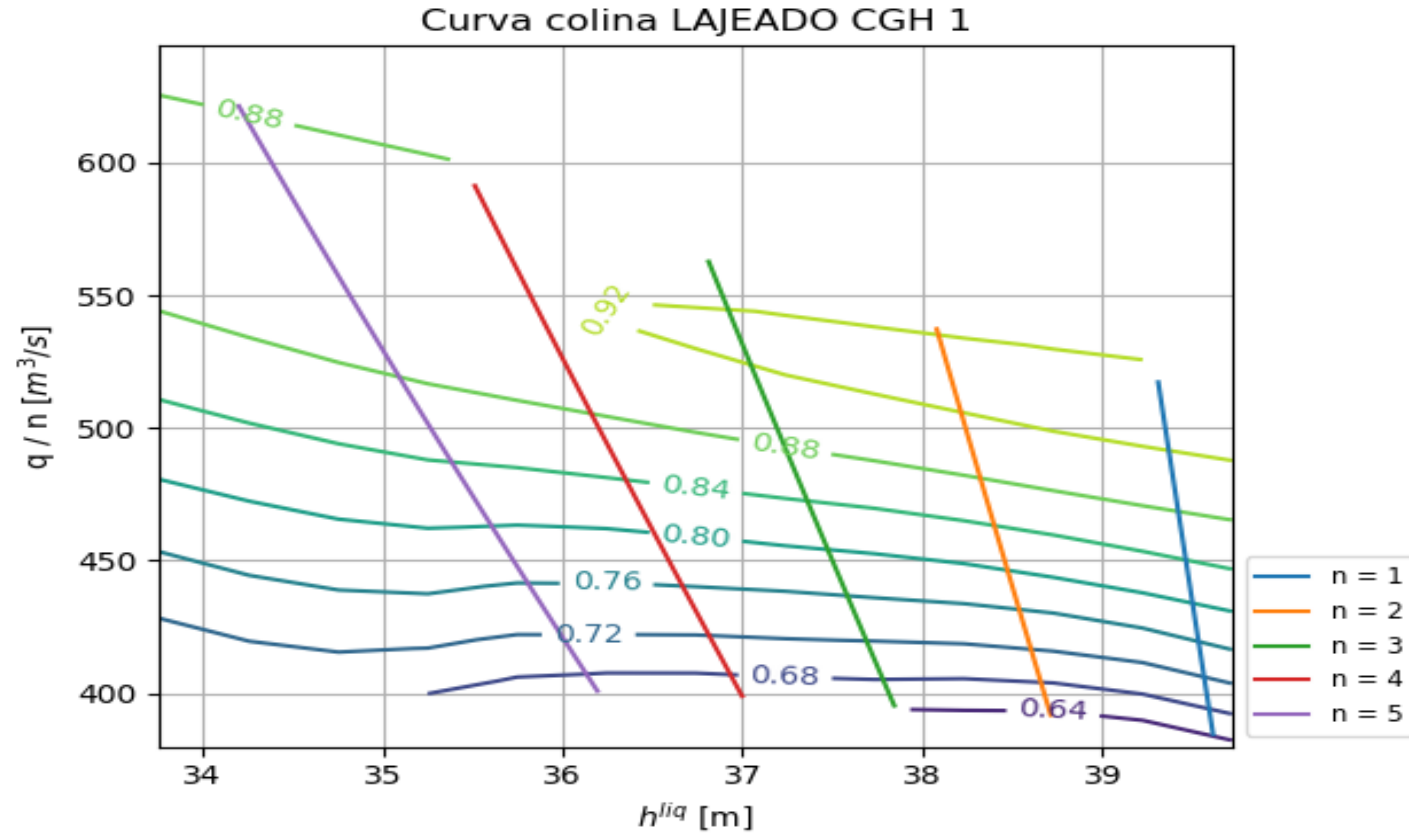
q vazão turbinada na usina (m^3/s)

n número de unidades geradoras despachadas

$h(.)$ altura de queda líquida (m), dada por: $h(q) = h_M - h_J(q) - h_p(q)$

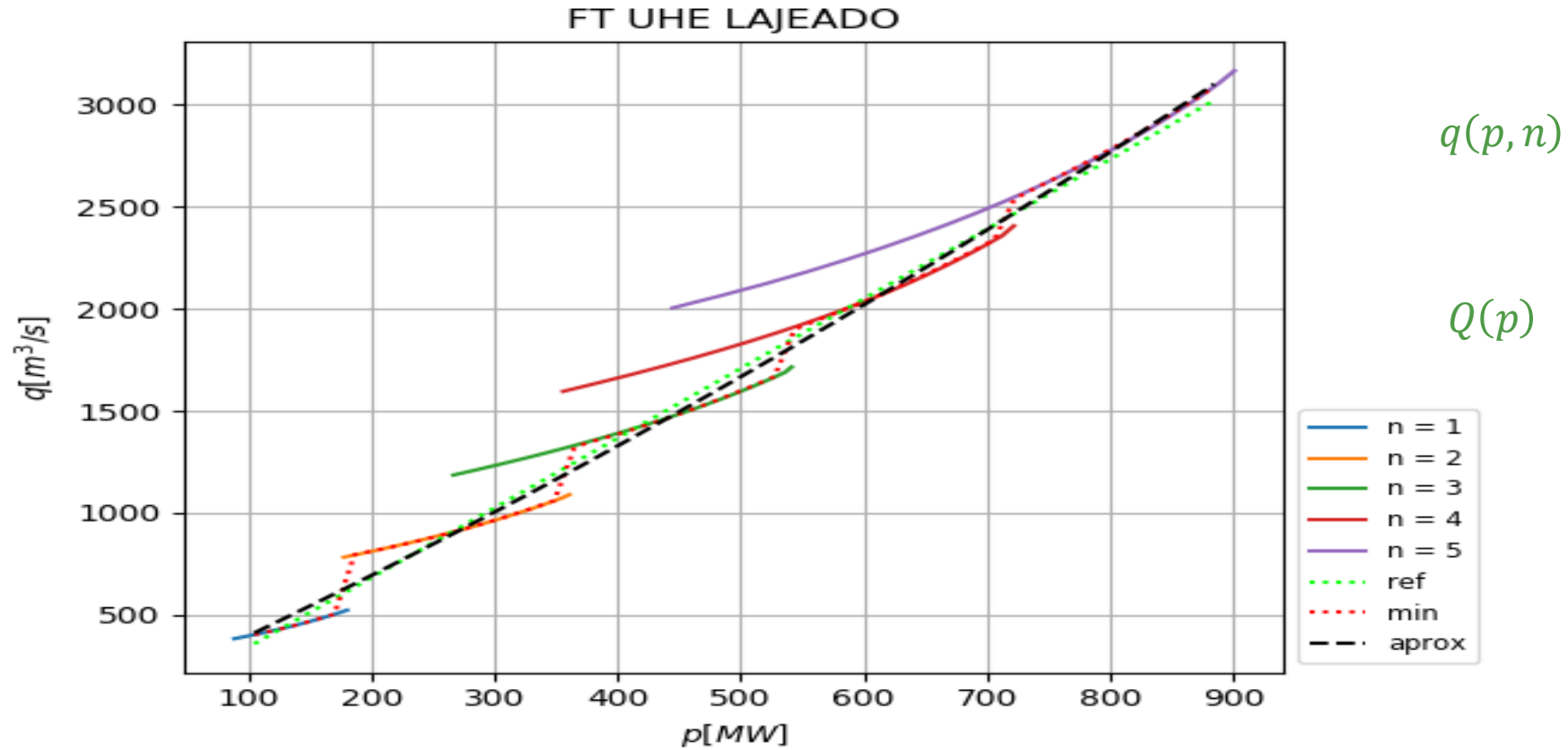
Função de produção das UHEs no modelo ODIN-H (1 de 5)

$$\eta \left(h(q), \frac{q}{n} \right)$$



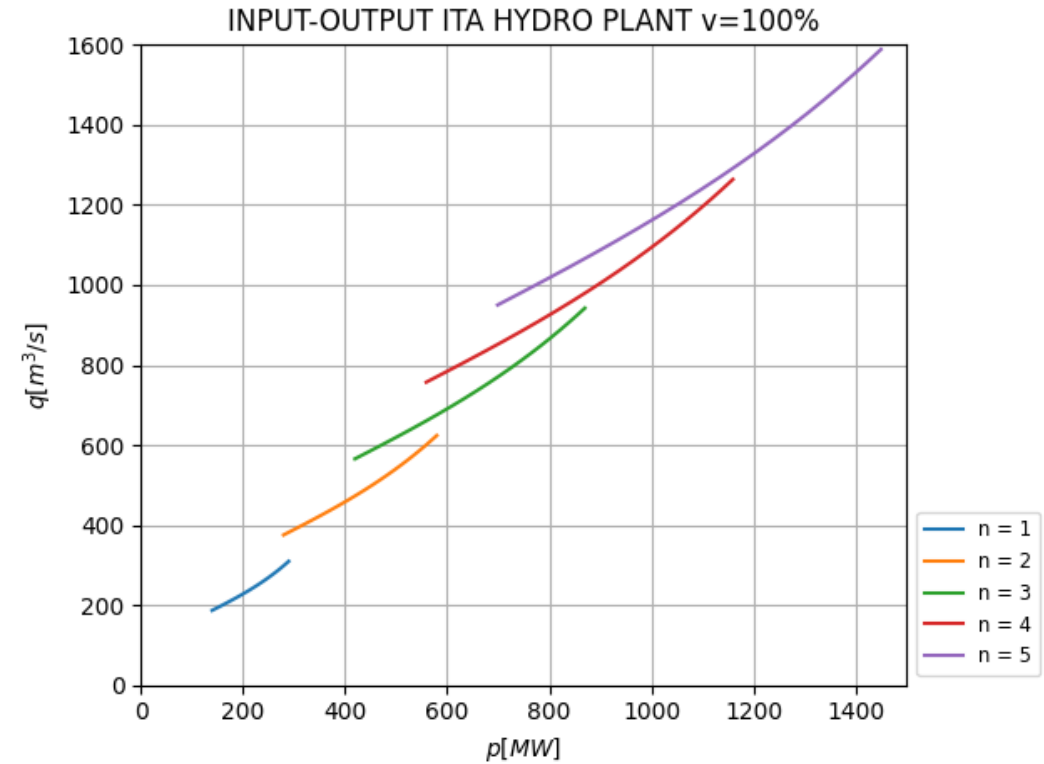
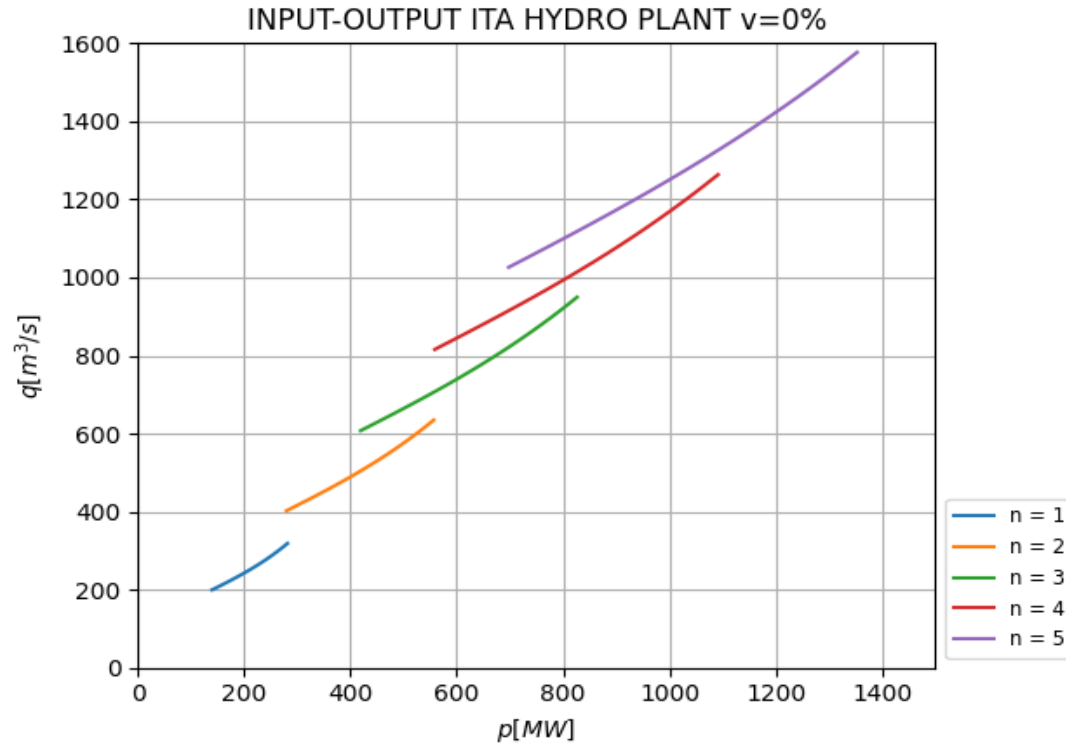
Curva colina de rendimento

Função de produção das UHEs no modelo ODIN-H (2 de 5)



Função de Turbinagem da UHE LAJEADO

Função de produção das UHEs no modelo ODIN-H (3 de 5)



Função de Turbinagem da UHE ITÁ em função do volume armazenado

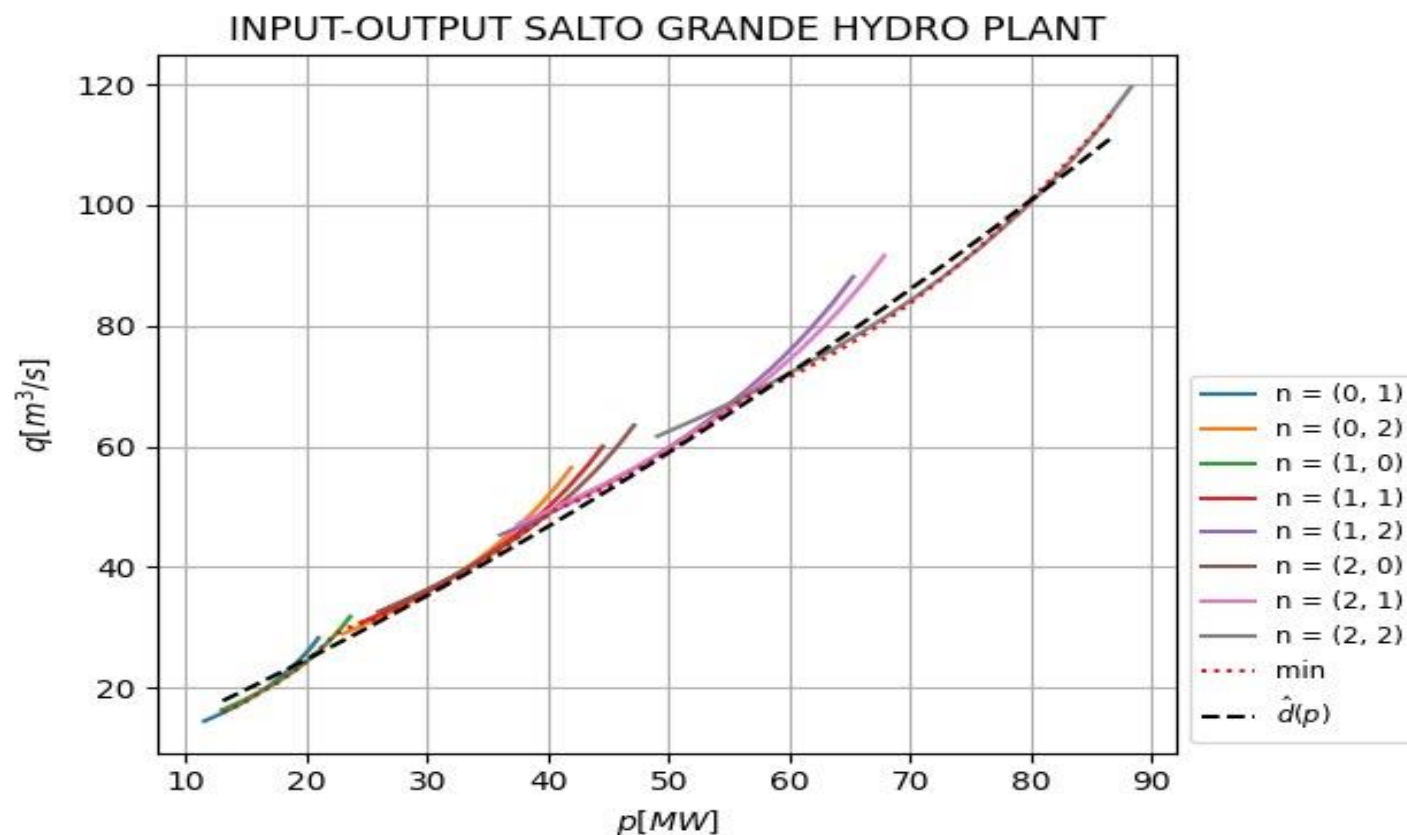
Função de produção das UHEs no modelo ODIN-H (4 de 5)

NÚMERO DE UHE EM FUNÇÃO DO NÚMERO DE CGH NO SIN

Número de UHE em função do número de CGH	
Número de CGH	Número de UHE
1	121
2	17
3	6
4	2
5	3

Função de produção das UHEs no modelo ODIN-H (5 de 5)

FUNÇÃO DE TURBINAGEM – UHE SALTO GRANDE (DOIS CONJUNTOS GERADORES)



Modelo de *Unit Commitment Hidráulico - UCH* (1 de 2)

MODELO DE UCH PNLIM

$$\text{Min } Z = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i \in H} \{ \alpha_i \cdot \Delta_t \cdot q_i(p_{i,t}, n_{i,t}) + \beta_i \cdot |n_{i,t} - n_{i,t-1}| \} + \sum_{j \in G} \gamma_j \cdot \delta_t \cdot g_{j,t} \right\}$$

Sujeito a $\forall t = 1, \dots, T, \forall i \in H, \forall j \in G, \forall s \in S, \forall l \in L$:

$$\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T p_{i,t} = \bar{p}_i \quad \text{META}$$

$$\sum_{i \in H_s} p_{i,t} + \sum_{j \in G_s} g_{j,t} + \sum_{k \in K_s} f_{ks,t} = d_{s,t} \quad \text{KCL}$$

$$\sum_{(ks) \in l} x_{ks} \cdot f_{ks,t} = 0 \quad \text{KVL}$$

$$g_j^{\min} \leq g_{j,t} \leq g_j^{\max}$$

$$p_i^{\min} \cdot n_{i,t} \leq p_{i,t} \leq p_i^{\max} \cdot n_{i,t}$$

$$n_i^{\min} \leq n_{i,t} \leq n_i^{\max}$$

$$|f_{ks,t}| \leq f_{ks}^{\max}$$

$$\forall n_{i,t} \in \mathbb{Z}^+$$

LIMITES

Resultado da relaxação das restrições hidráulicas, de segurança, e de UCT

Modelo de *Unit Commitment Hidráulico - UCH* (2 de 2)

VARIÁVEIS DO MODELO DE UCH

Z	Função objetivo (critério de desempenho)	$q_i(p, n)$	Função de turbinagem da UHE i (m^3/s)
T	Horizonte diário + dias restantes da semana operativa	$p_{i,t}$	Geração da UHE i no intervalo t (MW)
t	Intervalo de tempo (48 meia-horas + patamares diários ao longo do resto da semana)	$g_{j,t}$	Geração da UTE j no intervalo t (MW)
i	Usina hidrelétrica (UHE)	$n_{i,t}$	Número de UG da UHE i no intervalo t
j	Usina termelétrica (UTE)	\bar{p}_i	Meta de geração média da UHE i (MW)
H	Conjunto de UHE	H_s	Conjunto de UHE do subsistema s
G	Conjunto de UTE	G_s	Conjunto de UTE do subsistema s
α_i	Valor (incremental) da água na UHE i (R\$/ hm^3)	K_s	Conjunto de subsistemas interligados ao subsistema s
Δ_t	Número de segundos no intervalo t dividido por 10^6	$f_{k,s,t}$	Fluxo de intercâmbio do subsistema k para o subsistema s no intervalo t (MW)
β_i	Custo de partida/parada da UG da UHE i (R\$)	x_{ks}	Reatância equivalente da interligação ks
γ_j	Custo Variável Unitário (CVU) da UTE j (R\$/MWh)	$d_{s,t}$	Demanda líquida do subsistema s no intervalo t (MW)
δ_t	Número de horas no intervalo t	n_i^{min}, n_i^{max}	Número mínimo e máximo de UG da UHE i
		p_i^{min}, p_i^{max}	Geração mínima e máxima da UG da UHE i (MW)
		\mathbb{Z}^+	Conjunto dos números inteiros positivos

Função objetivo do *Unit Commitment Hidráulico - UCH* (1 de 3)

$$\text{Min } Z = \sum_{t=1}^T \left\{ \overbrace{\sum_{i \in H} (\alpha_i \cdot \Delta_t \cdot q_i(p_{i,t}, n_{i,t}))}^{\text{custo da geração hidráulica}} + \beta_i \cdot |n_{i,t} - n_{i,t-1}| + \sum_{j \in G} \gamma_j \cdot \delta_t \cdot g_{j,t} \right\}$$

onde:

- α_i valor da água na UHE i (R\$/hm³) fornecido pelo modelo ODIN-S
- Δ_t número de segundos no intervalo t dividido por 10⁶
- $q_i(.,.)$ função de turbinagem da UHE i (m³/s)
- $p_{i,t}$ geração da UHE i no intervalo t (MW)
- $n_{i,t}$ número de unidades geradoras da UHE i acionadas no intervalo t

Função objetivo do *Unit Commitment Hidráulico - UCH* (2 de 3)

$$\text{Min } Z = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i \in H} \left(\alpha_i \cdot \Delta_t \cdot q_i(p_{i,t}, n_{i,t}) + \overbrace{\beta_i \cdot |n_{i,t} - n_{i,t-1}|}^{\text{custo de partidas/paradas}} \right) + \sum_{j \in G} \gamma_j \cdot \delta_t \cdot g_{j,t} \right\}$$

onde:

- β_i custo de partida/parada da unidade geradora da UHE i (R\$)
- $n_{i,t}$ número de unidades geradoras da UHE i acionadas no intervalo t

Função objetivo do *Unit Commitment Hidráulico* - UCH (3 de 3)

$$\text{Min } Z = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i \in H} (\alpha_i \cdot \Delta_t \cdot q_i(p_{i,t}, n_{i,t}) + \beta_i \cdot |n_{i,t} - n_{i,t-1}|) + \overbrace{\sum_{j \in G} \gamma_j \cdot \delta_t \cdot g_{j,t}}^{\text{custo de geração térmica}} \right\}$$

onde:

γ_j	Custo Variável Unitário (CVU) da UTE j (R\$/MWh)
δ_t	número de horas no intervalo t
$g_{j,t}$	geração da UTE j no intervalo t (MW)

COMPARAÇÕES

ODIN-H X DESSEM

Premissas

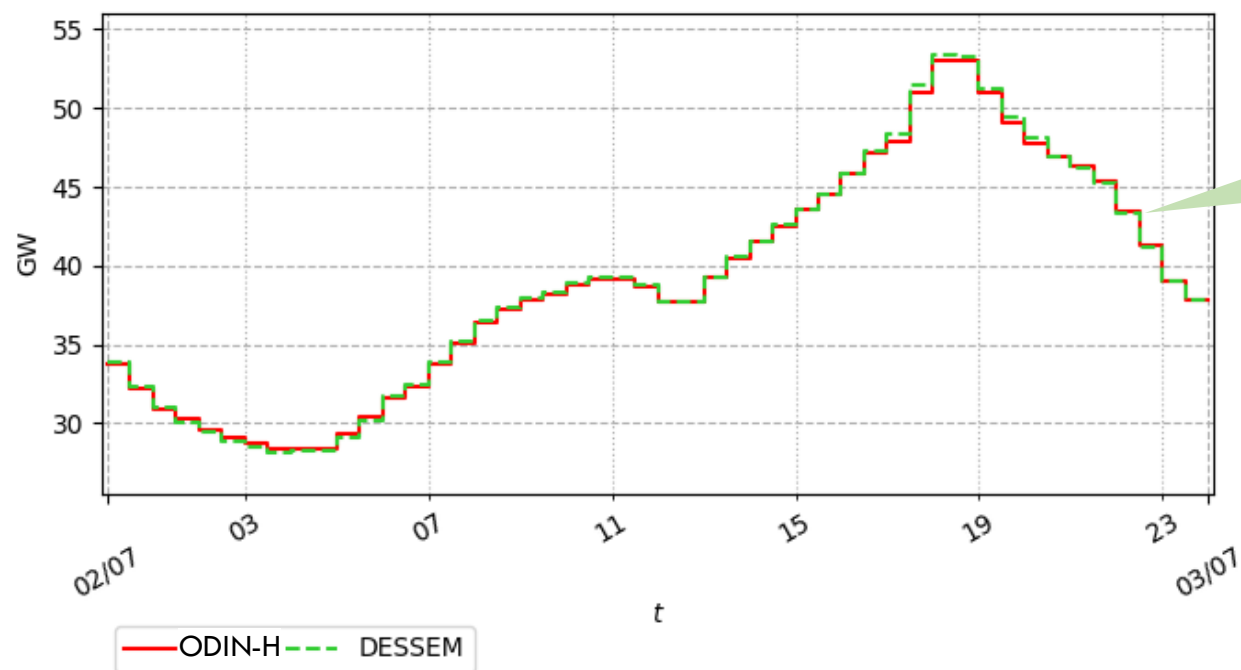
DECK DESSEM 02/07/2021

- 94 UTE, 149 UHE, 12 barragens com desvio e bombeamento
- Caso com rede elétrica do dia 02/07/2021 disponibilizado pelo ONS
- Meta de geração das UHE no ODIN-H igual à geração média do DESSEM
- Valor da água fornecido pelo modelo ODIN-S
- Custo de partida/parada das UHE igual a 20 R\$/MW da potência nominal

Comparação entre modelos ODIN-H e DESSEM (1 DE 3)

MODULAÇÃO HIDRÁULICA - DECK 02/07/2021

Geração hidráulica total

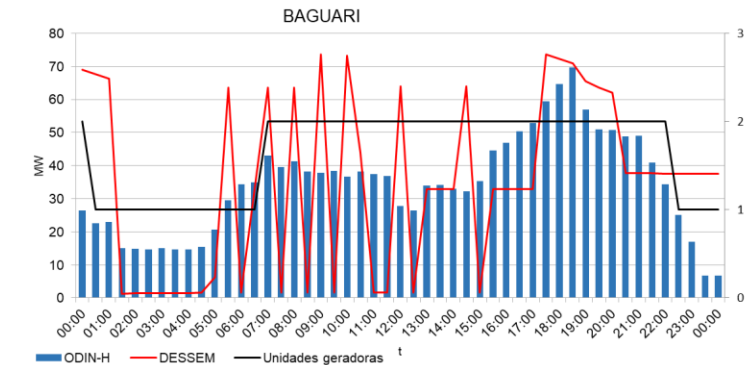
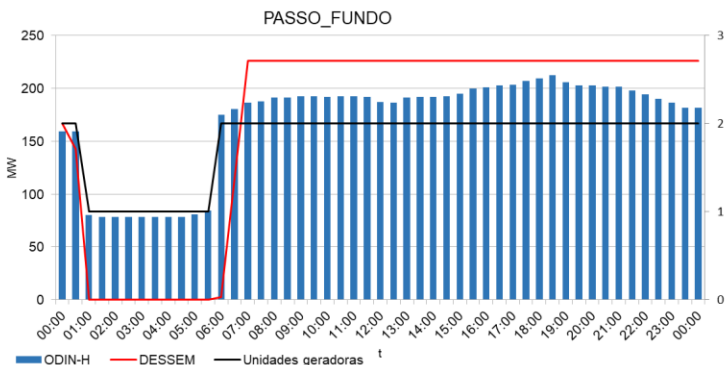
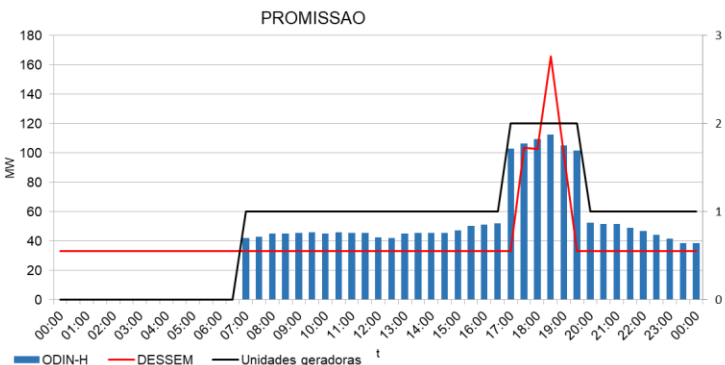
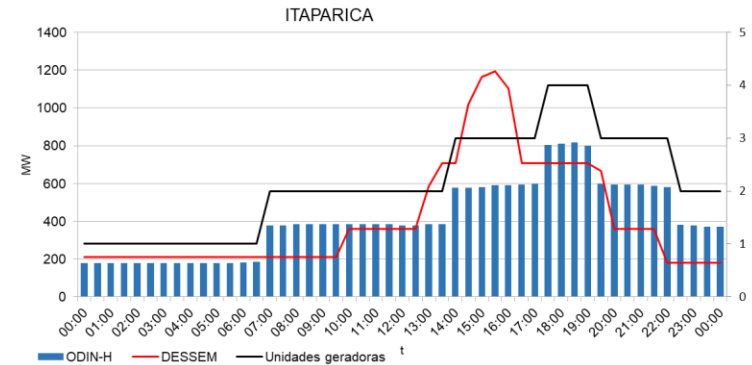
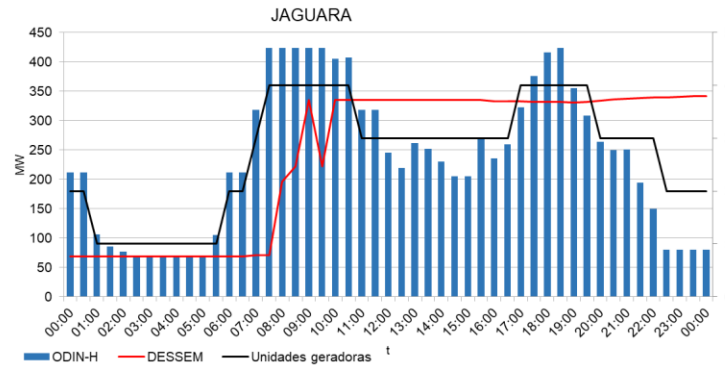
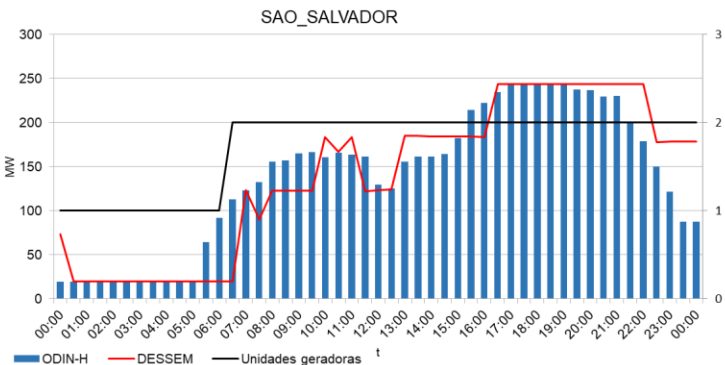


A modulação da geração hidráulica total é a mesma nos dois modelos

Comparação entre modelos ODIN-H e DESSEM (2 DE 3)

EXEMPLOS DE MODULAÇÃO HIDRÁULICA - DECK 02/07/2021

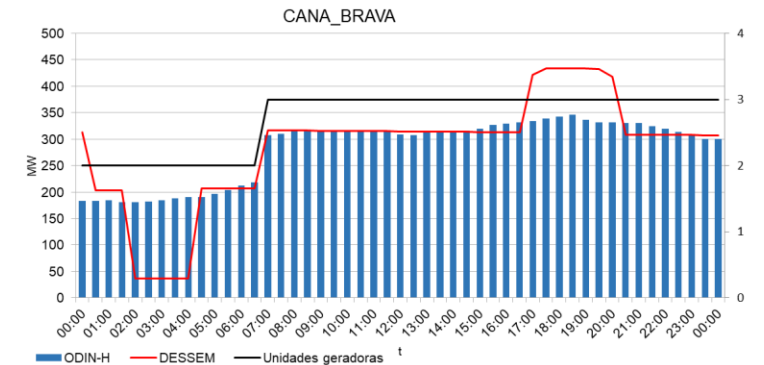
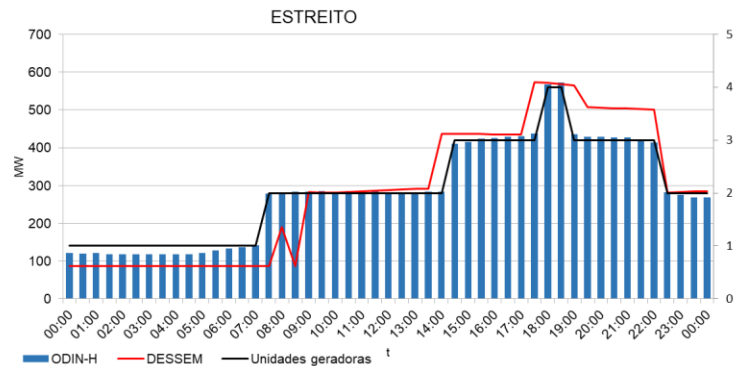
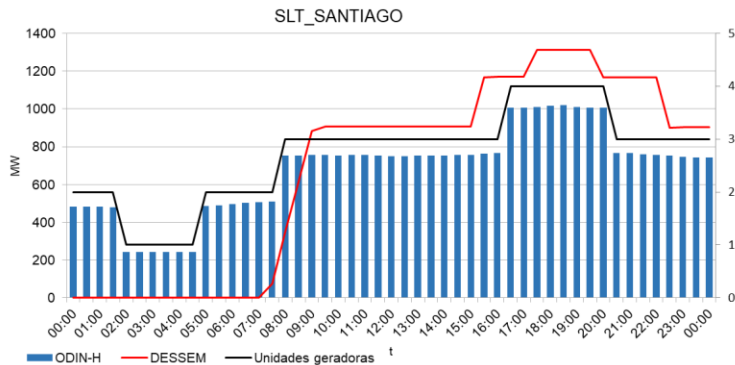
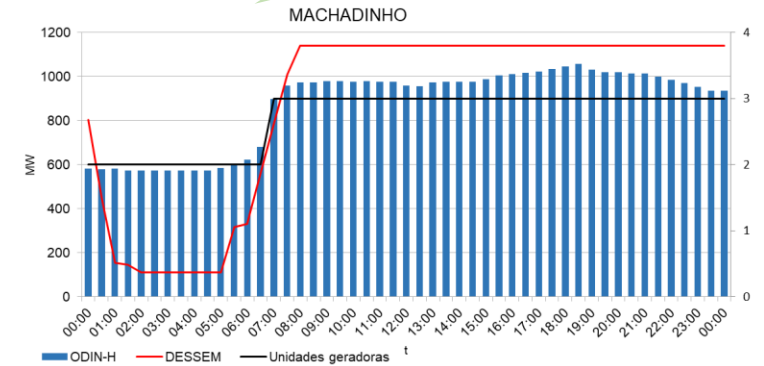
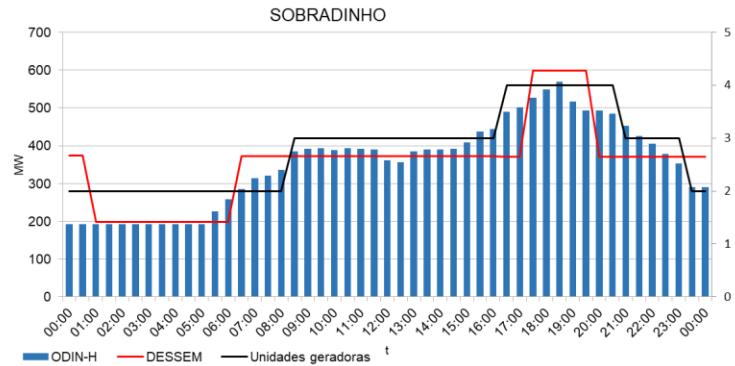
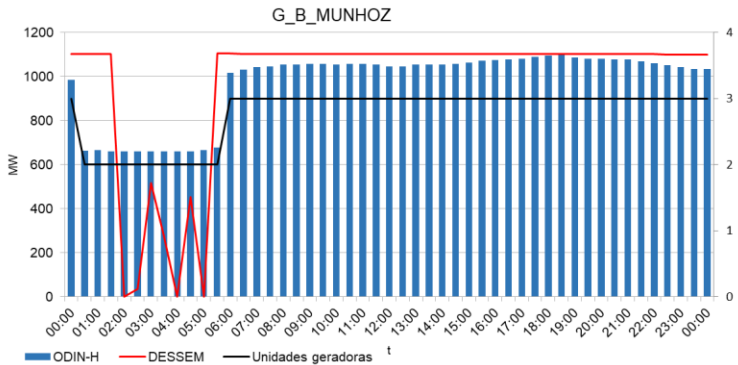
A maioria das UHE modulam



Comparação entre modelos ODIN-H e DESSEM (3 DE 3)

EXEMPLOS DE MODULAÇÃO HIDRÁULICA - DECK 02/07/2021

A maioria das UHE modulam



Aprendizados da modelagem ODIN-H

- A modulação da carga líquida diária do SIN é provida por geração hidráulica
- Por essa característica, o UCH é mais importante do que o UCT
- Todas as UHE, em maior ou menor grau, contribuem com o requisito de modulação diária de geração do Sistema
- Os aspectos mais relevantes na otimização da provisão diária de modulação hidrelétrica são o **custo de partida e parada** das UG, o **custo da água** adicional em virtude da redução de produtividade com a modulação, e as **metas** de geração das usinas fornecidas pelo modelo ODIN-S

OBRIGADO

4

Soluções: Mecanismos de Mercado

Richard Lee Hochstetler (Acende Brasil)



Objetivo

CONTEXTO

A **flexibilidade operacional** torna-se um atributo **cada vez mais escasso**

MOTIVAÇÃO

- Busca-se **formas de ensejar a oferta de flexibilidade operacional**:
 - alinhadas à estratégia do governo
 - baseadas em mecanismos de mercado
- O setor elétrico brasileiro vive um importante momento de modernização que, entre outras medidas, busca **fomentar uma expansão mais aderente às necessidades do sistema**



ESTRATÉGIA

1. Estruturar **mercado de contratação de longo prazo** para assegurar a provisão da capacidade para atender os requisitos futuros do sistema
2. Aprimorar o **mercado de curto prazo** para premiar (e penalizar) agentes com base na sua contribuição efetiva para o atendimento dos requisitos efetivos do sistema

Mecanismos complementares

MERCADO DE LONGO PRAZO

Coordenação do investimento na expansão do sistema

Previsibilidade e segurança para o investidor

MERCADO DE CURTO PRAZO

Não está sujeito a erros de previsão ou de frustração da provisão dos serviços contratados

Premia e penaliza agentes com base em sua efetiva contribuição



Duas frentes

ESTRATÉGIA 1: MERCADO DE LONGO PRAZO

- **DELIMITAÇÃO DE PRODUTOS** mais precisa que permita refletir de forma mais fidedigna os requisitos do sistema
- Estruturar **LEILÃO COMBINATÓRIO** para contratação otimizada do conjunto de produtos desejados

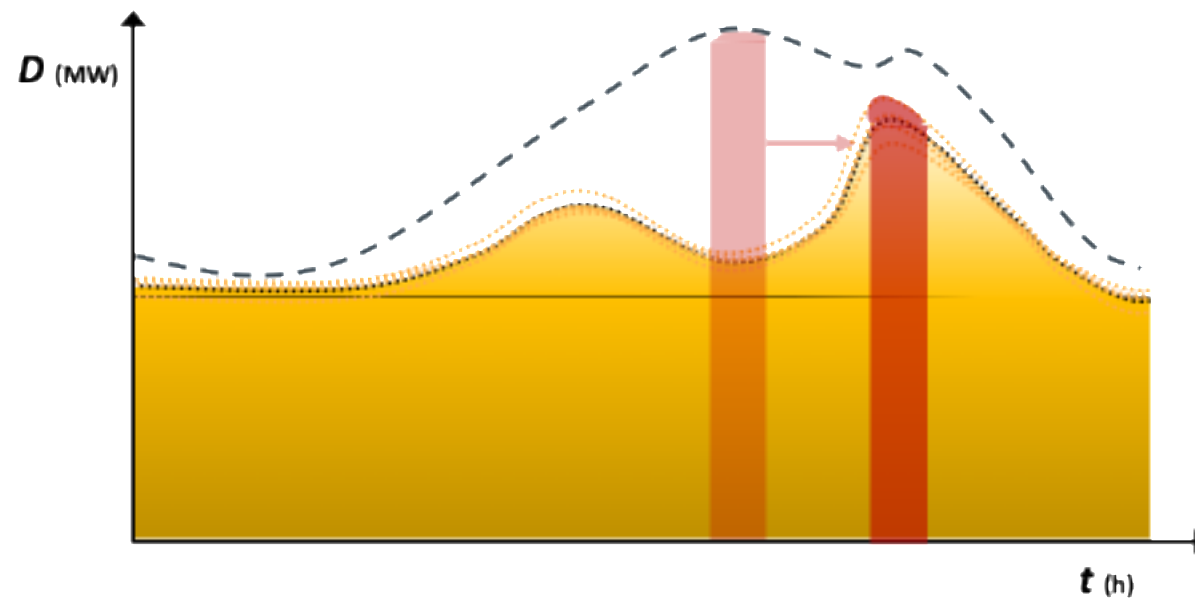
ESTRATÉGIA 2: MERCADO DE CURTO PRAZO

- Aprimorar o mercado de curto prazo por meio de três iniciativas:
 - adoção da **COMPENSAÇÃO DUPLA**
 - incorporação da **DEMANDA POR RESERVA OPERATIVA** no mercado de balanceamento em tempo real
 - adoção de **MODELAGEM ESTOCÁSTICA NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA** para levar em conta as variações aleatórias da carga líquida

Diagnóstico (1 de 3)

DEMANDA POR FLEXIBILIDADE: ALTERAÇÃO DO PERFIL HORÁRIO DA CARGA LÍQUIDA

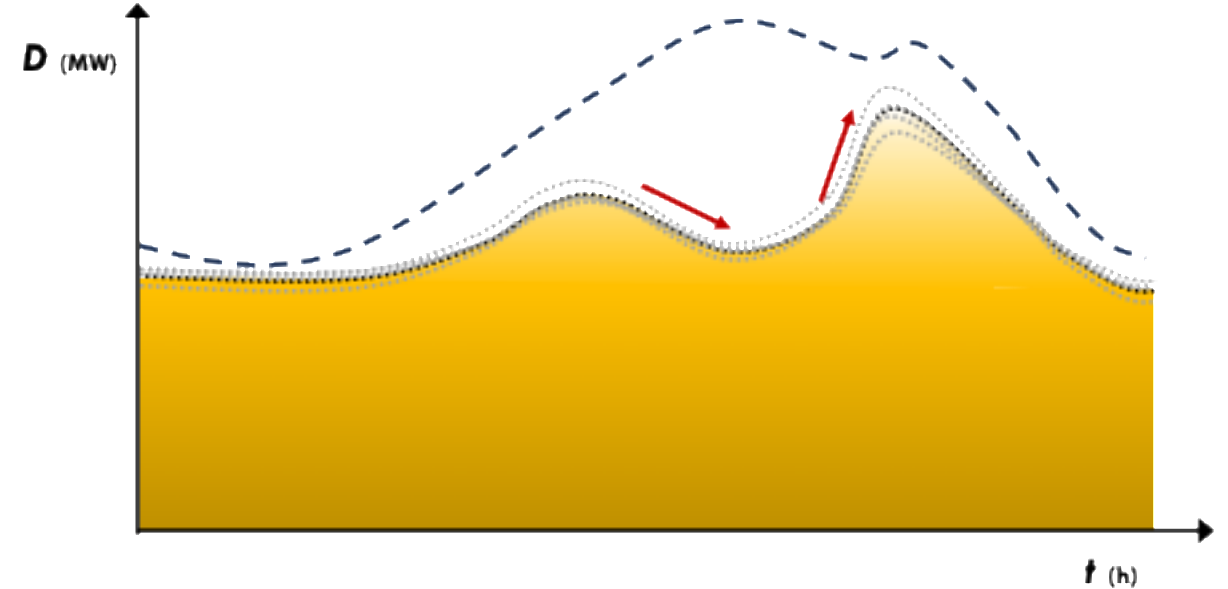
- Deslocamento da ponta da carga
 - *Requer recursos aptos a agregar potência seja quando for a ponta do sistema*



Diagnóstico (2 de 3)

DEMANDA POR FLEXIBILIDADE: ALTERAÇÃO DO PERFIL HORÁRIO DA CARGA LÍQUIDA

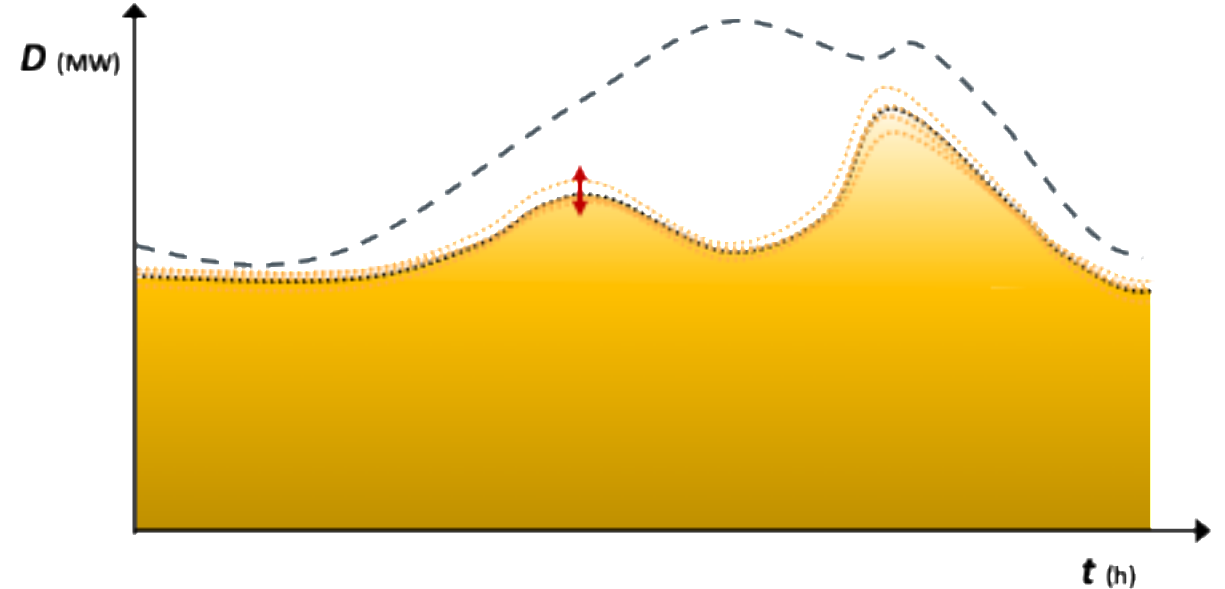
- Deslocamento da ponta da carga
 - *Requer recursos aptos a agregar potência seja quando for a ponta do sistema*
- Surgimento de rampas íngremes
 - *Requer recursos que possam ser programados para modular a produção para seguir o perfil horário da carga*



Diagnóstico (3 de 3)

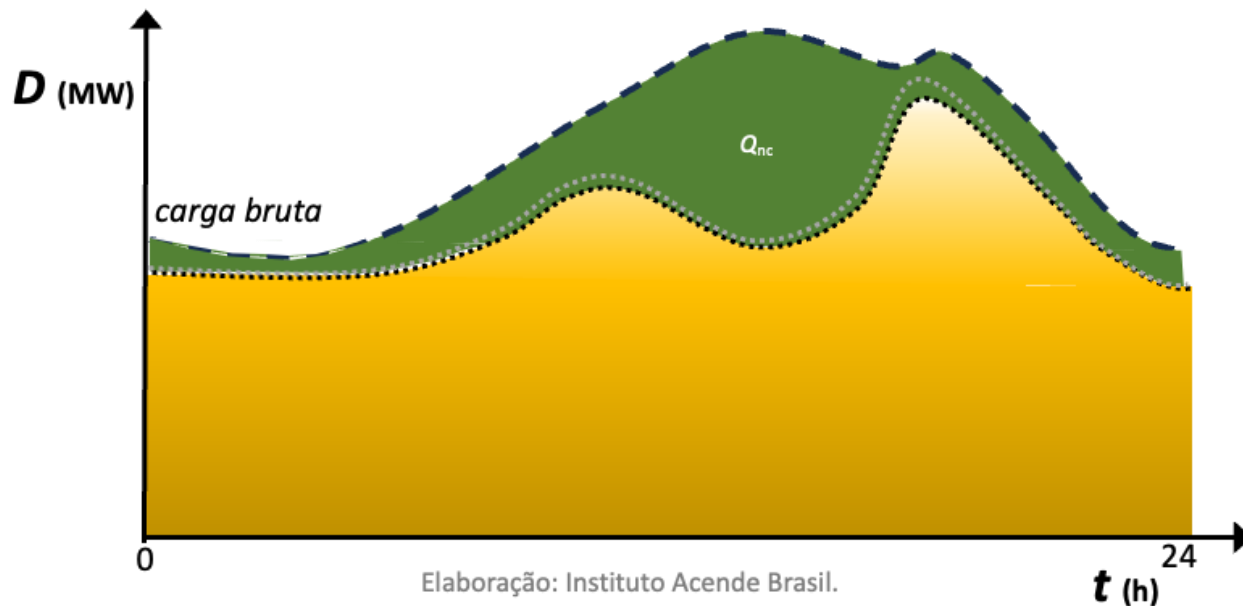
DEMANDA POR FLEXIBILIDADE: ALTERAÇÃO DO PERFIL HORÁRIO DA CARGA LÍQUIDA

- Deslocamento da ponta da carga
 - *Requer recursos aptos a agregar potência seja quando for a ponta do sistema*
- Surgimento de rampas íngremes
 - *Requer recursos que possam ser programados para modular a produção para seguir o perfil horário da carga*
- Aumento de variações aleatórias
 - *Requer recursos aptos a ajustar a sua produção em tempo real*



Definição dos produtos (1 de 6)

PARTE DA CARGA A SER ATENDIDA POR GERAÇÃO NÃO CONTROLÁVEL

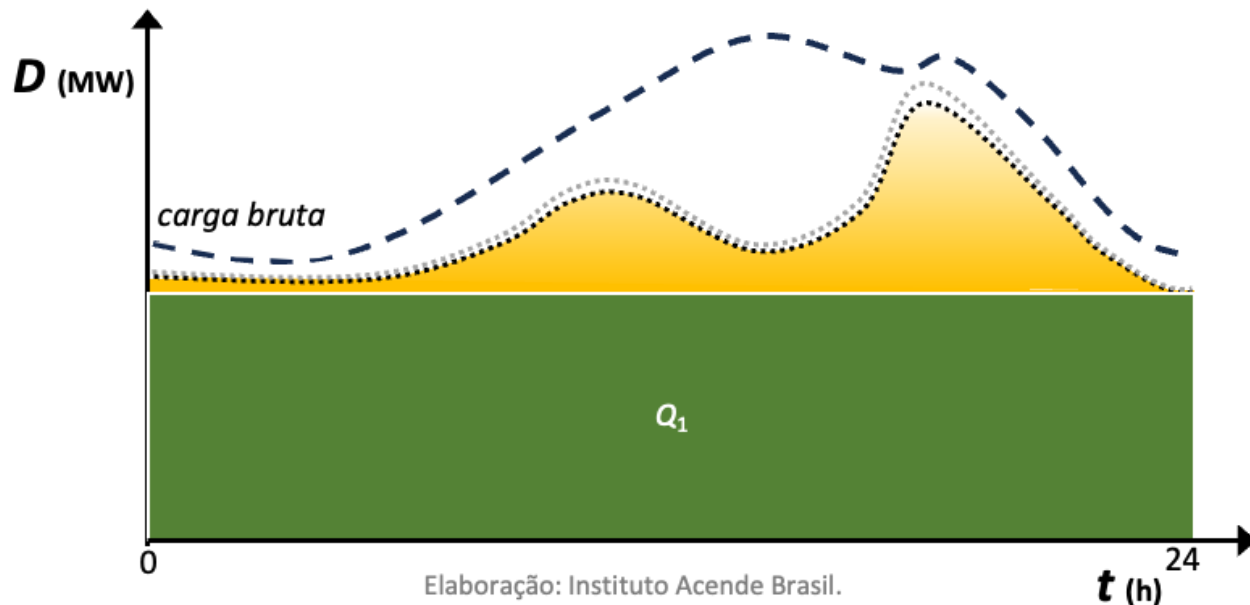


Motivação para a contratação de Geração Não Controlável (Q_{nc}):

- busca de **fontes renováveis e não poluentes**
- **minimização do custo** médio de produção **ao longo da vida útil** do empreendimento (*levelized average cost of energy*)

Definição dos produtos (2 de 6)

PARTE DA CARGA A SER ATENDIDA POR GERAÇÃO DE BASE

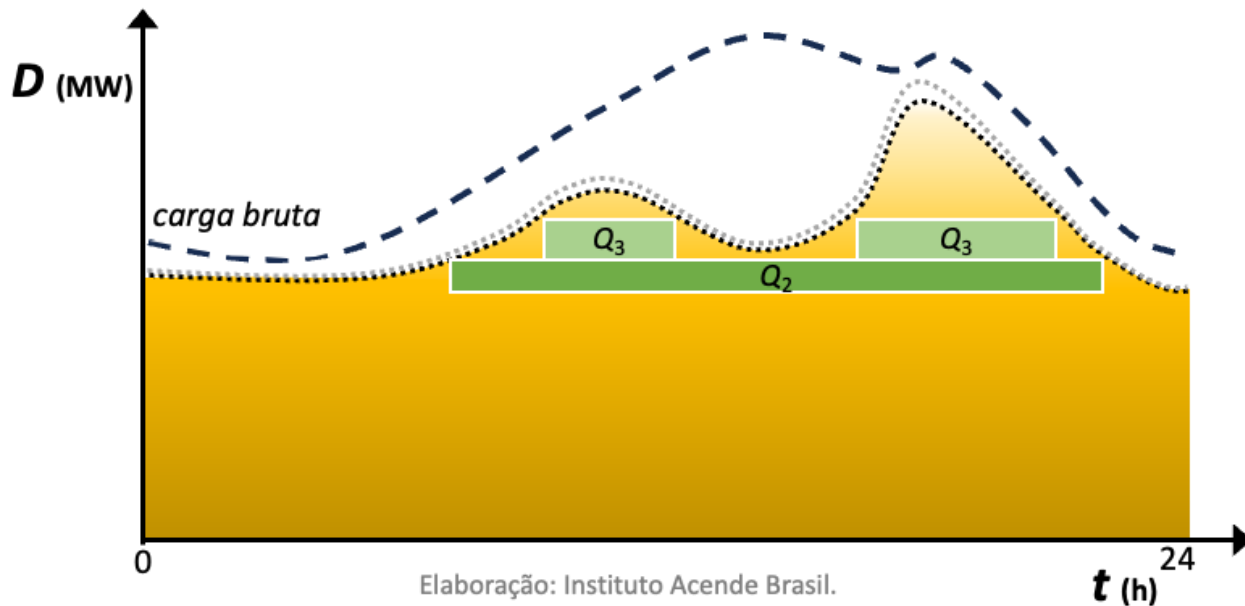


Motivação para a contratação de Geração de Base (Q_1):

- **redução do risco** por meio de fontes cuja produção independa de fatores ambientais (regime de chuvas, vento ou irradiação solar)
- **minimização de custo** de operação em **alto fator de capacidade**

Definição dos produtos (3 de 6)

PARTE DA CARGA A SER ATENDIDA POR GERAÇÃO MODULÁVEL

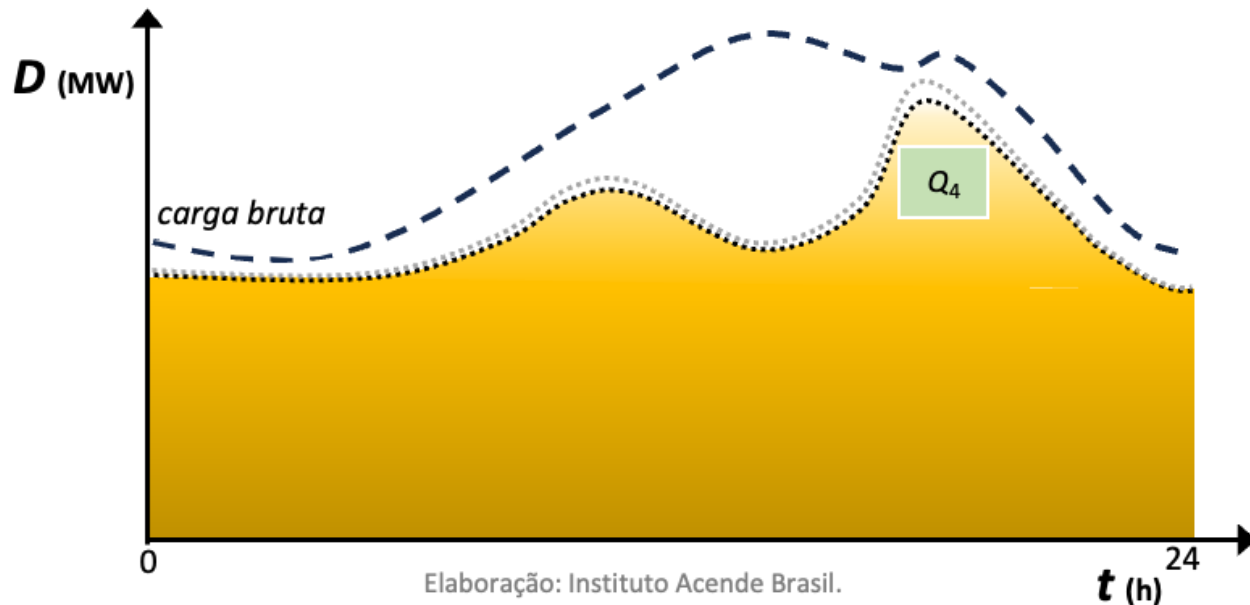


Motivação para a contratação de Geração Modular (Q_2 e Q_3):

- tecnologias **aptas a modular sua produção** de forma a acompanhar o **perfil horário da carga líquida** (atendimento das rampas da carga)
- **minimização do custo** de fontes aptas a operar com **fatores de capacidade intermediários**
- parte da geração modular deve estar apta a realizar **múltiplas partidas e paradas** ao longo do mesmo dia (Q_3)

Definição dos produtos (4 de 6)

PARTE DA CARGA A SER ATENDIDA POR GERAÇÃO DE PONTA

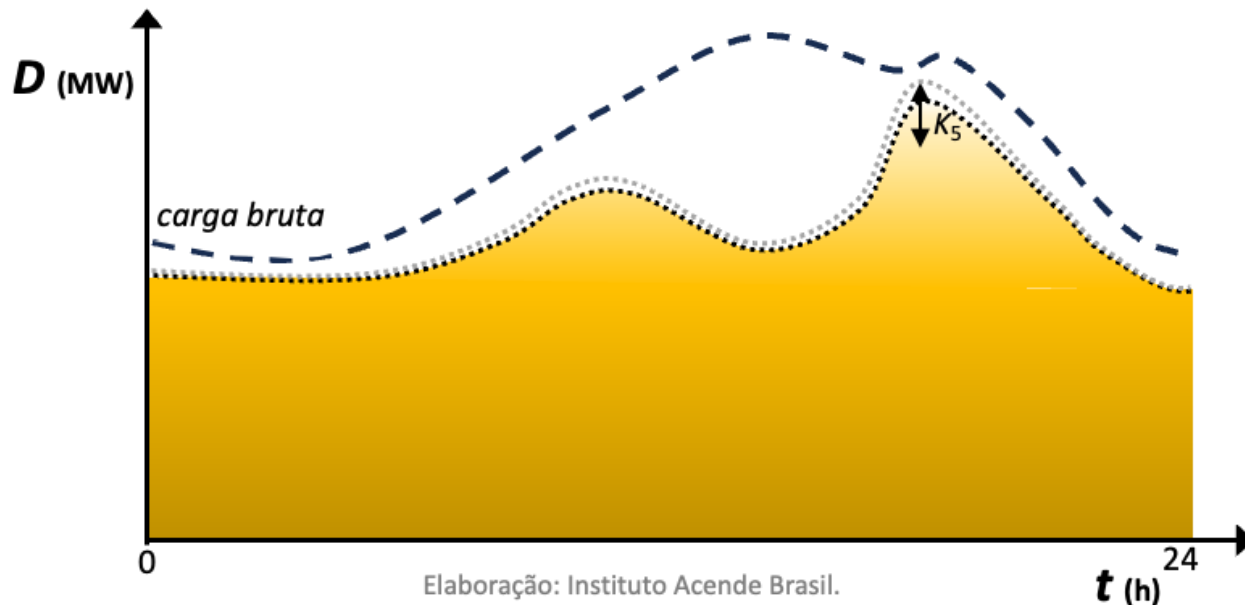


Motivação para a contratação de Geração de Ponta (Q_4):

- **provisão de potência adicional** nos períodos de maior demanda da carga líquida
- **minimização do custo** de fontes aptas a operar com **fatores de capacidade baixo**
- também pode ser provida por **resposta da demanda** ou **tecnologias de armazenamento** (já que o atendimento de ponta permite a programação de ciclos diários de carregamento e descarregamento)

Definição dos produtos (5 de 6)

PARTE DA CARGA SERÁ ATENDIDA POR CAPACIDADE DE RESPOSTA RÁPIDA



Motivação para a contratação de Capacidade de Resposta Rápida (K_5):

- capacidade apta a **responder em tempo real às variações aleatórias** na carga líquida
- assegurar a disponibilidade de recursos aptos a **prover serviços ancilares** como a Reserva de Potência Operativa

Definição dos produtos (6 de 6)

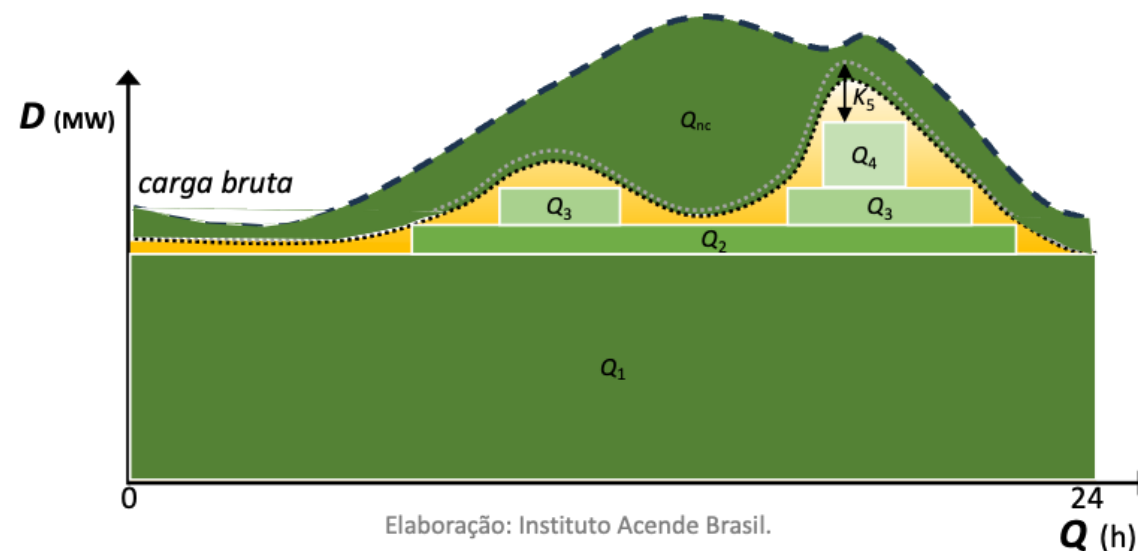
LÓGICA DO PORTFÓLIO DE PRODUTOS

- Lastro e energia podem ser comercializados:
 - conjuntamente: energia não controlável (Q_{nc}), energia de base (Q_1), energia modulável (Q_2 e Q_3), de ponta (Q_4), capacidade de resposta rápida (K_5)
 - separadamente: **energia** (Q_1 e Q_{nc}) e **lastro** (K_2, K_3, K_4 e K_5), situação em que os produtos seriam:
- Lastro de Produção

➤ Estruturado como um **seguro** (Opções Binárias) para proteger os agentes (geradores e consumidores) em situações extremas (sobreoferta ou escassez)

- Lastro de Capacidade de Ponta (K_4)
- Lastro de Capacidade Modulável (K_3 e K_2)
- Lastro de Capacidade de Resposta Rápida (K_5)

➤ Lastro proporciona uma fonte de receita adicional para **viabilizar fontes mais caras que são necessárias para atender a requisitos específicos do sistema**

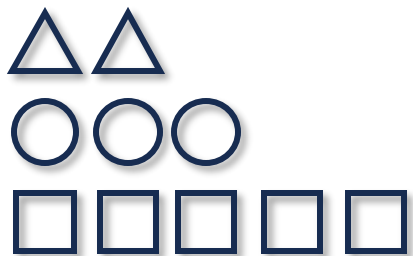


Desafios da introdução de múltiplos produtos

COMPLICAÇÕES INTRODUZIDAS PELA DEFINIÇÃO DE MÚLTIPLOS PRODUTOS

- A definição dos produtos é determinada **com base nos requisitos do sistema**
 - Cada fonte **produz conjuntamente** uma combinação dos diversos produtos
 - Não é possível **isolar o custo marginal** de produção de cada produto
 - A viabilização do empreendimento depende da **valoração do conjunto de seus produtos**
 - O **valor dos produtos é dado pela escassez relativa** dos produtos demandados
- } *interdependência na produção dos diversos produtos (complementariedades)*

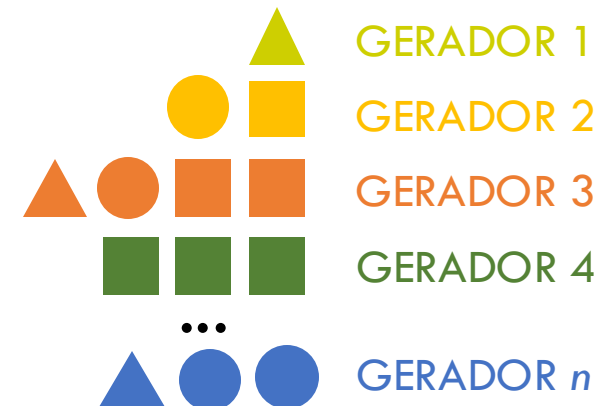
REQUISITOS DO SISTEMA



PREÇOS ?



OFERTANTES POTENCIAIS



Leilões de múltiplos produtos com complementariedades



NECESSIDADE DE SE ADOTAR LEILÕES COMBINATÓRIOS

- **Interdependência na produção dos vários produtos** resulta em funções de custos subaditivos
- **Custos subaditivos:** quando o custo de provisão de produtos conjuntamente é menor que o custo de provisão de cada produto separadamente
- Neste contexto, **leilões sequenciais podem ser ineficientes**
- Para capturar os ganhos sinérgicos da produção conjunto de produtos é necessário adotar **leilões combinatórios**

Exemplo: Leilão sequencial quando há complementariedades

	CUSTOS DO EMPREENDEDOR 1		CUSTOS DO EMPREENDEDOR 2
PRODUTO A	$c_1(A) = 45$	<i>vencedores em leilão sequencial</i>	$c_2(A) = 50$
PRODUTO B	$c_1(B) = 45$		$c_2(B) = 50$
PRODUTOS A e B	$c_1(A + B) = 90$		$c_2(A + B) = 85$

vencedor em leilão combinatório

Desafios dos leilões combinatórios

LEILÕES COMBINATÓRIOS FACILMENTE TORNAM-SE MUITO COMPLEXOS

- O **número de alternativas** a serem consideradas **crece exponencialmente com o número de produtos**
 - **N produtos** implicam **$2^N - 1$ combinações** a serem analisadas
 - O empreendedor precisa **definir a que preço está disposto a ofertar** cada combinação
 - O leiloeiro precisa processar todas as combinações para **definir os vencedores e os respectivos preços**

LIÇÕES DA ACADEMIA

- Para que o leilão seja efetivo é necessária uma **tecnologia de comunicação** que permita que:
 - os ofertantes possam manifestar precisamente suas possibilidades de produção e
 - os compradores possam manifestar precisamente as suas demandas
- A **linguagem de lances** abrange duas vertentes:
 - o **vocabulário: definição dos produtos** que serão transacionados
 - as **regras gramaticais: sistemática do leilão** e o **conjunto de regras** que regem a submissão de lances pelos participantes no leilão, tais como:
 - as regras de atividade
 - as regras de pagamento

Processo de descoberta de preços

processo de descoberta de preços

- Como os produtos foram definidos com base nos **requisitos do lado da demanda** do sistema elétrico, eles não se coadunam necessariamente com as funções de custos dos produtores
- Não há uma delimitação clara dos **custos marginais**, o que torna difícil a precificação dos produtos pelos agentes
- O **valor dos produtos** depende da **escassez relativa** dadas as condições de oferta e de demanda
- Por isto é crucial que o leilão proporcione um processo de **descoberta de preços**
- A descoberta de preços pode ser implementada por meio de um **leilão dinâmico** em que os preços são reduzidos gradualmente, sendo os **decréscimos de preço uma função da escassez relativa** de cada produto

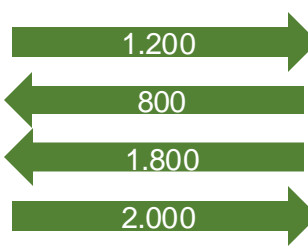
● **equilíbrio**

Regras de atividade

- Se houver **produtos substitutos**, ajustes nos preços relativos podem levar os agentes a deslocar sua oferta de um produto a outro, causando instabilidade e confusão
- A fim de assegurar uma **convergência tempestiva e monotônica** (unidirecional) dos preços dos diversos produtos, pode ser necessário impor algumas regras para reger a submissão de lances pelos agentes
- Por exemplo, pode-se **limitar o deslocamento de um produto a outro** em cada rodada do leilão a fim de suavizar o ajuste dos preços relativos

Exemplo: Instabilidade de preços em função do deslocamento da oferta de produtos substitutos

rodada	PRODUTO A		PRODUTO B	
	preço	quantidade	preço	quantidade
inicial	450	3.500	450	3.500
1	420	2.300	440	4.700
2	445	3.100	425	3.900
3	440	4.900	435	2.100
4	410	2.900	480	4.100
⋮				



Processo de descoberta de preços (adendo)

processo de descoberta de preços

- Como os produtos foram definidos com base nos **requisitos do lado da demanda** do sistema elétrico, eles não se coadunam necessariamente com as funções de custos dos produtores
- Não há uma delimitação clara dos **custos marginais**, o que torna difícil a precificação dos produtos pelos agentes
- O **valor dos produtos** depende da **escassez relativa** dadas as condições de oferta e de demanda
- Por isto é crucial que o leilão proporcione um processo de **descoberta de preços**
- A descoberta de preços pode ser implementada por meio de um **leilão dinâmico** em que os preços são reduzidos gradualmente, sendo os **decréscimos de preço uma função da escassez relativa** de cada produto

- Para facilitar a convergência ao equilíbrio, a realocação de um produto a outro pelos agentes pode ser racionada de forma a assegurar **variações monotônicas de preços**

regra de atividade

 *equilíbrio*

Regra de pagamento

A regra de pagamento é o elemento mais relevante no estabelecimento da **estrutura de incentivos** para os proponentes do leilão:

- Buscam-se **incentivos** para que os agentes submetam **lances que reflitam seus custos**
- Quando há incentivos conflitantes, o resultado torna-se incerto

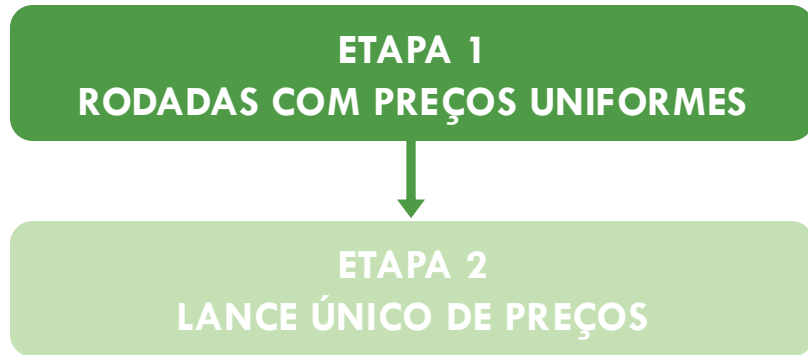
Exemplo: Comparação de resultados possíveis com diferentes regras de pagamento

		REGRA DE PAGAMENTO			
		PRIMEIRO PREÇO		SEGUNDO PREÇO	
empreendedor	custo	estratégia priorizando vitória	margem		
1	$c_1 = 30$	$b_1 = 30$	$b_1 = 50$	$b_1 = 30$	vencedor
2	$c_2 = 40$	$b_2 = 40$	$b_2 = 45$	$b_2 = 40$	vencedor

Leilão VCG no contexto de leilões combinatórios

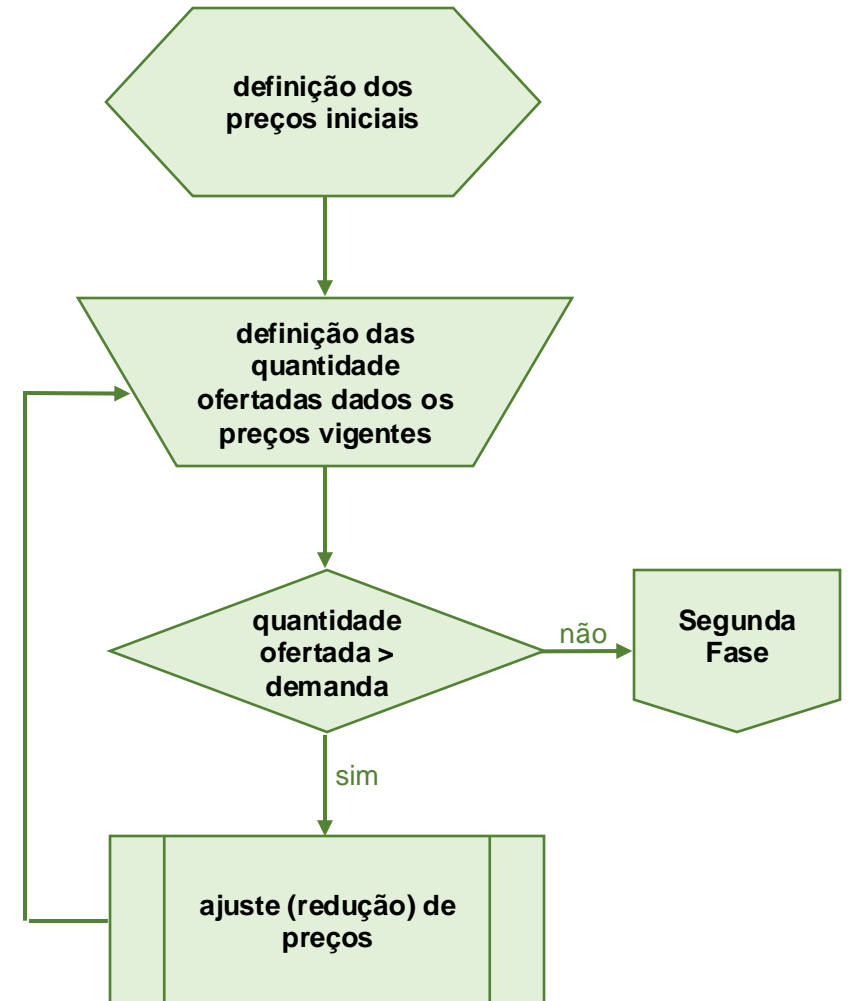
Paga-se 40 ao vencedor

Sistemática de leilão: Leilão de Relógio Combinatório (1 de 2)

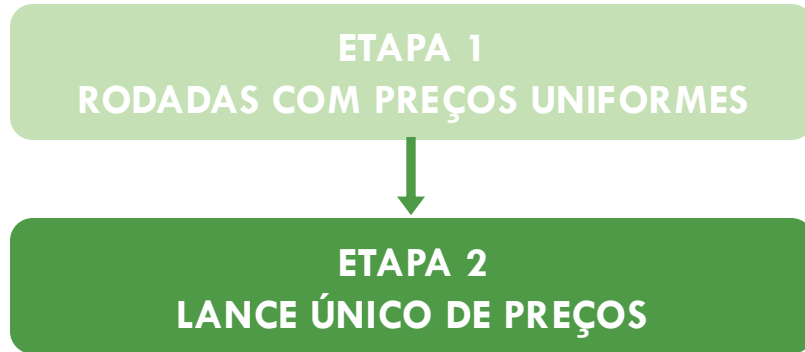


ETAPA 1

- *Leiloeiro*: estabelece os **preços iniciais** para cada um dos produtos
- *Agentes*: submetem lances informando a **quantidade de cada produto** que desejam ofertar com os preços iniciais
- *Leiloeiro*: **reduz os preços dos produtos** em função da relativa abundância dos produtos
- *Agentes*: **decidem manter ou reduzir as quantidades ofertadas** de cada produto em função dos preços correntes
- O processo continua **até a quantidade ofertada se aproximar da quantidade demandada** de cada produto



Sistemática de leilão: Leilão de Relógio Combinatório (2 de 2)



ETAPA 2

- *Agentes*: **submetem lances de desconto** em relação aos preços da última rodada da Etapa 1 para a combinação de produtos ofertados
- *Leiloeiro*: **identifica os vencedores** em função da combinação de lances que minimiza o custo global

Contratação de longo prazo – resumo

- As seguintes propostas são feitas para **promover a expansão do parque gerador de forma mais aderente aos requisitos futuros do sistema elétrico brasileiro:**

1. a **delimitação de 5 produtos:**

No caso de contratação separada de lastro e energia:

- Energia
- Lastro de Produção (Opção Binária)
- Lastro de Capacidade Modulável
- Lastro de Capacidade de Ponta
- Lastro de Capacidade de Resposta Rápida

No caso de contratação conjunta de lastro e energia:

- Energia Não Controlável
- Energia de Base
- Energia Modulável
- Energia de Ponta
- Geração de Resposta Rápida

2. a **adoção de Leilão de Relógio Combinatório** para a contratação conjunta dos diversos tipos de lastro e energia
3. a promoção da **substituição gradual do regime de Garantia Física para o regime de Lastro e Energia** à medida que os contratos vigentes expirem

Duas frentes

ESTRATATÉGIA 1: MERCADO DE LONGO PRAZO

- **DELIMITAÇÃO DE PRODUTOS** mais precisa que permita refletir de forma mais fidedigna os requisitos do sistema
- Estruturar **LEILÃO COMBINATÓRIO** para contratação otimizada do conjunto de produtos desejados

ESTRATATÉGIA 2: MERCADO DE CURTO PRAZO

- Aprimorar o mercado de curto prazo por meio de três iniciativas:
 1. implementação da **COMPENSAÇÃO DUPLA**
 2. incorporação da **DEMANDA POR RESERVA OPERATIVA** no mercado de balanceamento em tempo real
 3. adoção de **MODELAGEM ESTOCÁSTICA NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA** para levar em conta as variações aleatórias da carga líquida

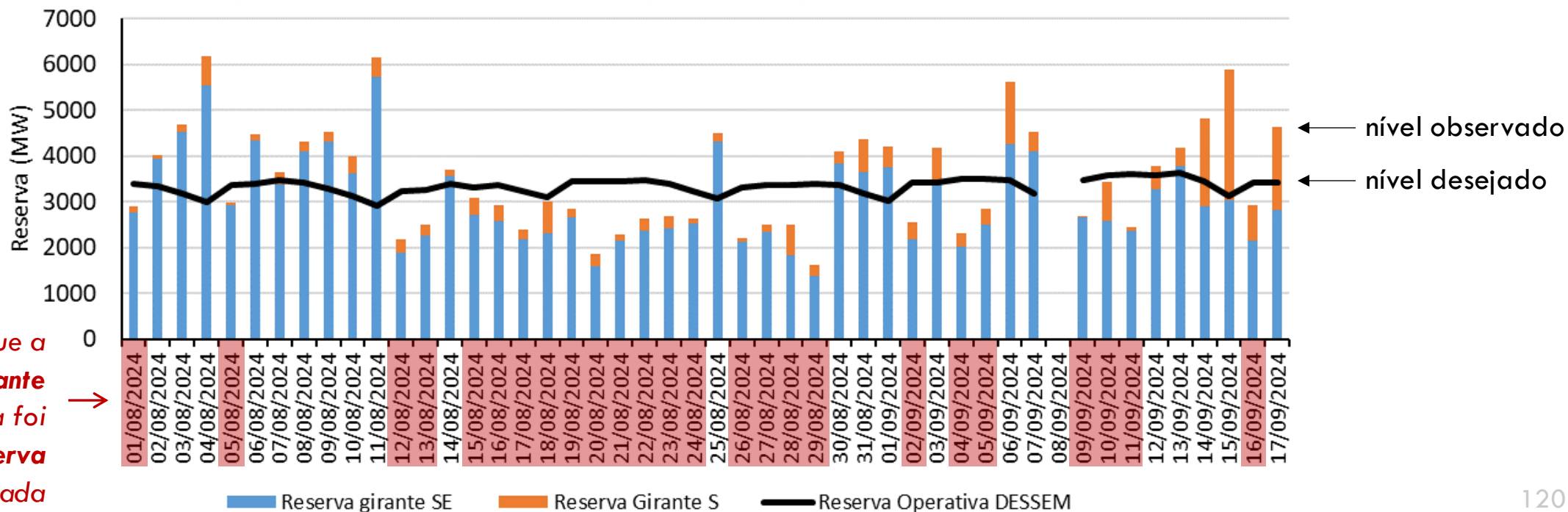
Invasão da Reserva de Potência Operativa (RPO)



RECORRENDO AO 'PNEU ESTEPE'

Apesar da folga no balanço energético de médio prazo, tem-se **recorrido frequentemente às Reservas de Potência Operativa para atendimento da carga**

RESERVA OPERATIVA DESSEM E A RESERVA GIRANTE NOS SUBSISTEMAS SUL E SUDESTE



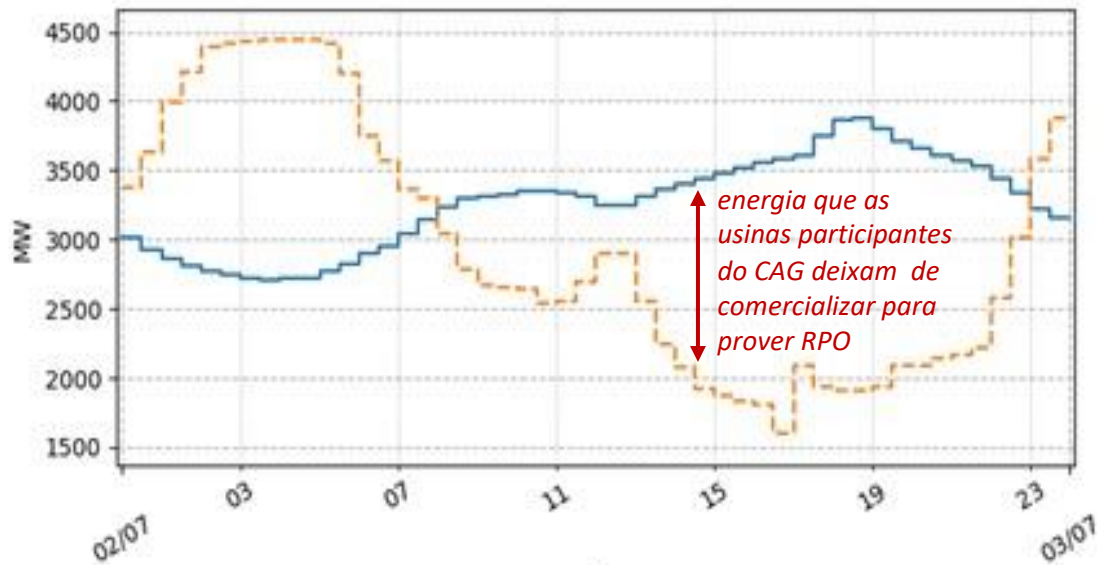
Dias em que a Reserva Girante observada foi inferior a Reserva Operativa indicada

Custo de oportunidade da provisão de RPO

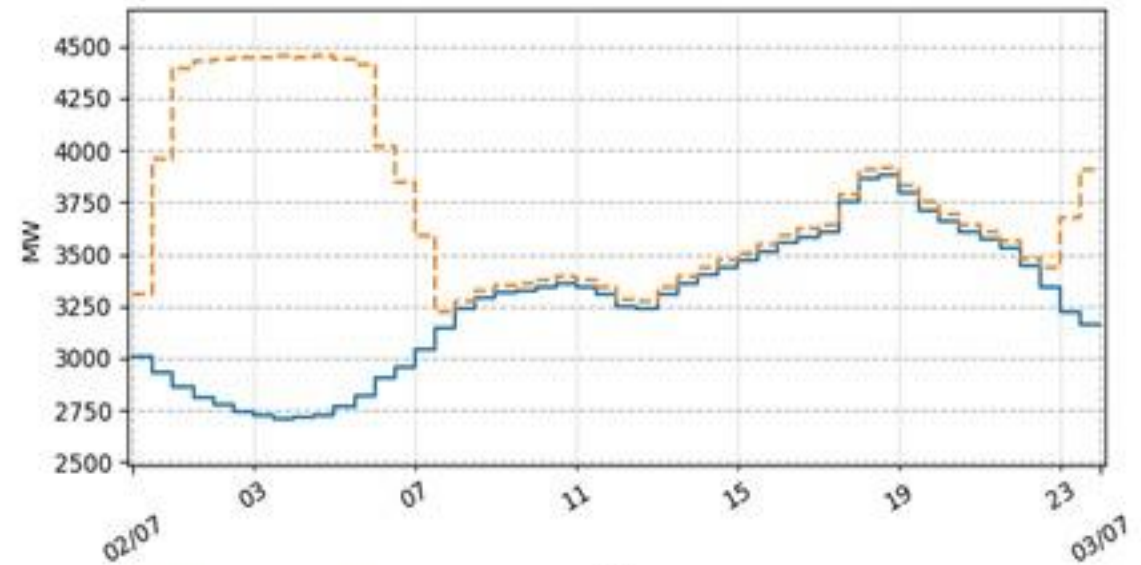
A provisão de **Reserva de Potência Operativa (RPO)** tende a reduzir a disponibilidade para provisão de energia nos horários de maior demanda líquida quando espera-se preços maiores, o que prejudica os seus resultados econômicos nas operações no mercado de curto prazo

CAPACIDADE DE GERAÇÃO DAS USINAS DO CAG NÃO COMPROMETIDA NA PROGRAMAÇÃO DIÁRIA

(a) DESCONSIDERANDO A RPO



(b) CONSIDERANDO A RPO



- Requisito de Reserva de Potência Operativa (RPO)
- - - Capacidade das usinas participantes do CAG não comprometida na operação programada

Por que aprimoramentos do Mercado de Curto Prazo?

1. O **dimensionamento exato dos requisitos** do sistema anos à frente é muito difícil
 - Há incertezas quanto a:
 - a evolução da carga
 - o perfil horossazonal da carga
 - a composição do parque gerador (centralizado e distribuído) que efetivamente será implementado
2. O atendimento dos requisitos depende da **operação efetiva** dos agentes nos instantes em que os requisitos são requeridos
3. O **valor da provisão** de certos atributos para o sistema **pode variar muito**

Em resumo: o Mercado de Curto Prazo assegura a aderência à realidade

1. Implementação da dupla compensação

SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DUPLA



O **Sistema de Dupla Compensação** consiste de dois mercados encadeados sequencialmente para refletir a programação e ajuste da operação do sistema:

1. No **Mercado D-1** define-se a programação para o dia seguinte com base na ordem de mérito econômico com ajustes para contemplar restrições elétricas
2. Na **Primeira Compensação** se faz a contabilização dos valores a serem pagos com base nas quantidades e preços estabelecidos no Mercado D-1
3. No **Mercado em Tempo Real** realizam-se os ajustes para compensar os desvios da operação programada
4. Na **Segunda Compensação** se faz a contabilização dos valores a serem pagos aos agentes que ajustaram sua produção (ou consumo) para acomodar os desvios da programação estabelecida no Mercado em Tempo Real
5. Por fim se realiza a **Liquidação** em que se efetuam os pagamentos dos valores contabilizados nas duas Compensações

2. Incorporação da demanda por reserva operativa

CURVA DE DEMANDA POR RESERVA OPERATIVA

- A Curva de Demanda por Reserva Operativa busca **eleva a remuneração pela provisão de energia para atendimento dos desvios da carga líquida** em relação ao programado no dia anterior
- A elevação da remuneração ocorre por meio de um **aditivo ao preço do Mercado em Tempo Real**
- O aditivo de preço é **balizado** por:
 - **probabilidade de perda de carga** (probabilidade de déficit)
 - **valor da perda de carga** (custo de déficit)

$$preço_{aditivo} = \begin{cases} \text{se } RG_i \geq RPO_i, (CdD - PLD) \cdot Prob_{Deficit}(RG_i - RPO_i) \\ \text{se } RG_i < RPO_i, (CdD - PLD) \end{cases}$$

CdD : custo de déficit

PLD : preço de Liquidação de Diferenças do Mercado de Curto Prazo

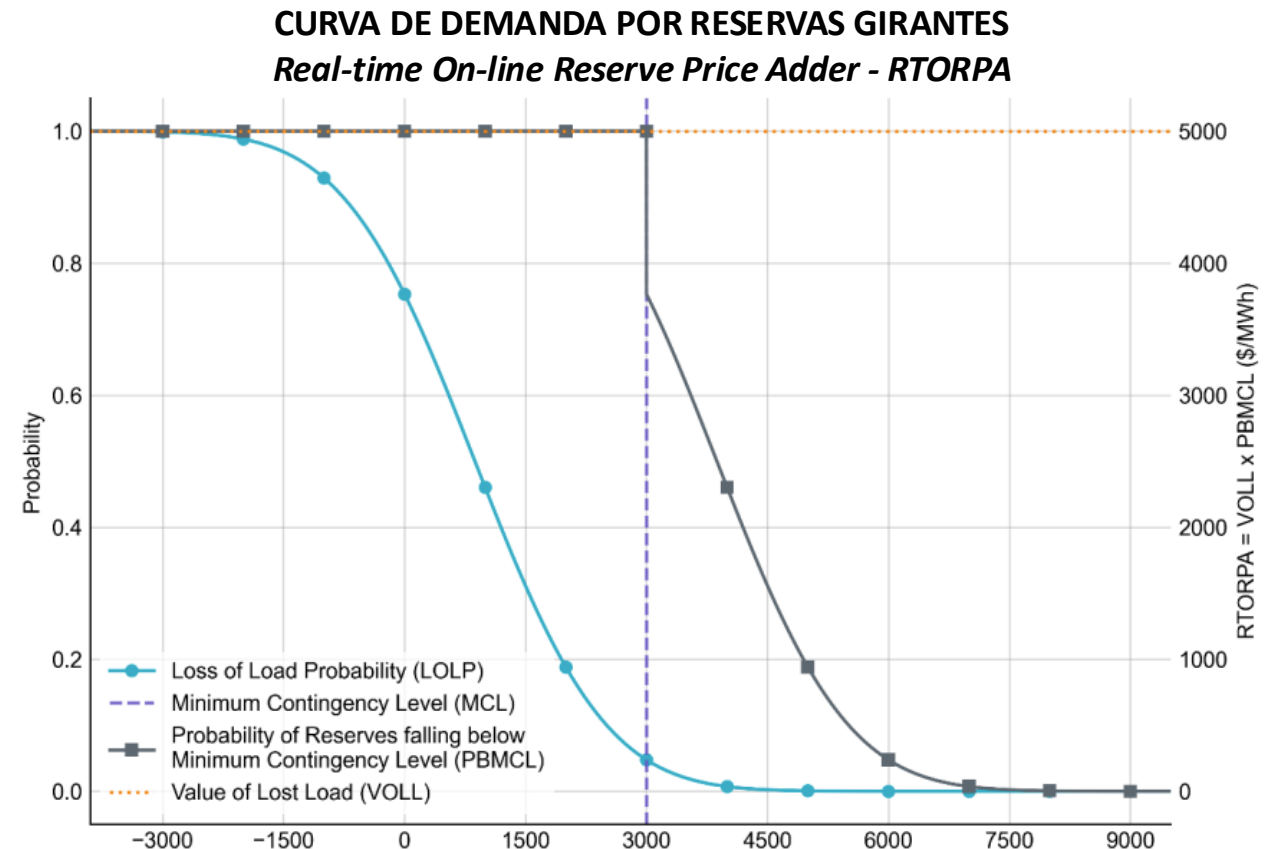
RG : reserva girante

$Prob_{Deficit}(\cdot)$: probabilidade de ocorrência de déficit dado o nível de reserva girante

Inspiração: Operating Reserve Demand Curve - ORDC

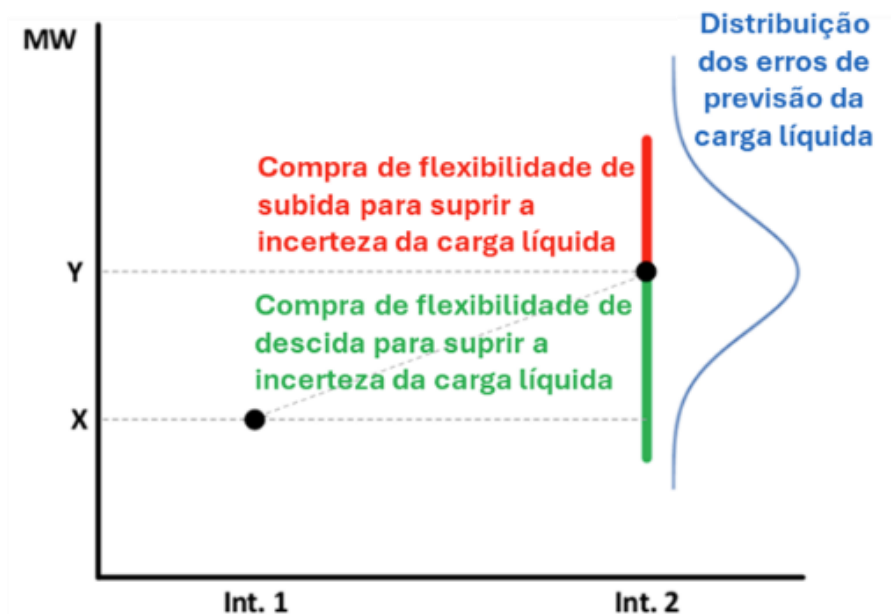
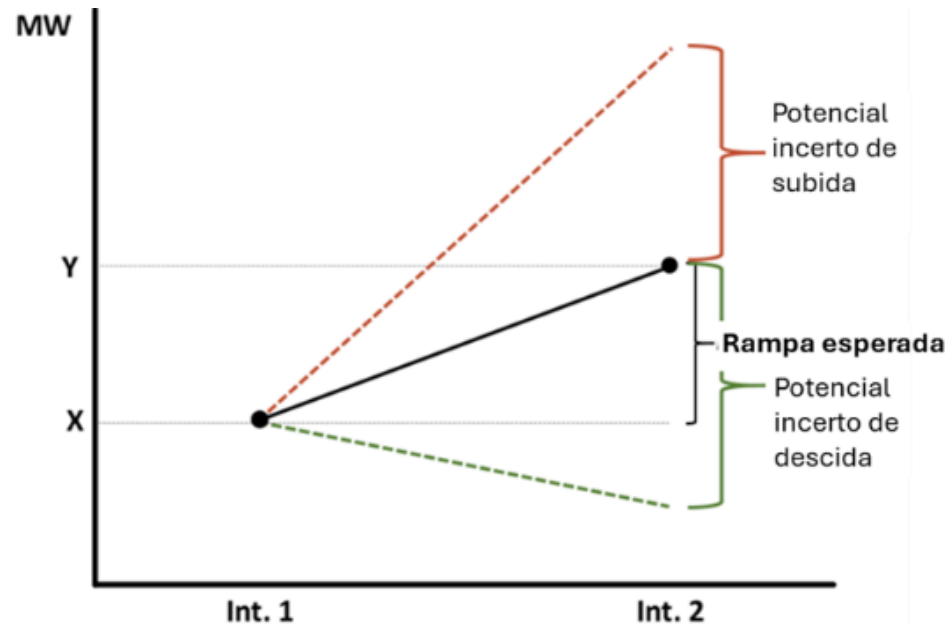
CURVA DE DEMANDA POR RESERVA OPERATIVA DO ERCOT (ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL OF TEXAS)

- Para superar o ‘Problema do Dinheiro Faltante’ o ERCOT incorpora uma Curva de Demanda por Reserva Operativa ao mercado de balanceamento em tempo real incorporando **a margem de reserva operativa mínima** desejável
- A **Curva de Demanda por Reserva Operativa (RTORPA** linha cinza no gráfico) é construída a partir da:
 - Valor do Corte de Carga (VOLL): US\$5.000/MWh
 - **Probabilidade de Déficit (LOLP – linha azul)**
 - **Nível de Contingência Mínimo (MCL – linha roxa tracejada):** fixado em 3.000 MW, abaixo do qual adota-se cortes de carga



3. Adoção de modelagem estocástica na programação

- Diariamente **observam-se desvios da operação programada** no dia anterior
- É possível aprimorar a programação para o dia seguinte levando-se em conta a **função distribuição dos desvios esperados** com base no histórico da operação
- Com isto pode-se adotar uma **modelagem estocástica para programação da operação do dia seguinte** que resulta em uma programação mais apropriada para lidar com as variações aleatórias tipicamente observadas

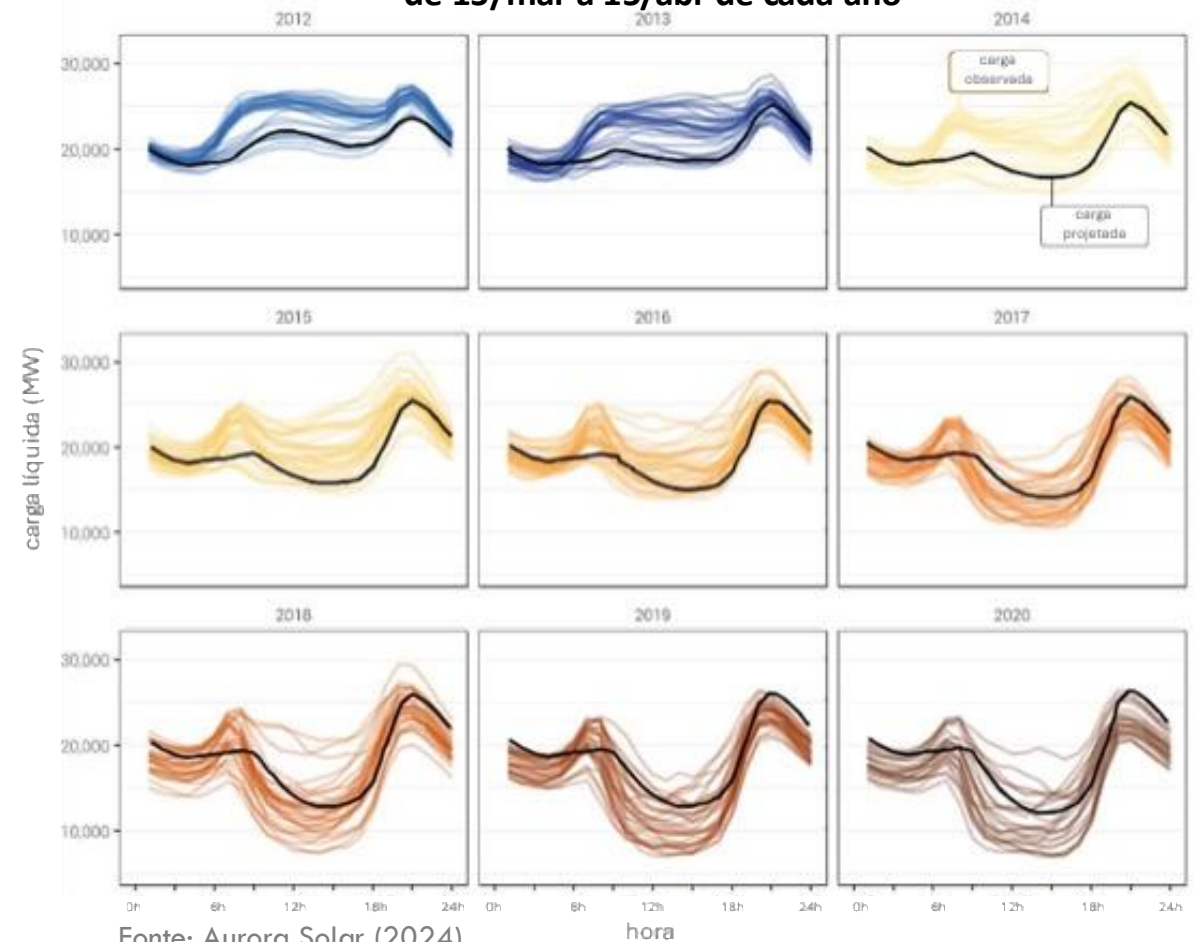


Inspiração: *Flexible Ramping Product - FRP*

PRODUTO FLEXIBILIDADE DE RAMPA DO CAISO (CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR)

- Apesar da nomenclatura caracterizar o mecanismo como um produto, o *FRP* **não é um produto comercializado separadamente** no mercado
- O *FRP* é atendido por meio da adoção de uma **modelagem estocástica para a programação do despacho do dia seguinte** que leva em conta a função de distribuição das variações da carga líquida projetada para o dia seguinte
- A modelagem estocástica **favorece a programação de recursos flexíveis** que estão aptos a adaptar a sua produção em função das variações aleatórias incorridas na operação em tempo real
- **O *FRP* altera diretamente a política operativa**

Carga líquida projetada e observada na Califórnia de 15/mar a 15/abr de cada ano



Fonte: Aurora Solar (2024).

A modelagem estocástica para o dia seguinte é factível



- A programação da operação diária no Brasil é definida a partir do **Modelo DESSEM**
- O Modelo DESSEM emprega:
 - **programação linear inteira-mista** para a otimização da programação diária da operação
 - **Programação Dinâmica Dual Determinística**
 - considerando as **restrições de transmissão** e as **restrições operacionais de cada usina**.

- O Cepel já reconhece que seria desejável adotar **modelos estocásticos**:

“Mais recentemente, o aumento na penetração de fontes intermitentes de energia, principalmente a geração eólica, trouxe um novo paradigma para o problema de PDO [Programação Diária da Operação], visto que a incerteza na geração horária dessas fontes para os próximos dias é muito grande quando comparada a outros aspectos do problema, inclusive a afluência às usinas hidrelétricas. Desta forma, esse problema passa a ser essencialmente estocástico, porém com uma abordagem diferente da usualmente tratada no planejamento de médio e longo prazos, já que a alocação das unidades (Unit Commitment Térmico) deve ser decidida de forma a se adequar aos inúmeros cenários possíveis de geração dessas fontes. (Fonte: Cepel, 2023 – Manual de Metodologia do Modelo DESSEM, p. 9)

- Portanto, entende-se que a adaptação do DESSEM para levar em conta a estocasticidade das fontes intermitentes seria um aprimoramento natural que poderia ser incorporado.

Conclusão

- Pode-se aprimorar o planejamento e operação do sistema elétrico por meio:
 - da adoção de uma **modelagem mais aderente à realidade**, o que inclui:
 - a representação individualizada de todas as unidades geradoras
 - a consideração dos fluxos de potência nos laços existentes entre os subsistemas
 - os custos de partida e parada
 - o rendimento de cada conjunto de turbina-gerador
 - da **delimitação de novos produtos** que reflitam de forma mais precisa os requisitos escassos do sistema elétrico:
 - geração modulável
 - geração de ponta
 - geração de resposta rápida
 - do processo de expansão do suprimento com a implementação de **leilões combinatórios** para promover a contratação de recursos mais aderentes aos requisitos do sistema
 - do **aprimoramentos ao mercado de curto prazo** de forma a reconhecer e remunerar a flexibilidade operativa de forma mais apropriada, o que pode ser alcançado com:
 - a implementação do sistema de compensação dupla
 - a incorporação da demanda por reserva operativa
 - a adoção de modelagem estocástica na programação diária

Créditos para a equipe

EQUIPE MULTIDISCIPLINAR



Richard Lee Hochstetler

Coordenador do Projeto
Doutor em Economia (FEA/USP)



Eduardo Müller Monteiro

Pesquisador
Mestre e Doutor em Ciências (USP) / MBA
(Wharton - University of Pennsylvania)



João Daniel Cho

Pesquisador
Mestre em Energia (UFABC)



Patricia Guardabassi

Pesquisadora
Mestre e Doutora em Ciências (USP) / Pós-
Doutorado Harvard University



Joaci Lima Oliveira

Pesquisador
Mestre em Energia (UFABC)



Fabrizio Lóes

Pesquisador
Economista (PUC-SP)

EQUIPE DE ECONOMISTAS



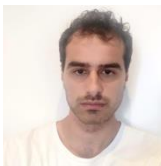
Daniel Monte

Professor Associado da FGV-EESP,
Universidade de Turim
Doutor em Economia - Yale University



Rodrigo Menon Simões Moita

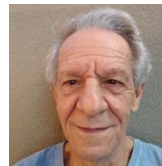
Professor Associado da FEA-USP
Doutor em Economia – University of Illinois
Urbana-Champaign



Pedro Pessoa de Albuquerque Ozenda

Pesquisador
Mestre em Economia – FGV-EPGE

EQUIPE DE ENGENHEIROS/MODELEIROS



Secundino Soares Filho

Professor Titular da Unicamp
Doutor em Engenharia Elétrica - Unicamp



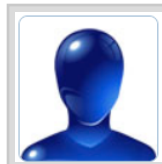
Marcos de Almeida Leone Filho

Sócio-Diretor da Venidera



Thayze D'Martin Costa da Silva

Pesquisadora
Doutora em Engenharia Elétrica – Unicamp



Renan de Paula Maciel

Pesquisador
Doutorando em Engenharia Elétrica –
Unicamp

OBRIGADO

5

Debate

Richard Lee Hochstetler e Eduardo Müller Monteiro – Moderadores

- Bernard Küsel – ONS
- Caio Monteiro Leocádio – EPE
- Camilla Fernandes – Abrage
- Felipe Alves Calabria – Aneel
- Sara Boro – CTG



DEBATEDORES



BERNARD KÜSEL

ONS

Eng. Sênior de Análise da Operação do ONS



CAIO LEOCÁDIO

EPE

Consultor Técnico



CAMILLA FERNANDES

ABRAGE – Associação Brasileira das Empresas Geradoras
Diretora



FELIPE ALVES CALABRIA

Aneel

Superintendente Adjunto de Regulação dos Serviços de Geração e de Mercado



SARA BORO

CTG Brasil

Gerente de Assuntos Regulatórios

MODERAÇÃO

EDUARDO MÜLLER MONTEIRO

Instituto Acende Brasil
Diretor Executivo



RICHARD LEE HOCHSTETLER

Instituto Acende Brasil
Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios



FLEXIBILIDADE OPERATIVA: DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES



OBRIGADO