

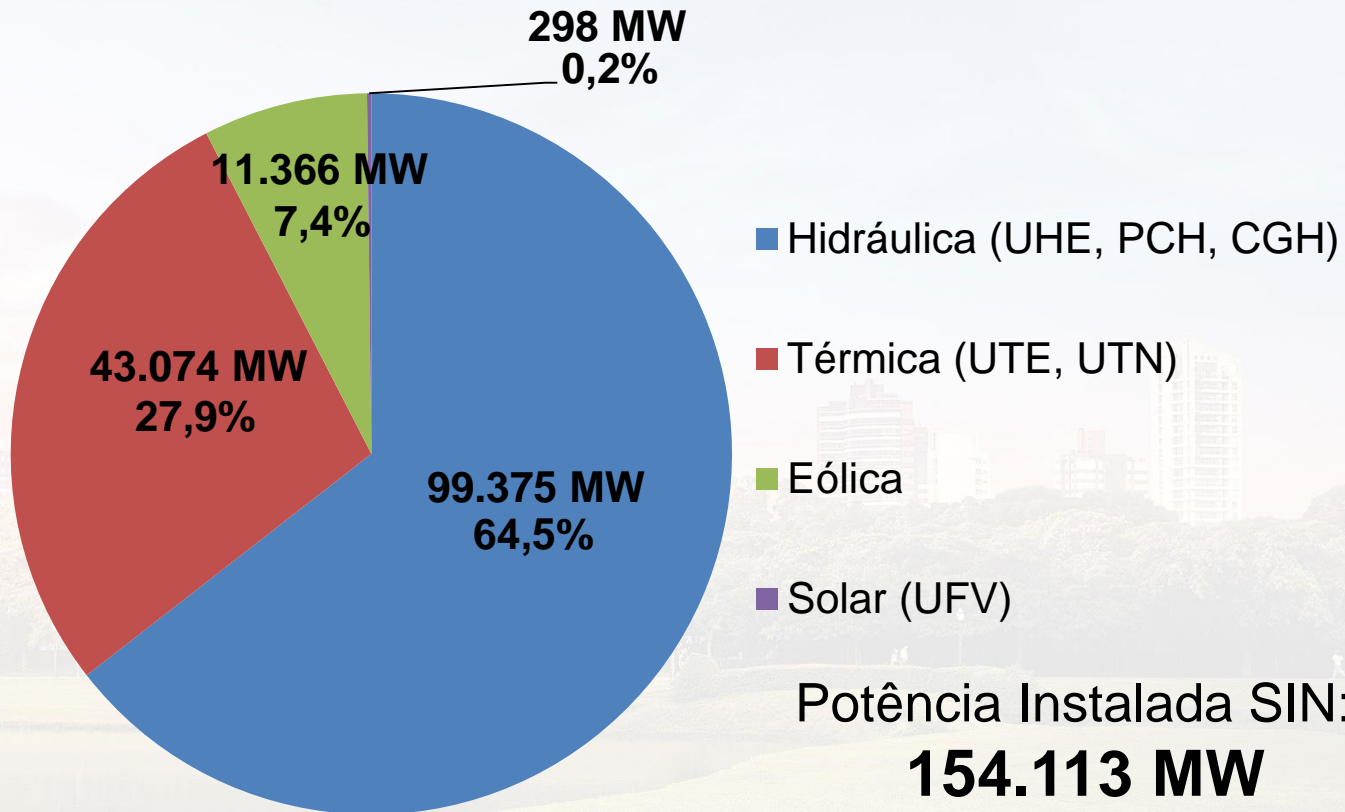
OS CUSTOS INTRÍNSECOS DA EXPANSÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA ATRAVÉS DE FONTES INTERMITENTES

GPL { **Diego Antonio Bosa**
Ariane T. Klingelfus
Douglas L. Vizoni

OBJETIVOS

- Modelagem mais adequada, ou possível, no que diz respeito às reservas de potência primária e secundária nos modelos de planejamento da operação e apreçamento da energia elétrica, Newave e Decomp, tema da Consulta Pública ANEEL 007/2016.
- Simular e analisar os efeitos da modelagem da reserva de potência na formação de preços e na composição do Encargo de Serviço e Sistema (ESS) durante o ano de 2016, mais especificamente entre a Revisão 0 de Janeiro de 2016 e a Revisão 4 de Dezembro de 2016.

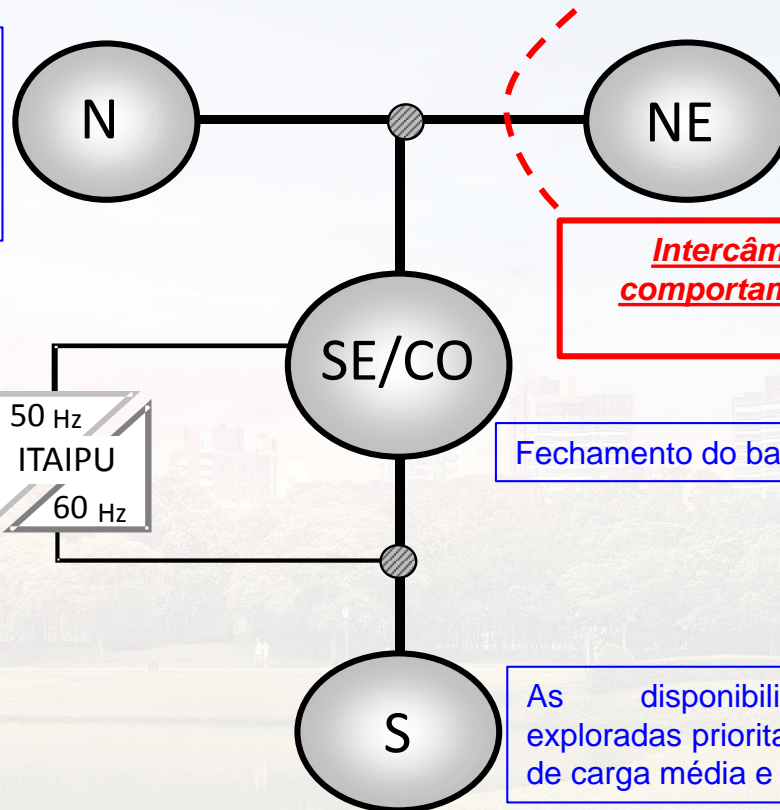
MATRIZ ELÉTRICA



Fonte: ANEEL

Geração da UHE Tucuruí dimensionada visando preservar a operação das unidades geradoras da Fase 2 até o final do mês de novembro.

As disponibilidades energéticas da UHE Itaipu são exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada.



RNE dimensionado para fechamento do balanço energético da Região.

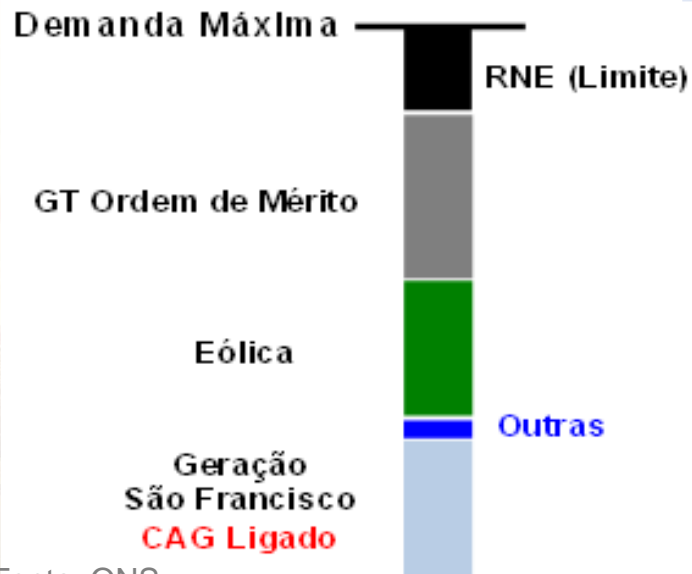
Intercâmbio variável em função do comportamento da geração eólica e da carga na região.

Fechamento do balanço energético do SIN.

As disponibilidades energéticas exploradas prioritariamente nos períodos de carga média e pesada.

Fonte: ONS

1. Condição Normal de Operação



Fonte: ONS

2. Condição de preservação dos estoques das UHEs da Bacia do Rio São Francisco



- Consulta pública aberta em julho de 2016 para avaliar a necessidade de representação da reserva de potência operativa nos modelos computacionais de programação de despacho eletroenergético e consequentemente para a formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).
- A representação desta variável na programação, via modelagem no Newave e Decomp, visava trazer maior aderência entre o planejamento e programação do sistema e a operação em tempo real.
- A não representação da reserva operativa nos modelos implica em virtual sobreoferta dos recursos hidrelétricos e sinalização equívoca dos custos operativos.

RESERVA DE POTÊNCIA PRIMÁRIA

- A R1 é assumida por todas as usinas hidroelétricas e termoelétricas da área de atendimento. Ou seja, todas têm que guardar a margem de 1% de sua disponibilidade de geração.

**Usinas
Hidroelétricas**



GHmax = 99%

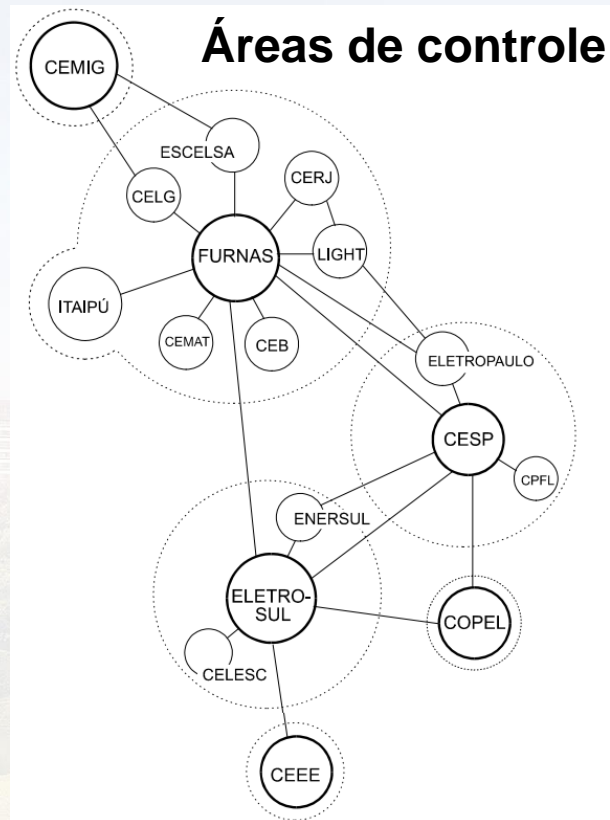
**Usinas
Térmoelétricas**



GTmax = 99%

Fonte: Procedimentos de Redes, submódulo 14.2, ONS

- Ajustar a velocidade para que se mantenham os 60 Hz de Frequência.
- A R2 (regulação secundária) é distribuída pelas usinas hidroelétricas que assumem o CAG de cada área de atendimento.
- Assim, sua disponibilidade de potência, em conjunto, deve deixar a margem de 4% da carga da área.



Fonte: Procedimentos de Redes, submódulo 14.2, ONS

OS CUSTOS INTRÍNSECOS DA EXPANSÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA ATRAVÉS DE FONTES INTERMITENTES - GPL / DIEGO ANTONIO BOSA

PREMISSAS – CONTRIBUIÇÃO ONS

a) Modelo NEWAVE

Modelo que considera a agregação das usinas por subsistema, a representação da reserva de potência pode ser feita de forma simplificada:

- Soma das reservas de potência primária e secundária sendo coberta por uma margem equivalente a 5% da carga de cada subsistema na geração hidráulica máxima.

b) Modelo DECOMP

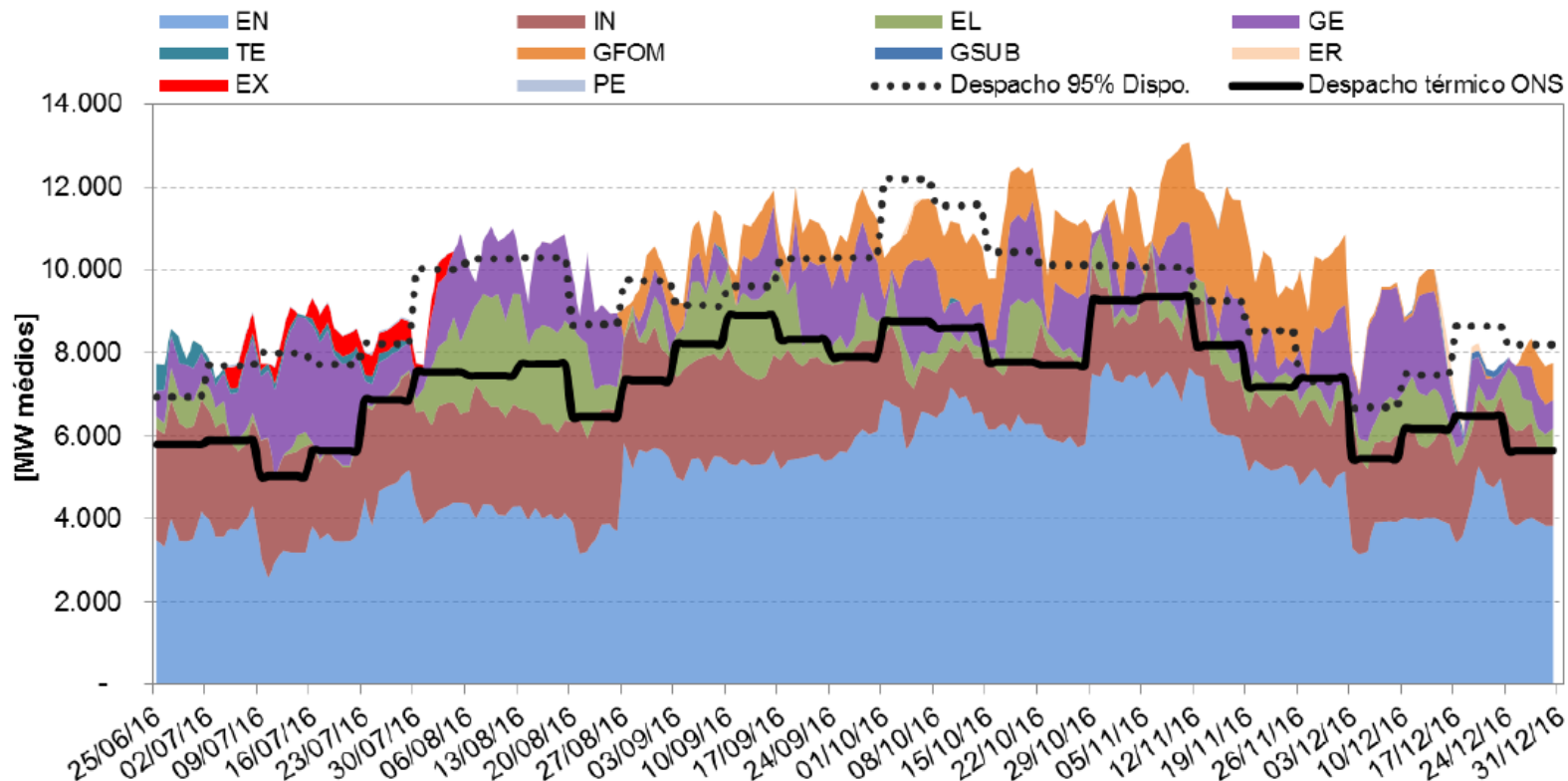
Modelo a usinas individualizadas, pode-se definir que, para representar:

- Reserva de Potência Primária (R1): Cada usina hidroelétrica e termoelétrica de cada área pode atingir no máximo 99% de sua disponibilidade de potência.
- Reserva de Potência Secundária (R2): As usinas que compõem o CAG podem gerar em conjunto no máximo 96% de sua disponibilidade de potência.

RESULTADOS

	1. PLD CCEE [R\$/MWh]	2. PLD Simulado [R\$/MWh]	Dif. [%]
jan/16	35,66	106,71	199%
fev/16	30,42	82,51	171%
mar/16	37,73	97,62	159%
abr/16	49,42	140,94	185%
mai/16	75,93	170,69	125%
jun/16	61,32	149,73	144%
jul/16	83,43	186,04	123%
ago/16	115,58	233,3	102%
set/16	149,02	271,58	82%
out/16	200,21	338,44	69%
nov/16	166,05	276,47	66%
dez/16	122,19	192,02	57%
Média	93,91	187,17	99%

Geração Térmica - Sistema Interligado Nacional



O gráfico de área ilustra a evolução dos custos de despacho térmico no SIN durante o ano de 2016. O eixo vertical (Y) mede o valor em reais (R\$), variando de 0 a 700.000.000. O eixo horizontal (X) mostra os meses de julho a dezembro de 2016. A área é composta por três camadas: a base verde representa o custo coberto pelo PLD CCEE; a camada laranja intermediária representa o custo de despacho térmico simulado; e a camada azul superior representa a estimativa de custo da operação térmica real do SIN. A linha vermelha tracejada indica o custo total simulado (soma das camadas laranja e azul), que é comparado com o custo real (camada azul). O custo total simulado permanece geralmente abaixo do custo real, especialmente no período de outubro a dezembro.

Mês	(1) Custo do despacho térmico coberto pelo PLD CCEE (R\$)	(2) Custo do despacho térmico simulado (R\$)	(3) Estimativa de custo da operação térmica real do SIN (R\$)	Custo Total Simulado (R\$)
Jul/16	~50.000.000	~100.000.000	~150.000.000	~200.000.000
Ago/16	~80.000.000	~180.000.000	~200.000.000	~280.000.000
Set/16	~100.000.000	~180.000.000	~200.000.000	~280.000.000
Out/16	~150.000.000	~200.000.000	~100.000.000	~350.000.000
Nov/16	~120.000.000	~180.000.000	~200.000.000	~300.000.000
Dez/16	~100.000.000	~180.000.000	~200.000.000	~280.000.000


- A atual modelagem física do SIN, para fins de apuração da energia é demasiadamente simplificada.
- Discute-se, no âmbito técnico, regulatório e ministerial, assuntos de extrema complexidade como é o caso das previsões estocásticas de vazões/ventos, contudo, deixando de lado conceitos simples como o de Custo Marginal.
- A discrepância entre a percepção de risco do ONS na etapa de operação em tempo real e a dos modelos computacionais na etapa de planejamento da operação provou-se cada vez maior com o passar do tempo (**durante o ano de 2016**).
- A análise proposta por este trabalho somada às constatações nele apresentadas convergem para um mesmo entendimento sobre a atual situação regulatória, econômica e mercadológica do setor elétrico, todas partem do pressuposto de que o modelo atual do setor elétrico (reforma promovida em 2004) não reflete mais a realidade estrutural e comercial do sistema.

OBRIGADO!

DIEGO ANTONIO BOSA
GESTÃO DE RISCOS

 (41) 3021-1100

 (41) 98868-8010

 diego@tradener.com.br

 www.tradener.com.br