

Seminário

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Projeto de P&D “Análise de Portfólio de Usinas de Geração para Atendimento da Carga Futura do Sistema Interligado Nacional” (PD-07267-0012-2018) – “Matriz Robusta” (PD-07267-0012-2018)



Programa de Pesquisa e Desenvolvimento

Proponente



Coordenação



Execução



Sobre o Evento

O **objetivo** deste **seminário** é **apresentar e debater os aprendizados obtidos** a partir do projeto de pesquisa e desenvolvimento da **Aneel**, intitulado “**Análise de Portfólio de Usinas de Geração para Atendimento da Carga Futura do Sistema Interligado Nacional**” (PD-07267-0012-2018).

O projeto é uma iniciativa da **EDP**, sob a coordenação e execução do **Instituto Acende Brasil**, e foi executado em parceria com a **Daimon, Tendências Consultoria Integrada e Venidera**.

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Programação

09:00 – 09:05

Abertura

09:05 – 09:15

Visão Geral (Instituto Acende Brasil)

09:15 – 09:30

Cenários de Evolução do Consumo por Classe de Consumo e Região (Tendências Consultoria Integrada)

09:30 – 09:45

Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horossazonal da Carga (Daimon)

09:45 – 10:00

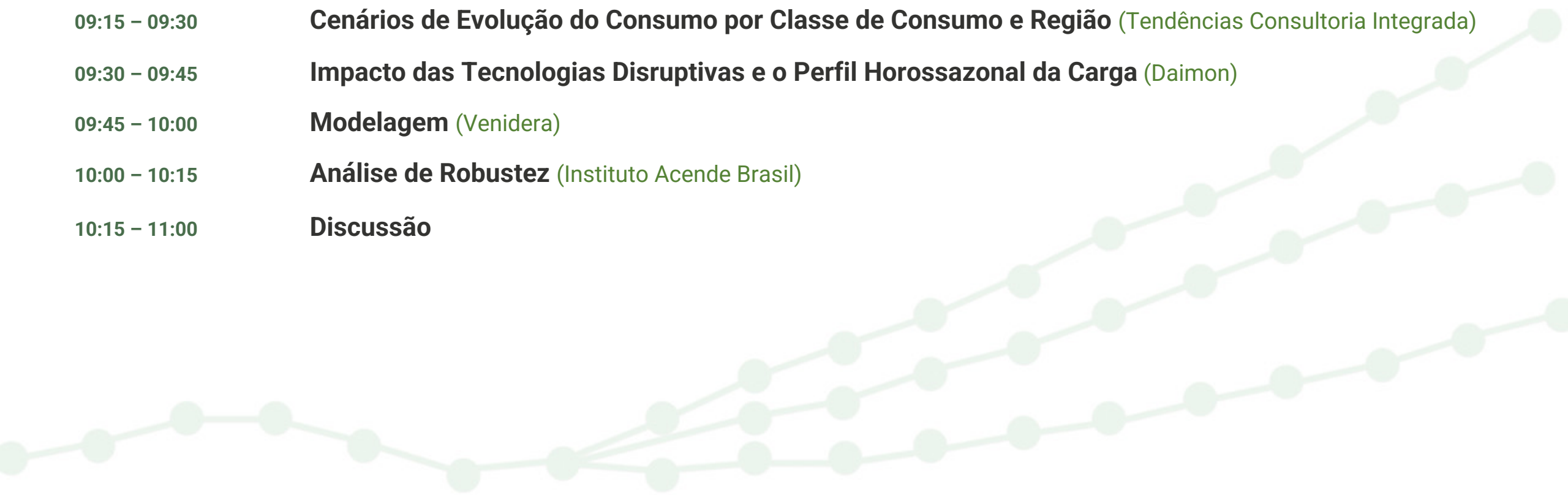
Modelagem (Venidera)

10:00 – 10:15

Análise de Robustez (Instituto Acende Brasil)

10:15 – 11:00

Discussão



Seminário

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Visão Geral

Instituto Acende Brasil



Contextualização: o futuro já não é como era

A forma de planejar precisa evoluir para lidar com novos desafios:

- A **carga** demandada do Sistema Interligado Nacional é **mais imprevisível** do que a carga verificada no passado
- O padrão de consumo pode sofrer quebras estruturais em função da adoção de **novas tecnologias** que utilizam eletricidade como insumo
- **Novas fontes de geração** apresentam condicionantes muito diferentes das do passado (fontes não controláveis) e introduzem novos desafios

Contextualização: novos riscos e incertezas

Há riscos que demandarão mais atenção nos próximos anos

Fontes de risco e incerteza que devem ser levados em conta:

- variação **hidrológica**
- alteração do padrão de **crescimento da carga**
- **distribuição geográfica** da oferta e da demanda
- variação do **custo dos combustíveis**
- alteração do **perfil horossazonal da carga**
- variação da produção das **fontes não controláveis**

Novos desafios no planejamento

- Análise de diversas fontes de risco e incerteza com base em **construção de cenários** microfundamentados
- Avaliação do **perfil horossazonal** da produção e do consumo
- Necessidade de incorporação de **maior detalhamento da operação no planejamento**
- **Modelagem mais precisa das usinas**
- Avaliação dos **fluxos** nas interconexões de transmissão entre subsistemas (considerando laços)

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Novos desafios requerem novas ferramentas

MULTIDISCIPLINARIDADE

- Formação de equipe multidisciplinar
- Integração de banco de dados
- Interação com a EPE



NOVAS FERRAMENTAS

- *Construção de cenários para avaliação de diversos riscos*
- *Modelagem*
- *Metodologia para análise de portfólios*

AS CINCO PERGUNTAS DO PLANEJAMENTO

- *Quanto?*
- *Quando?*
- *Onde?*
- *Como?*
- *E se?*



DIMENSIONAMENTO DA EXPANSÃO

- **Cenários de crescimento** – em função da evolução da economia
→ **TENDÊNCIAS CONSULTORIA INTEGRADA**
- **Projeção da inserção de tecnologias disruptivas** e impacto sobre o crescimento do consumo
→ **DAIMON**

*MOMENTO DE ENTRADA DAS USINAS
COMPATIBILIZAÇÃO DO PERFIL HOROSSAZONAL DE PRODUÇÃO E DE CARGA*

- **Perfil da carga**
→ **DAIMON**
- **Perfil de produção das fontes não controláveis**
→ **INSTITUTO ACENDE BRASIL**
- **Modelo de Decisão de Investimento**
→ **INSTITUTO ACENDE BRASIL**

Onde?

LOCALIZAÇÃO DA GERAÇÃO E DA CARGA DADA A TRANSMISSÃO

- **Mapeamento dos recursos** – localização dos potenciais energéticos
→ **INSTITUTO ACENDE BRASIL**
- **Evolução da carga regionalizada** – dadas a vocação econômica de cada região e a composição das classes de consumo, o crescimento da carga pode variar muito entre regiões
→ **TENDÊNCIAS CONSULTORIA INTEGRADA**
- **Transmissão** – Incorporação das Leis de Kirchhoff na modelagem
→ **VENIDERA**

MATRIZ APROPRIADA PARA ATENDER AOS REQUISITOS DO SISTEMA

- **Modelo de otimização** – usinas individualizadas / função de produção completa
→ **VENIDERA**
- **Cenários de custo dos combustíveis**
→ **TENDÊNCIAS CONSULTORIA INTEGRADA**
- **Seleção de portfólios**
→ **INSTITUTO ACENDE BRASIL**

AValiação de portfólios de usinas de geração dadas as incertezas

- **Construção de cenários e avaliação de probabilidades**
 - **TENDÊNCIAS CONSULTORIA INTEGRADA**
 - **DAIMON**
- **Métricas de avaliação de robustez**
 - **INSTITUTO ACENDE BRASIL**

Seminário

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Cenários de Evolução do Consumo
por Classe de Consumo e Região

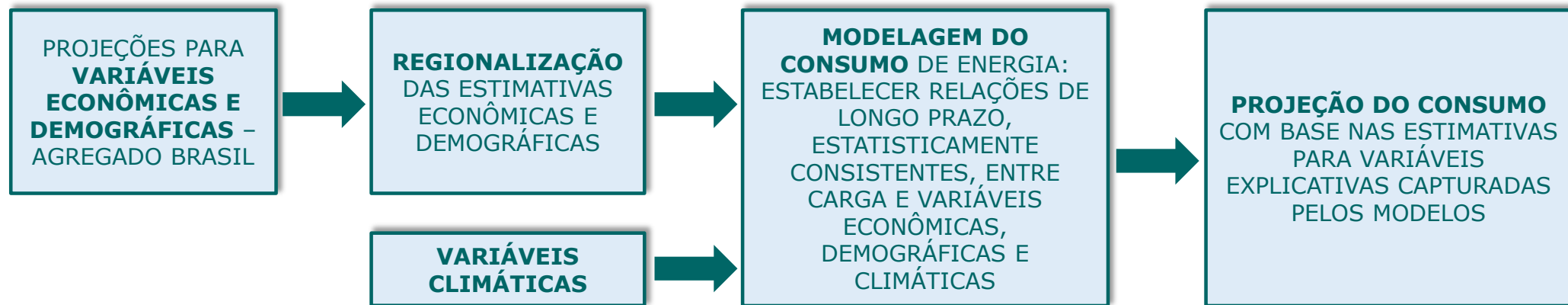
Tendências Consultoria Integrada

Cenários para carga de energia – desafio/motivação

- O **planejamento do setor elétrico vem se tornando mais complexo** e desafiador frente a crescente participação de **fontes não despacháveis sob demanda** e a evolução de **novas tecnologias** com potencial de alterar o padrão de consumo.
 - ✓ Por um lado, altos e baixos da demanda por eletricidade tendem a se alternar com maior frequência e intensidade ao longo do dia → **demanda por maior flexibilidade no despacho de usinas;**
 - ✓ Por outro lado, há o aumento da participação de fontes como eólica e solar ou até mesmo térmicas com elevada inflexibilidade → **aumento da inflexibilidade da oferta.**
- Nesse contexto, **conhecer e prever o comportamento da carga torna-se cada vez mais importante** para o **gerenciamento** do sistema elétrico e o **planejamento “robusto” da expansão** do parque gerador:
 - ✓ **Quanto** consome? → intensidade/velocidade da expansão da demanda;
 - ✓ **Onde** consome? → diferenças regionais de expansão;
 - ✓ **Quando** consome? → padrão horossazonal do consumo.
- No P&D Matriz Robusta, a estimacão da carga foi atacada em dois estágios:
 - ✓ Projeção da expansão da carga regional por classe de consumo → desenvolvida pela Tendências.
 - ✓ Impactos de tecnologias disruptivas e construção das curvas de demanda horária → a cargo da Daimon.

Cenários para carga de energia – projeção do consumo

- A projeção regional e por classe de consumo da carga envolveu quatro passos:
 - Construção dos cenários macroeconômicos** → tendências para as principais variáveis econômicas e demográficas que condicionam a demanda por energia elétrica;
 - Regionalização** das variáveis econômicas e demográficas;
 - Modelagem da carga de energia** → modelos para cinco classes de consumo por região; e
 - Projeção** do crescimento da carga (consumo) de energia → por região em três cenários.



Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Cenários para carga de energia – cenários macroeconômicos

- O primeiro passo envolveu a construção dos cenários macroeconômicos → **desempenho econômico é determinante do consumo de energia.**
- Ao todo foram projetadas 35 variáveis econômicas para cada cenário. Etapas da construção dos cenários:
 - ✓ Definição de **premissas** (variáveis exógenas) p/ **3 cenários** (básico, otimista e pessimista) e **probabilidades associadas;**
 - ✓ **Demais variáveis** (variáveis endógenas) **obtidas por modelo de consistência** → coerência econômica entre variáveis.

PESSIMISTA 40%

Cenário Mundial

Prolongamento da crise pandêmica, intensificada por uma “segunda onda” do vírus;

Aumento da rivalidade entre China e Estados Unidos e do protecionismo. Neste caso, ocasionando efeitos adversos sobre o comércio mundial;

Maiores esforços monetários e fiscais adotados por diversos países.

Cenário Doméstico

Prolongamento do risco de interrupção do mandato presidencial;

Menor disposição do governo em patrocinar reformas econômicas e dificuldade de manutenção da conduta fiscal responsável, retardando o equilíbrio das contas públicas;

Tentativas da equipe econômica em promover a defesa da agenda fiscal, com ênfase especial no teto de gastos, seriam fracassadas;

Saída do ministro Paulo Guedes, gerando uma crise de confiança ainda maior;

BÁSICO 55%

Cenário Mundial

Retomada gradual da economia, com controle da pandemia a partir do segundo semestre de 2020;

Tensão entre EUA e China por conta, especialmente, do calendário eleitoral norte-americano e da agenda China-Hong-Kong.;

Principais bancos centrais retomam políticas expansionistas, ajudando a conter pessimismo;

Cenário Doméstico

Recuperação da atividade limitada pelo baixo dinamismo do mercado de trabalho pós pandemia, incertezas políticas e reequilíbrio das finanças de empresas e das famílias mais lento;

Lenta redução da probabilidade de interrupção do mandato presidencial;

Diminuição do peso do reformismo econômico, com as alianças do baixo clero e protagonismo das Forças Armadas;

“Preservação” da emenda do teto com mecanismos de redução de despesas, presentes na PEC Paralela.

OTIMISTA 5%

Cenário Mundial

Idêntico ao Básico

Cenário Doméstico

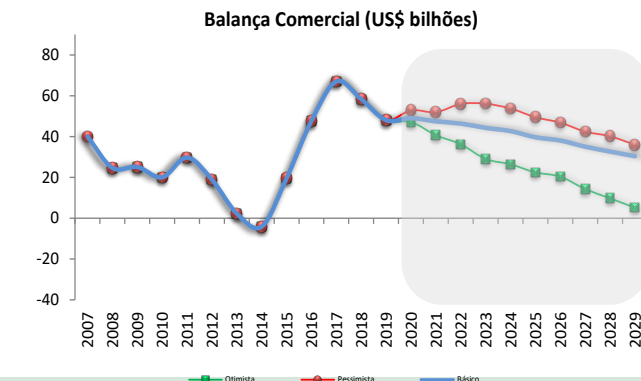
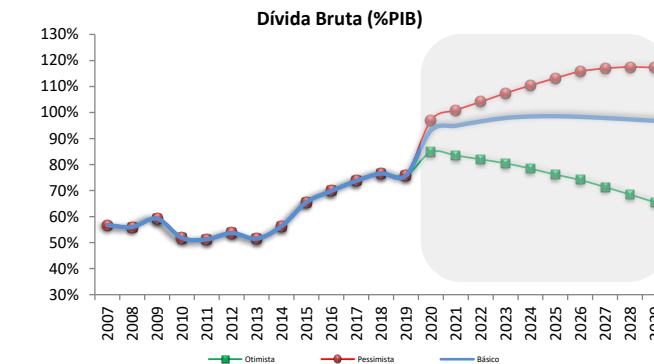
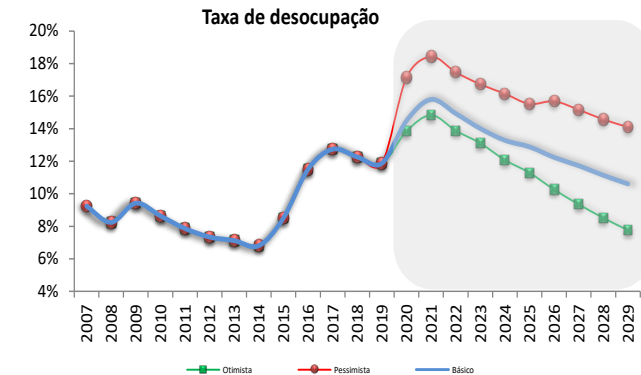
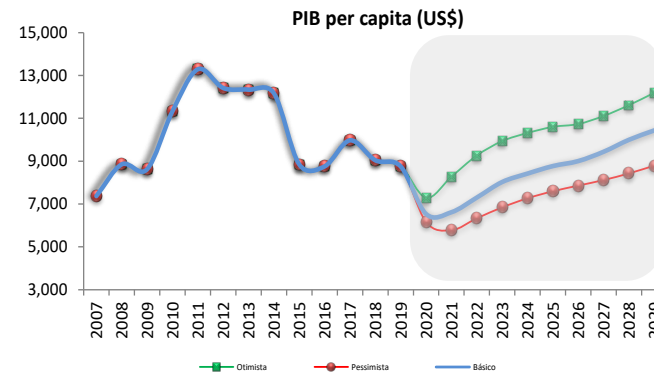
Diminuição do risco de interrupção do mandato;

Construção de coalizão em bases partidárias;

Redução do tensionamento institucional pelo poder executivo;

aprovação das reformas estruturais como PEC Emergencial, PEC do Pacto Federativo, reforma administrativa e independência formal do Banco Central;

Com alta da confiança, o consumo e os investimentos ganham tração, aumentando crescimento potencial da economia brasileira.



Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Cenários para carga de energia – delimitação regional

- Antes de avançar para a regionalização propriamente dita, foi necessário limitar o número de regiões:
 - ✓ Reduzir custos/esforços → **regionalização limitada, capaz de captar as diferenças mais relevantes da dinâmica de crescimento.**
 - ✓ **Agregação de estados com características semelhantes** → projeções de carga para agrupamentos foram aplicadas a todos os barramentos contidos na referida região.

Projetar 27 estados envolveria:

- ✓ 135 modelos econométricos
- ✓ 405 projeções para carga (3 cenários)
- ✓ Cerca de 1.500 estimativas para variáveis explicativas da carga

Delimitação regional foi pautada:

- ✓ Pela **correlação do consumo** em áreas contíguas
- ✓ A análise foi feita separadamente para cinco classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural e outros)
- ✓ Composição da **estrutura produtiva de cada estado** → agrupar regiões com especialização produtiva semelhante

Foram definidas 7 regiões:

- ✓ **Norte, ex Tocantins**
- ✓ **MATOPI**
- ✓ **Nordeste, ex Maranhão e Piauí;**
- ✓ **Sudeste, ex Rio de Janeiro;**
- ✓ **Rio de Janeiro;**
- ✓ **Sul; e**
- ✓ **Centro-Oeste**

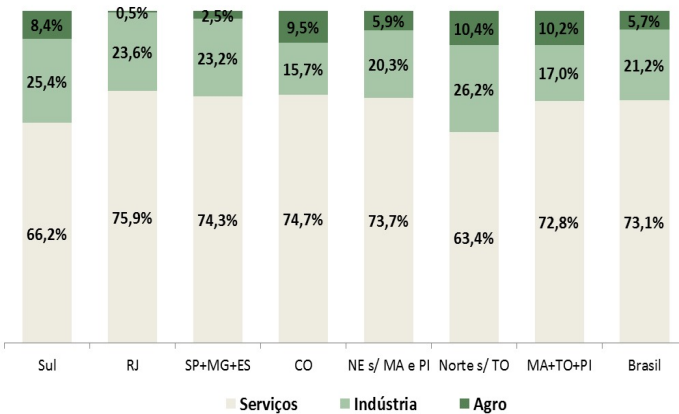
Matriz de correlação do consumo total dos estados

	RO	AC	AM	RR	PA	AP	TO	MA	PI	CE	RN	PB	PE	AL	SE	BA	MG	ES	RJ	SP	PR	SC	RS	MS	MT	GO	DF
RO	1.00	0.98	0.97	0.96	0.91	0.98	0.98	0.20	0.98	0.98	0.96	0.98	0.97	0.89	0.96	0.87	0.78	0.89	0.84	0.83	0.92	0.96	0.89	0.98	0.99	0.98	0.95
AC	0.98	1.00	0.94	0.99	0.93	0.99	0.99	0.10	0.99	0.97	0.95	0.97	0.96	0.88	0.93	0.85	0.75	0.84	0.81	0.78	0.90	0.94	0.87	0.97	0.99	0.98	0.91
AM	0.97	0.94	1.00	0.92	0.96	0.97	0.94	0.36	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.97	1.00	0.96	0.89	0.97	0.94	0.92	0.98	0.99	0.97	0.99	0.97	0.99	0.99
RR	0.96	0.99	0.92	1.00	0.90	0.97	1.00	-0.01	0.99	0.95	0.93	0.95	0.94	0.85	0.90	0.81	0.69	0.80	0.77	0.72	0.86	0.91	0.83	0.95	0.98	0.96	0.88
PA	0.91	0.93	0.96	0.90	1.00	0.96	0.92	0.36	0.93	0.97	0.98	0.97	0.98	0.97	0.96	0.97	0.92	0.94	0.95	0.92	0.98	0.98	0.97	0.97	0.95	0.97	0.96
AP	0.98	0.99	0.97	0.97	0.96	1.00	0.99	0.20	0.99	0.99	0.98	0.99	0.99	0.93	0.97	0.91	0.82	0.90	0.87	0.85	0.94	0.97	0.92	0.99	0.99	0.99	0.96
TO	0.98	0.99	0.94	1.00	0.92	0.99	1.00	0.06	1.00	0.97	0.95	0.96	0.96	0.87	0.92	0.84	0.73	0.83	0.80	0.76	0.89	0.93	0.86	0.97	0.99	0.97	0.91
MA	0.20	0.10	0.36	-0.01	0.36	0.20	0.06	1.00	0.09	0.29	0.35	0.31	0.33	0.44	0.42	0.52	0.67	0.55	0.57	0.67	0.48	0.39	0.53	0.27	0.18	0.26	0.45
PI	0.98	0.99	0.95	0.99	0.93	0.99	1.00	0.09	1.00	0.98	0.96	0.97	0.96	0.89	0.94	0.86	0.76	0.86	0.82	0.79	0.90	0.95	0.88	0.98	0.99	0.98	0.92
CE	0.98	0.97	0.99	0.95	0.97	0.99	0.97	0.29	0.98	1.00	0.99	1.00	0.99	0.95	0.98	0.94	0.87	0.94	0.91	0.89	0.97	0.99	0.95	0.99	0.99	1.00	0.98
RN	0.96	0.95	0.99	0.93	0.98	0.98	0.95	0.35	0.96	0.99	1.00	1.00	1.00	0.97	0.99	0.97	0.90	0.96	0.94	0.92	0.98	0.99	0.97	0.99	0.98	0.99	0.98
PB	0.98	0.97	0.99	0.95	0.97	0.99	0.96	0.31	0.97	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.99	0.95	0.87	0.94	0.92	0.90	0.97	0.99	0.96	0.99	0.99	1.00	0.98
PE	0.97	0.96	0.99	0.94	0.98	0.99	0.96	0.33	0.96	0.99	1.00	1.00	1.00	0.97	0.99	0.96	0.89	0.95	0.94	0.92	0.98	0.99	0.97	0.99	0.98	0.99	0.98
AL	0.89	0.88	0.97	0.85	0.97	0.93	0.87	0.44	0.89	0.95	0.97	0.96	0.97	1.00	0.96	0.99	0.95	0.97	0.98	0.95	0.98	0.97	0.98	0.96	0.92	0.95	0.96
SE	0.96	0.93	1.00	0.90	0.96	0.97	0.92	0.42	0.94	0.98	0.99	0.99	0.99	0.96	1.00	0.96	0.91	0.97	0.95	0.94	0.98	0.99	0.97	0.98	0.96	0.98	1.00
BA	0.87	0.85	0.96	0.81	0.97	0.91	0.84	0.52	0.86	0.94	0.97	0.95	0.96	0.99	0.96	1.00	0.97	0.98	0.99	0.98	0.99	0.97	0.99	0.94	0.90	0.93	0.96
MG	0.78	0.75	0.89	0.69	0.92	0.82	0.73	0.67	0.76	0.87	0.90	0.87	0.89	0.95	0.91	0.97	1.00	0.96	0.98	0.99	0.95	0.92	0.97	0.86	0.80	0.85	0.91
ES	0.89	0.84	0.97	0.80	0.94	0.90	0.83	0.55	0.86	0.94	0.96	0.94	0.95	0.97	0.97	0.98	0.96	1.00	0.98	0.98	0.98	0.96	0.98	0.93	0.89	0.93	0.97
RJ	0.84	0.81	0.94	0.77	0.95	0.87	0.80	0.57	0.82	0.91	0.94	0.92	0.94	0.98	0.95	0.99	0.98	0.98	1.00	0.98	0.98	0.95	0.99	0.91	0.86	0.90	0.95
SP	0.83	0.78	0.92	0.72	0.92	0.85	0.76	0.67	0.79	0.89	0.92	0.90	0.92	0.95	0.94	0.98	0.99	0.98	0.98	1.00	0.97	0.94	0.98	0.89	0.84	0.88	0.95
PR	0.92	0.90	0.98	0.86	0.98	0.94	0.89	0.48	0.90	0.97	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.99	0.95	0.98	0.98	0.97	1.00	0.99	1.00	0.97	0.94	0.96	0.98
SC	0.96	0.94	0.99	0.91	0.98	0.97	0.93	0.39	0.95	0.99	0.99	0.99	0.99	0.97	0.99	0.97	0.92	0.96	0.95	0.94	0.99	1.00	0.98	0.99	0.97	0.99	0.98
RS	0.89	0.87	0.97	0.83	0.97	0.92	0.86	0.53	0.88	0.95	0.97	0.96	0.97	0.98	0.97	0.99	0.97	0.98	0.99	0.98	1.00	0.98	1.00	0.95	0.91	0.94	0.98
MS	0.98	0.97	0.99	0.95	0.97	0.99	0.97	0.27	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.96	0.98	0.94	0.86	0.93	0.91	0.89	0.97	0.99	0.95	1.00	0.99	1.00	0.97
MT	0.99	0.99	0.97	0.98	0.95	0.99	0.99	0.18	0.99	0.99	0.98	0.99	0.98	0.92	0.96	0.90	0.80	0.89	0.86	0.84	0.94	0.97	0.91	0.99	1.00	0.99	0.95
GO	0.98	0.98	0.99	0.96	0.97	0.99	0.97	0.26	0.98	1.00	0.99	1.00	0.99	0.95	0.98	0.93	0.85	0.93	0.90	0.88	0.96	0.99	0.94	1.00	0.99	1.00	0.97
DF	0.95	0.91	0.99	0.88	0.96	0.96	0.91	0.45	0.92	0.98	0.98	0.98	0.98	0.96	1.00	0.96	0.91	0.97	0.95	0.95	0.98	0.98	0.98	0.97	0.95	0.97	1.00

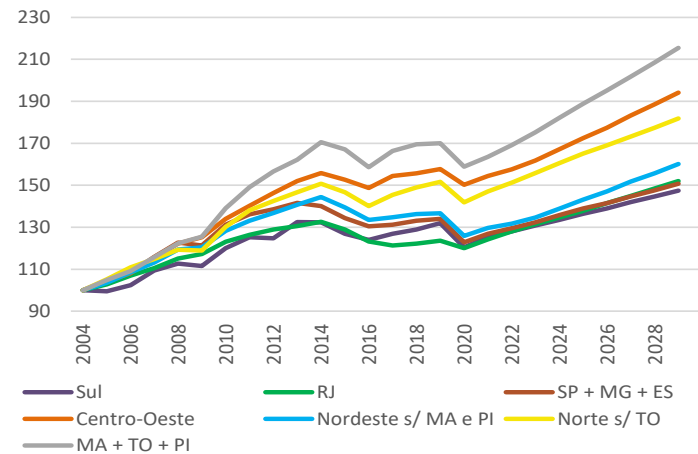
Cenários para carga de energia – regionalização das projeções econômicas

- O segundo passo foi a regionalização das projeções → **definição da dinâmica econômica das 7 regiões delimitadas:**
 - ✓ **Abordagem bottom-up** → especializações regionais + grandes projetos de investimento + demografia;
 - ✓ 26 segmentos da indústria + 21 indicadores agropecuários + 10 aberturas do PIB de serviços;
 - ✓ **Consistência com cenário macro é garantida.**
- Especificidades regionais condicionam tanto a dinâmica da demanda quanto o padrão da demanda horossazonal.

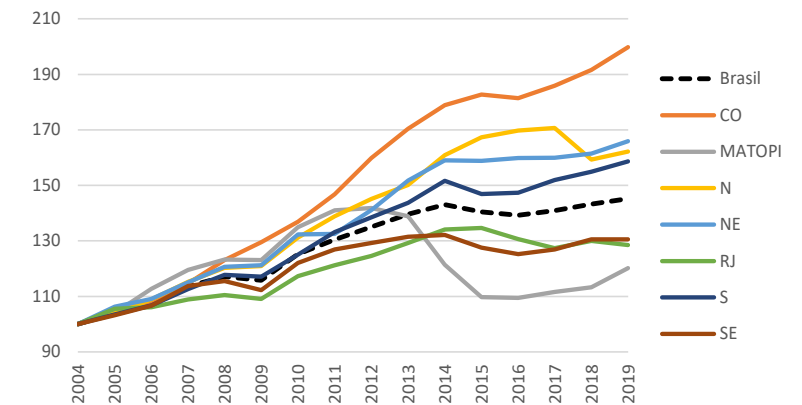
Participação das atividades no PIB – Brasil e regiões



PIB real regional (índice: base 100=2003)



Consumo de eletricidade por região (índice: base 100=2004)



Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Cenários para carga de energia – modelagem e projeção

- A terceira etapa correspondeu à **modelagem, para cada região, do consumo de energia de cada classe.**
- Técnica empregada foi a **modelagem econométrica** → busca **estabelecer relações estatisticamente válidas entre o comportamento da carga/consumo e o comportamento de outras variáveis, ditas explicativas** (a partir de hipóteses teóricas a respeito da causalidade entre variáveis).

Método envolve cinco passos:

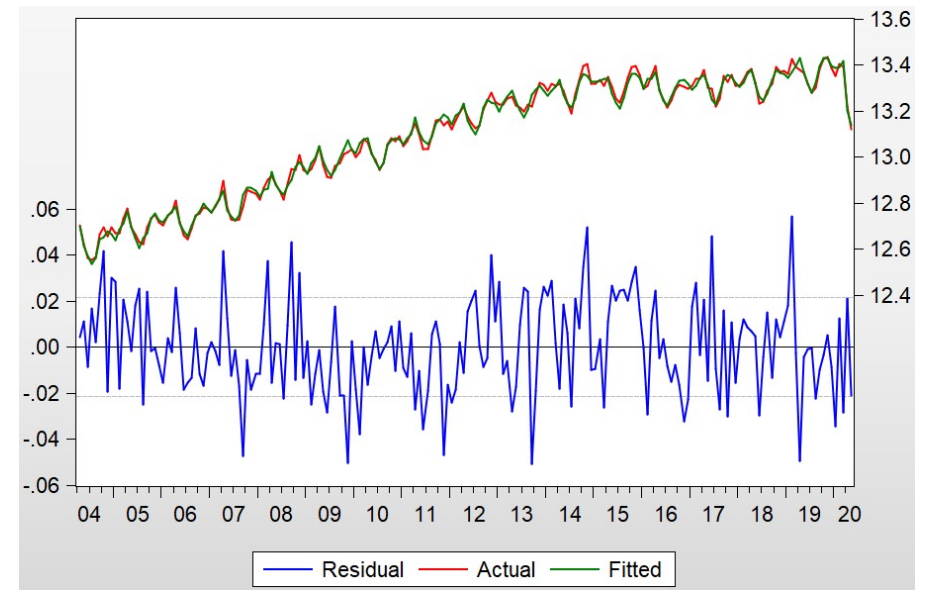
- Especificação das equações** (definição das variáveis explicativas da carga e da forma funcional);
- Construção do **banco de dados**;
- Estimação dos parâmetros** de cada variável presente nos modelos (com base nas séries históricas observadas);
- Verificação** (teste estatístico da validade dos modelos/parâmetros obtidos); e
- Previsão** (projeção da carga a partir do modelo estimado e das projeções para as variáveis explicativas).

Equação estimada para consumo comercial do CO

Dependent Variable: LOG(CONS_COMERCIAL_EPE)
 Method: Least Squares
 Date: 11/05/20 Time: 15:30
 Sample (adjusted): 2004M04 2020M05
 Included observations: 194 after adjustments

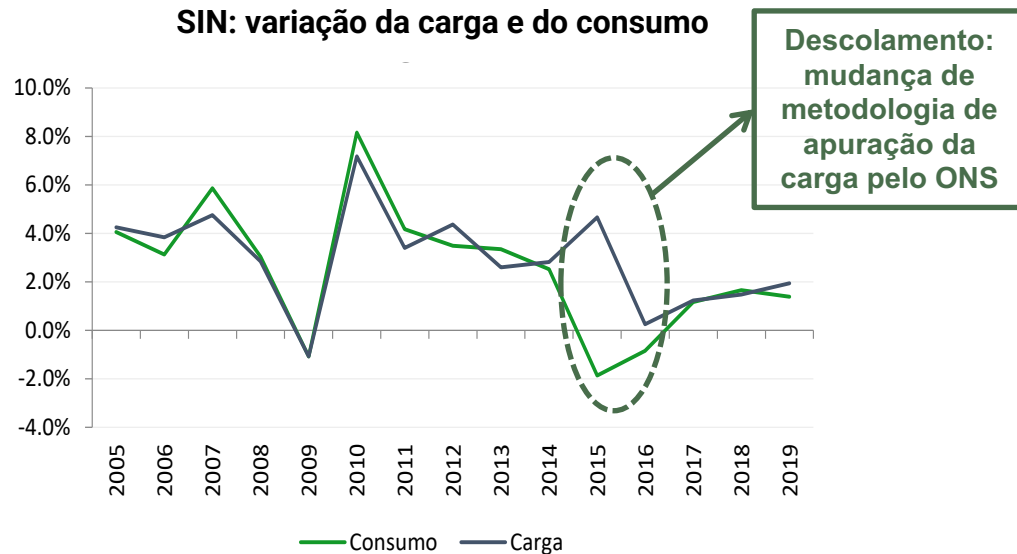
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-3.532921	4.412327	-0.800693	0.4244
LOG(TARIFA_COMERCIAL)	-0.082728	0.023471	-3.524628	0.0005
LOG(AGRO(-2))	0.074301	0.022673	3.277013	0.0013
LOG(MASSA(-15))	0.498275	0.055453	8.985507	0.0000
LOG(CONSUMIDORES_EPE_COMERC)	0.280595	0.072182	3.887335	0.0001
LOG(POPULACAO)	0.867035	0.142572	6.081366	0.0000
LOG(TEMPERATURA)	-8.386835	2.598987	-3.226963	0.0015
LOG(TEMPERATURA)^2	1.360155	0.407722	3.335983	0.0010
@SEAS(1)	-0.035512	0.007900	-4.494912	0.0000
@SEAS(2)	0.002233	0.007898	0.282775	0.7777
@SEAS(3)	-0.020032	0.014775	-1.355860	0.1769
@SEAS(4)	-0.064827	0.036181	-1.791731	0.0749
@SEAS(5)	-0.105174	0.037466	-2.807226	0.0056
@SEAS(6)	-0.090711	0.023418	-3.873502	0.0002
@SEAS(7)	-0.074516	0.014593	-5.106193	0.0000
@SEAS(8)	-0.082304	0.018528	-4.442246	0.0000
@SEAS(9)	-0.096905	0.028660	-3.381175	0.0009
@SEAS(10)	-0.033595	0.014346	-2.341782	0.0203
@SEAS(11)	0.021299	0.007672	2.776225	0.0061
D_ABR_MAI	-0.234419	0.016556	-14.15937	0.0000

R-squared	0.993256	Mean dependent var	13.09035
Adjusted R-squared	0.992520	S.D. dependent var	0.249906
S.E. of regression	0.021614	Akaike info criterion	-4.733586
Sum squared resid	0.081285	Schwarz criterion	-4.396694
Log likelihood	479.1579	Hannan-Quinn criter.	-4.597169
F-statistic	1348.828	Durbin-Watson stat	1.715085
Prob(F-statistic)	0.000000		



Cenários para carga de energia – modelagem e projeção

- O dado modelado foi o do consumo de energia, cuja variação é uma boa **proxy** para comportamento da carga.
 - ✓ Ausência de dados estaduais para a carga de energia.
 - ✓ Dados de consumo abertos por classe de consumo → permite melhor incorporar impactos das tecnologias disruptivas.



Relação das variáveis dependentes modeladas/projetadas

Dependentes	Descrição	Fonte
Consumo de eletricidade - comercial	Consumo comercial de energia elétrica por estado divulgado pela EPE.	EPE
Consumo de eletricidade - residencial	Consumo residencial de energia elétrica por estado divulgado pela EPE.	EPE
Consumo de eletricidade - industrial	Consumo industrial de energia elétrica por estado divulgado pela EPE.	EPE
Consumo de eletricidade - rural	Consumo Rural de energia elétrica, calculado a partir do consumo da classe Outros, divulgado pela EPE, ponderado pela participação do consumo da classe Rural declarado pelas distribuidoras à Aneel, relativamente à soma do consumo das classes Rural e Outros declarado pelas distribuidoras à ANEEL. Engloba: Consumo Rural, Consumo Rural Aquicultor e Consumo Rural Irrigante.	EPE e ANEEL
Consumo de eletricidade - outros	Consumo de energia elétrica da classe "Outros", calculado a partir do consumo da classe Outros, divulgado pela EPE, ponderado pela participação do consumo dos "Outros Consumidores" declarado pelas distribuidoras à Aneel, relativamente à soma do consumo das classes Rural e Outros declarado pelas distribuidoras à ANEEL. Engloba: Consumo Próprio, Iluminação Pública, Poder Público, Serviço Público (água, esgoto e saneamento) e Serviço Público (tração elétrica).	EPE e ANEEL

Cenários para carga de energia – modelagem e projeção

- No processo de modelagem, **testamos diversas variáveis explicativas** do consumo das cinco classes.
- **As variáveis empregadas nos modelos finais estão descritas abaixo.**

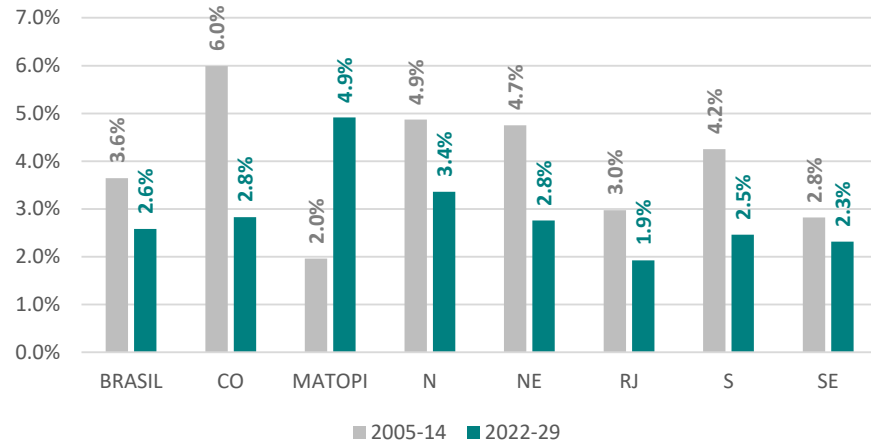
Relação das variáveis explicativas empregadas na modelagem do consumo e eletricidade

Explicativas	Massa Real Habitual do Trabalho	Massa de rendimento de todos os trabalhos, habitualmente recebida por mês, pelas pessoas ocupadas.	PNAD - IBGE
	Índice de Mobilidade	Dados de tendências de deslocamento ao longo do tempo por região e em diferentes categorias de locais, como varejo e lazer, mercados e farmácias, parques, estações de transporte público, locais de trabalho e áreas residenciais.	Google
	Domicílios	Número de domicílios totais.	PNAD - IBGE
	Temperatura	Temperaturas médias de cada uma das sete regiões, elaboradas com base em uma amostra de 137 localidades.	Somar Meteorologia
	Pluviometria	Pluviometria de cada uma das sete regiões, elaborada com base em uma amostra de 137 localidades.	Somar Meteorologia
	Pesquisa Mensal do Comércio - PMC	Volume de vendas do comércio varejista restrito (exclui veículos e materiais de construção).	PMC - IBGE
	Pesquisa Industrial Mensal - PIM*	Produção Física Industrial com informações da Pesquisa Industrial Mensal do IBGE, incluindo aberturas por atividade.	PIM - IBGE
	PIM - transformação	Produção física da indústria de transformação.	PIM - IBGE
	PIM - extrativa	Produção física da indústria extrativa.	PIM - IBGE
	Produção Agropecuária	Produção agropecuária mensal construída a partir de informações do IBGE e de fatores de sazonalidade gerados pela Tendências. Também se considera a participação de cada cultura na renda agrícola total de cada região, bem como a sazonalidade específica da colheita durante o ano. A sazonalidade da pecuária também é considerada, neste caso com base na Pesquisa Trimestral de Abates do IBGE.	IBGE
	Número de consumidores	Número de unidades consumidoras reportado pelas distribuidoras de energia elétrica.	ANEEL e EPE
	Tarifa média de fornecimento com impostos	Tarifa média de fornecimento de energia elétrica declarada pelas distribuidoras. Dados deflacionados pelo IPCA.	ANEEL
	Preço de Liquidação das Diferenças - PLD	Parâmetro de curto prazo para negociação no mercado livre. Dados deflacionados pelo IPCA.	CCEE
Preço óleo combustível	Preço do óleo combustível A1 praticado pelas refinarias e importadores. Dados deflacionados pelo IPCA.	ANP	

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

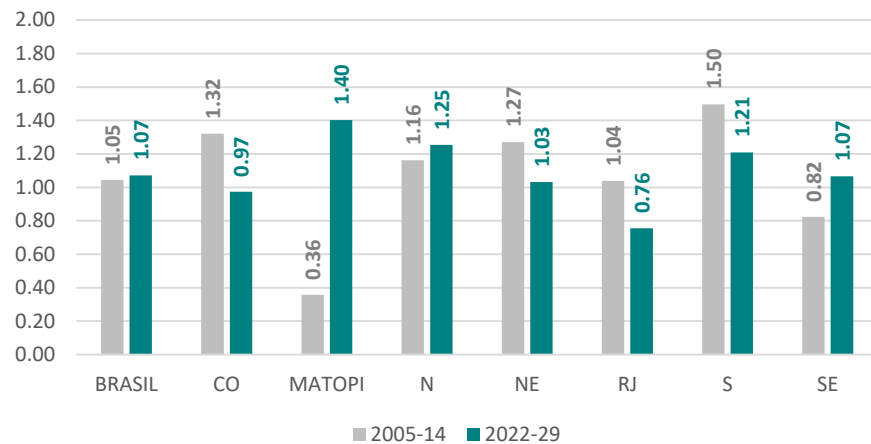
Cenários para carga de energia - destaques

Expansão da carga: Brasil e regiões



- ❑ Nos próximos anos, carga de energia elétrica deverá **crescer em ritmo menos intenso** que nos dez anos entre 2005 e 2014.
- ❑ MATOPI, “Norte ex TO” e “NE ex PI e MA”, devem mostrar crescimentos do consumo **acima da média Brasil**.

Relação Carga x PIB

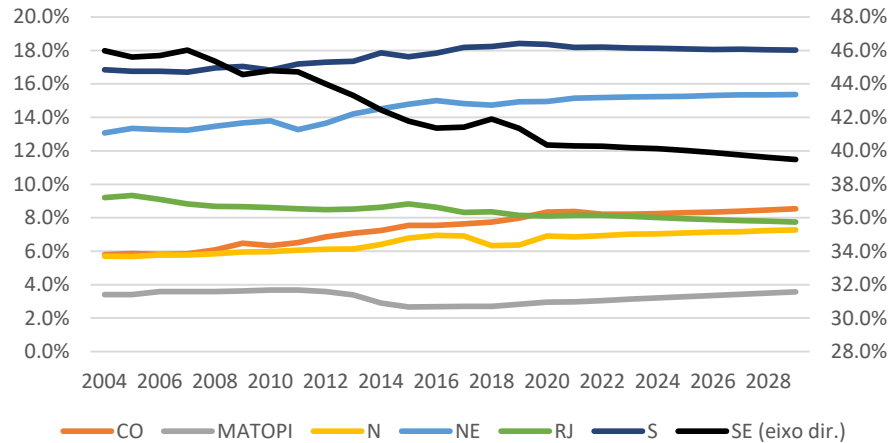


- ❑ **Relação carga x PIB Brasil**, em 2022-29, deve permanecer **relativamente estável** em relação ao período de 2005 a 2014 (ligeiramente acima de 1).

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

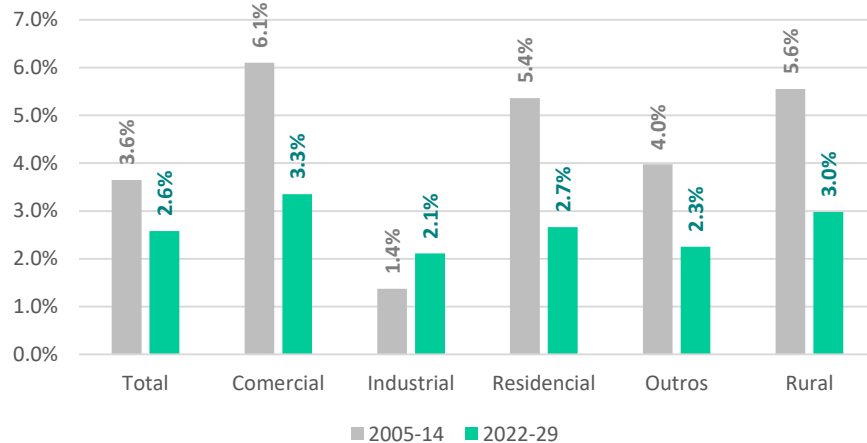
Cenários para carga de energia - destaques

Carga: evolução do share regional



- ❑ MATOPI, “Norte ex TO”, “NE ex PI e MA” e CO ganham participação.
- ❑ “Sudeste ex RJ” e RJ perdem participação.
- ❑ Sul permanece relativamente estável.

Consumo: evolução por classe

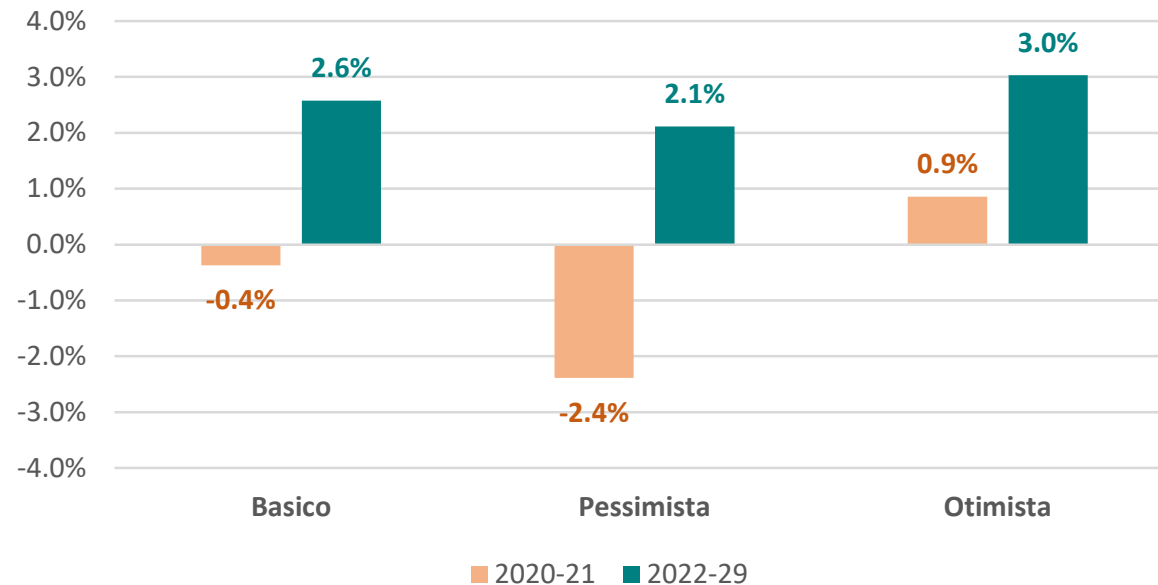


- ❑ **Crescimento do consumo entre as classes deve se dar de forma mais homogênea** do que o verificado entre 2005 a 2014.

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Cenários para carga de energia - destaques

Expansão da carga: Brasil e regiões



- ❑ No cenário **básico**, superada a crise, crescimento da carga converge para **+2,6% a.a.**
- ❑ No cenário **pessimista**, expansão da carga é menor, de **+2,1% a.a.**
- ❑ No **otimista**, consumo converge para **+3,0% .a.a.**

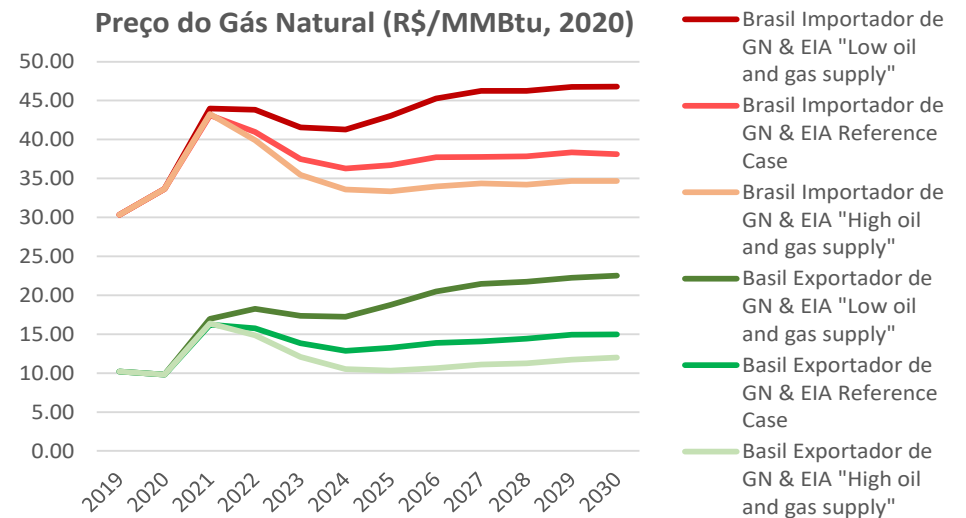
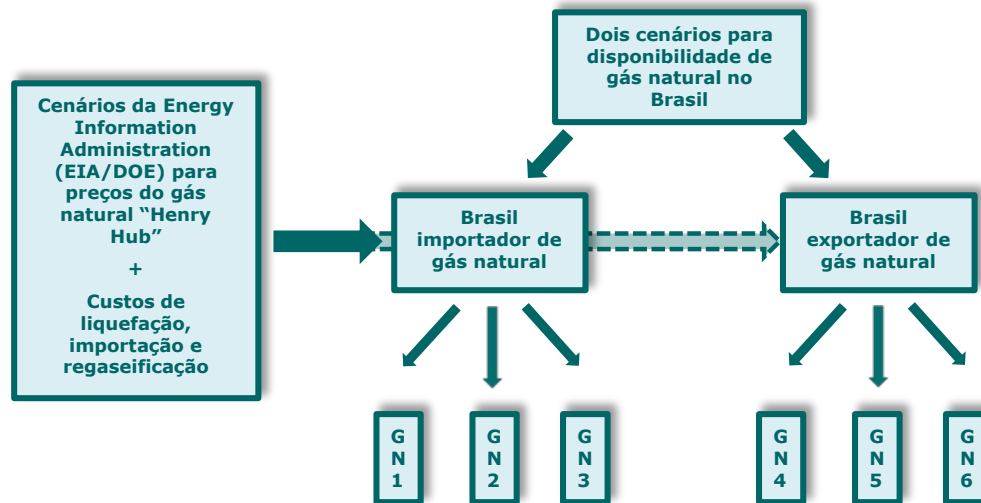
Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Cenários para preços de gás natural

- Incorporar **impactos do comércio de GNL e da oferta doméstica sobre a formação de preços no mercado local**
- Duas hipóteses:
 - ✓ **Brasil importador:** produtor doméstico cobra até a “paridade de importação” (custo marginal), correspondente aos preços do Henry Hub + custos de internação do produto. **Preços convergem para a paridade.**
 - ✓ **Brasil exportador:** produtor doméstico tem como custo de oportunidade o preço do produtor externo mais competitivo (por hipótese Henry Hub). Mesmo que o custo doméstico de extração seja inferior ao preço do Henry Hub, produtor local pode vender para o mercado externo a esse preço. Sob a hipótese de ampla oferta doméstica a baixos custos, **Henry Hub é o piso de preços.**

Cenários para preços do GNL

- ✓ Henry Hub: EIA – Annual Energy Outlook
- ✓ Custos de liquefação, importação e regaseificação



Seminário

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Impacto das Tecnologias Disruptivas e
Perfil Horossazonal da Carga

Daimon

Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horossazonal da Carga

OBJETIVO

Estudar os impactos de novas tecnologias nas curvas de carga dos consumidores de energia elétrica de todo o país.

Opções consideradas no escopo:

- veículos elétricos;
- mini e micro GD;
- tarifa branca;
- baterias.

Como avaliar os diferentes tipos de impactos em curvas de carga diante de diferentes premissas de adoção destas tecnologias entre:

- consumidores de baixa e média tensão;
- consumidores residenciais, comerciais, industriais e rurais;
- áreas de concessão e tarifas de energia elétrica;
- estados e suas especificidades econômicas e geográficas.

Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horossazonal da Carga

O CAMINHO ESCOLHIDO

Diante da dimensão do desafio, dados comuns a todas as distribuidoras do Brasil se fazem necessários para balizar o estudo desta pesquisa.

Eles existem? **Sim.**

Possuem atualização frequente? **Sim.**

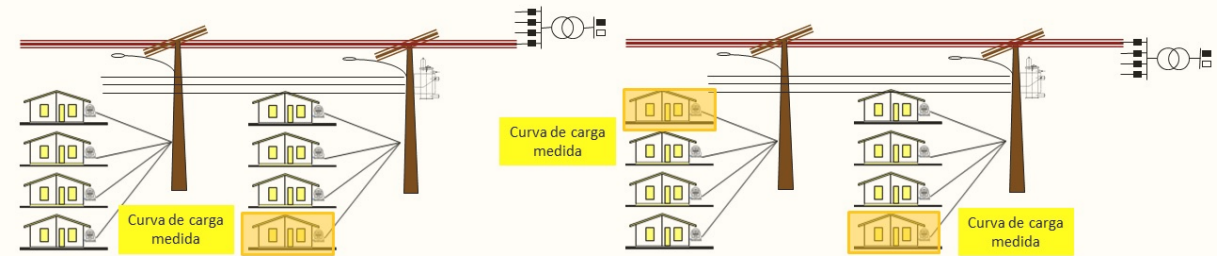
São capazes de representar os diferentes perfis de consumo de energia elétrica observados em cada uma das milhares de subestações de todas as distribuidoras do país? **Sim.**

Têm potencial para mensurar impactos de forma regionalizada? **Sim.**

Dados das campanhas de medidas das distribuidoras

Frequência de atualização: 4 anos, em média.

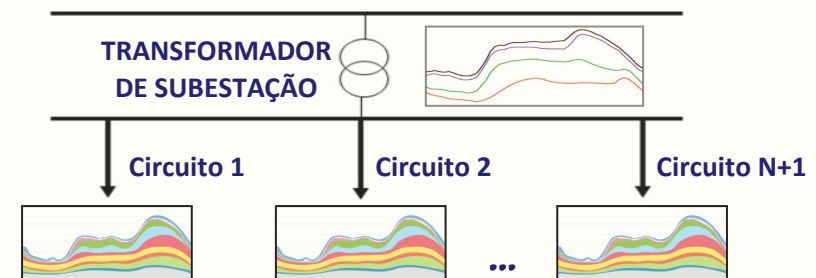
Do processo de Caracterização da Carga (obrigatoriedade regulatória) são obtidas medições em todos os transformadores de subestação e tipologias de carga representativas de todos os grupos de consumidores existentes.



Bases de dados geográficos das distribuidoras

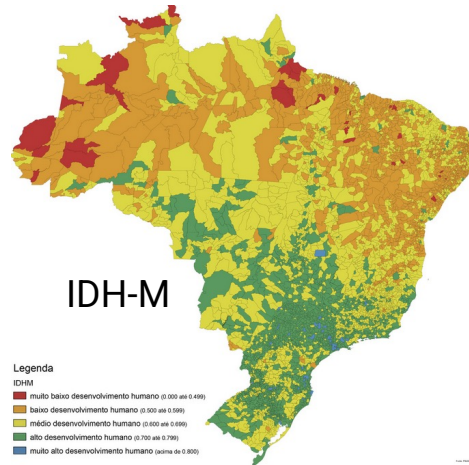
Frequência de atualização: anual.

Composição do mercado consumidor de energia elétrica de cada subestação.



Parametrização técnica e econômica regionalizada em todos os modelos: VE; GD-FV e Tarifa Branca.

Exemplo para VE



IDH-M

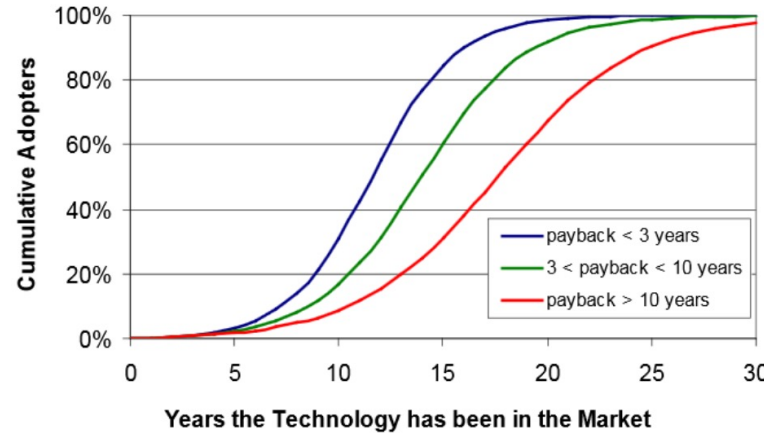
Legenda
IDHM
 muito baixo desenvolvimento humano (0,000 até 0,499)
 baixo desenvolvimento humano (0,500 até 0,599)
 médio desenvolvimento humano (0,600 até 0,699)
 alto desenvolvimento humano (0,700 até 0,799)
 muito alto desenvolvimento humano (acima de 0,800)

Descrição do parâmetro	Valor
TCO de referência para um veículo a combustão (R\$): TCO_VC	65.000,00
TCO de referência para um veículo elétrico (R\$): TCO_VE	140.000,00
Taxa anual de redução do TCO de um veículo a combustão	0%
Taxa anual de redução do TCO de um veículo elétrico	5%
Relação TCO_VE/TCO_VC que define a fronteira entre cenários de velocidade de inserção lenta e moderada	1,25
Relação TCO_VE/TCO_VC que define a fronteira entre cenários de velocidade de inserção moderada e acelerada	0,75
Coefficiente de inovação (p) para inserção lenta	0,005
Coefficiente de imitação (q) para inserção lenta	0,20
Coefficiente de inovação (p) para inserção moderada	0,010
Coefficiente de imitação (q) para inserção moderada	0,20
Coefficiente de inovação (p) para inserção acelerada	0,020
Coefficiente de imitação (q) para inserção acelerada	0,20

Exemplo para GD-FV

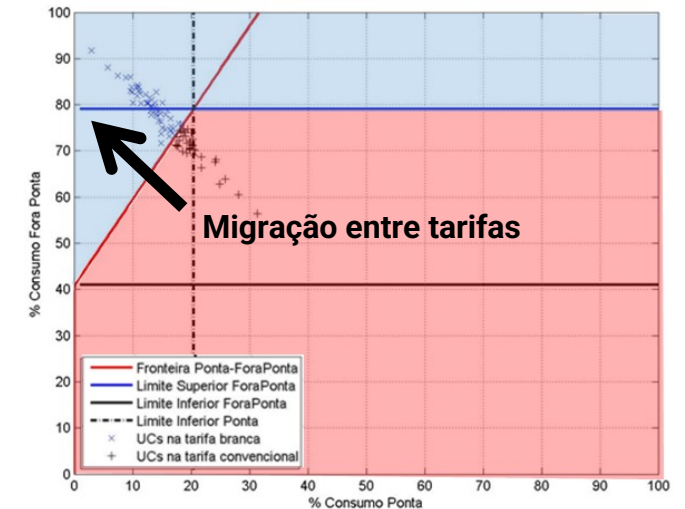
Descrição do parâmetro	Valor
Coefficiente de inovação (p) para <i>payback</i> superior a 10 anos	0,00075
Coefficiente de imitação (q) para <i>payback</i> superior a 10 anos	0,15
Coefficiente de inovação (p) para <i>payback</i> inferior a 10 anos	0,0015
Coefficiente de imitação (q) para <i>payback</i> inferior a 10 anos	0,30
Coefficiente de inovação (p) para <i>payback</i> inferior a 03 anos	0,002
Coefficiente de imitação (q) para <i>payback</i> inferior a 03 anos	0,40
Fator de capacidade	16,5%

Curva S



Exemplo para Tarifa Branca

CENÁRIOS DE VELOCIDADES DE INSERÇÃO		
LENTO	MODERADO	ACELERADO
Subgrupo B1 0,0015 p 0,3 q	Subgrupo B1 0,008 p 0,25 q	Subgrupo B1 0,05 p 0,15 q
Subgrupo B2 0,0015 p 0,3 q	Subgrupo B2 0,008 p 0,25 q	Subgrupo B2 0,05 p 0,15 q
Subgrupo B3 0,004 p 0,3 q	Subgrupo B3 0,015 p 0,25 q	Subgrupo B3 0,1 p 0,15 q



Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horossazonal da Carga

GD-FV

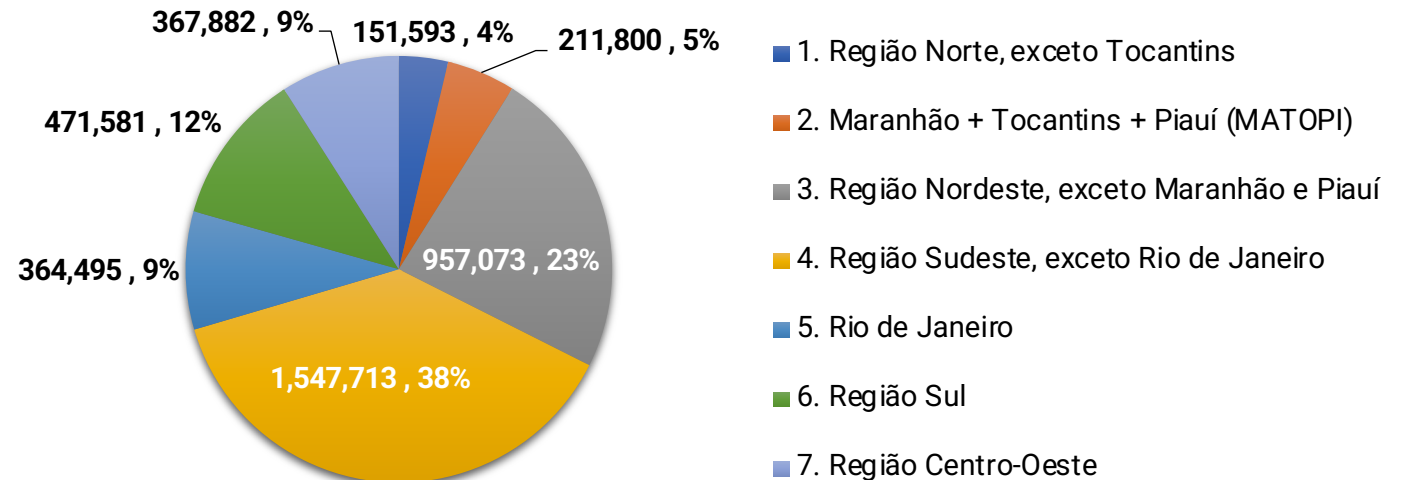
O modelo de concepção de cenários de adoção de GD-FV está fundamentado na definição de dezenas de parametrizações.

Além de dados próprios a cada área de concessão (como o mercado de energia elétrica por classe de consumo e nível de tensão), tarifas de energia elétrica (Tarifa Convencional e Tarifa Branca) e fator de capacidade da tecnologia de geração solar fotovoltaica, um conjunto complementar de dados técnicos e econômicos é considerado.

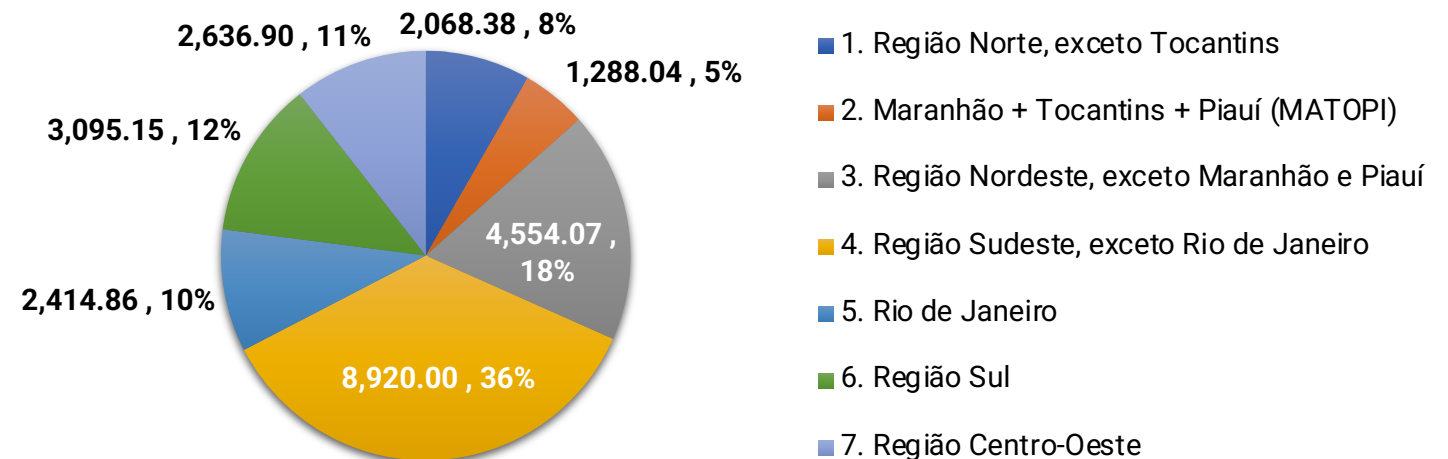
Diante da hipótese de **redução dos subsídios atuais para prossumidores** construiu-se um cenário cujo crescimento médio anual fosse mais atenuado que os últimos 5 anos via ajustes na curva S.

≈ 4 milhões de instalações em 2030
≈ 25 GWp de potência instalada em 2030

Número de instalações de GD-FV em 2030: média inserção



Potência instalada de GD-FV em 2030 (MWp): média inserção



Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horossazonal da Carga

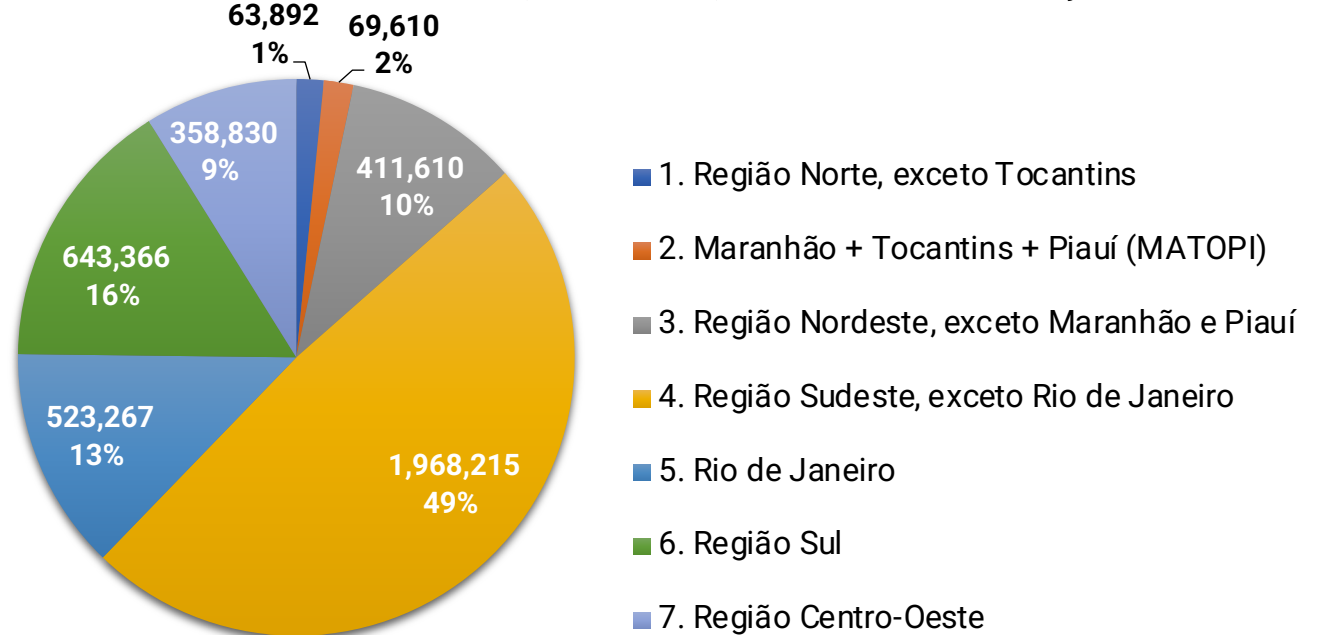
Veículos Elétricos

Apoiado em aspectos relativos ao custo total de propriedade (TCO), infraestrutura de recarga, e demais interseções que afetam uma visão de diferentes velocidades de penetração de veículos elétricos via curva S, assumiu-se uma taxa anual de redução do TCO compatível com um cenário de alta inserção (6%).

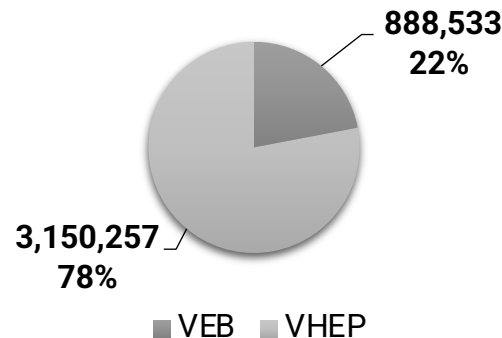
Dado recente: o mercado passou de 11.858 unidades em 2019 para 19.745 em 2020. Em dezembro/2020 foram 1.949 veículos vendidos – Fonte: ABVE, 2021.

≈ 4 milhões de veículos elétricos em 2030

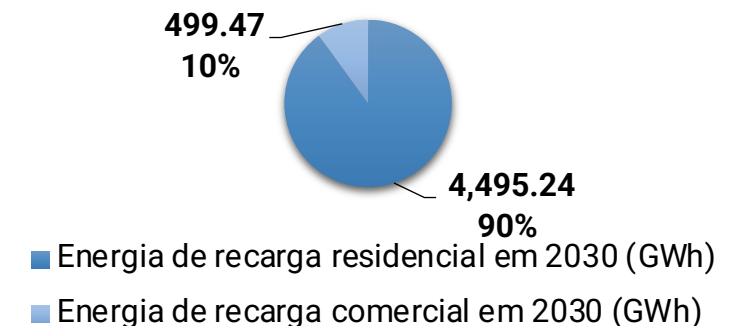
Número de veículos elétricos (VEB+VHEP) em 2030: alta inserção



Proporção de veículos elétricos em 41 distribuidoras: alta inserção



Proporção do mercado de recarga em 41 distribuidoras: alta inserção



Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horossazonal da Carga

Tarifa Branca

Até março de 2021 havia 57.601 consumidores optantes pela Tarifa Branca (ou 0,07% do total).

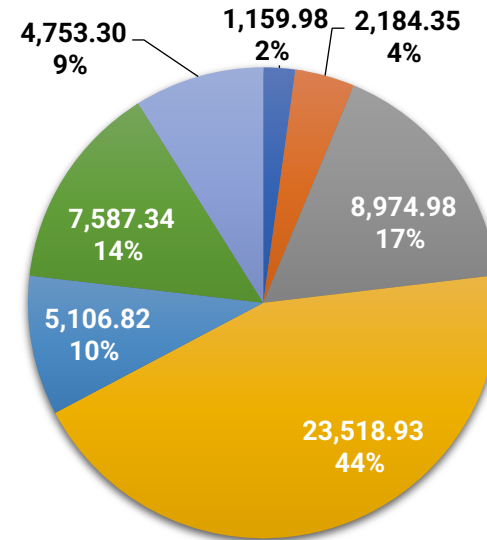
Como cenário, **considerou-se razoável uma parcela de 10% a 15% do total de consumidores em 2030 na Tarifa Branca**, embora espere-se que a grande maioria deles apenas faça sua adesão em decorrência do benefício econômico imediato, sem qualquer tipo de alteração do seu perfil de consumo.

Sendo assim, em torno de **14 milhões de consumidores** terão optado pela Tarifa Branca até 2030.

No Reino Unido, 13% dos consumidores já optaram por uma tarifação horária; na França, 50% (exemplos de países cuja escolha é opcional).

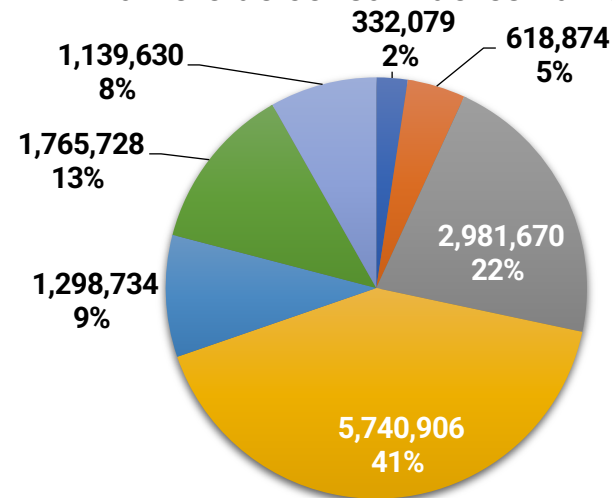
Fonte: <https://energyregulationquarterly.ca/articles/time-of-use-rates-an-international-perspectives>

Mercado de Tarifa Branca em 2030 (GWh): baixa adesão



1. Região Norte, exceto Tocantins
2. Maranhão + Tocantins + Piauí (MATOPI)
3. Região Nordeste, exceto Maranhão e Piauí
4. Região Sudeste, exceto Rio de Janeiro
5. Rio de Janeiro
6. Região Sul
7. Região Centro-Oeste

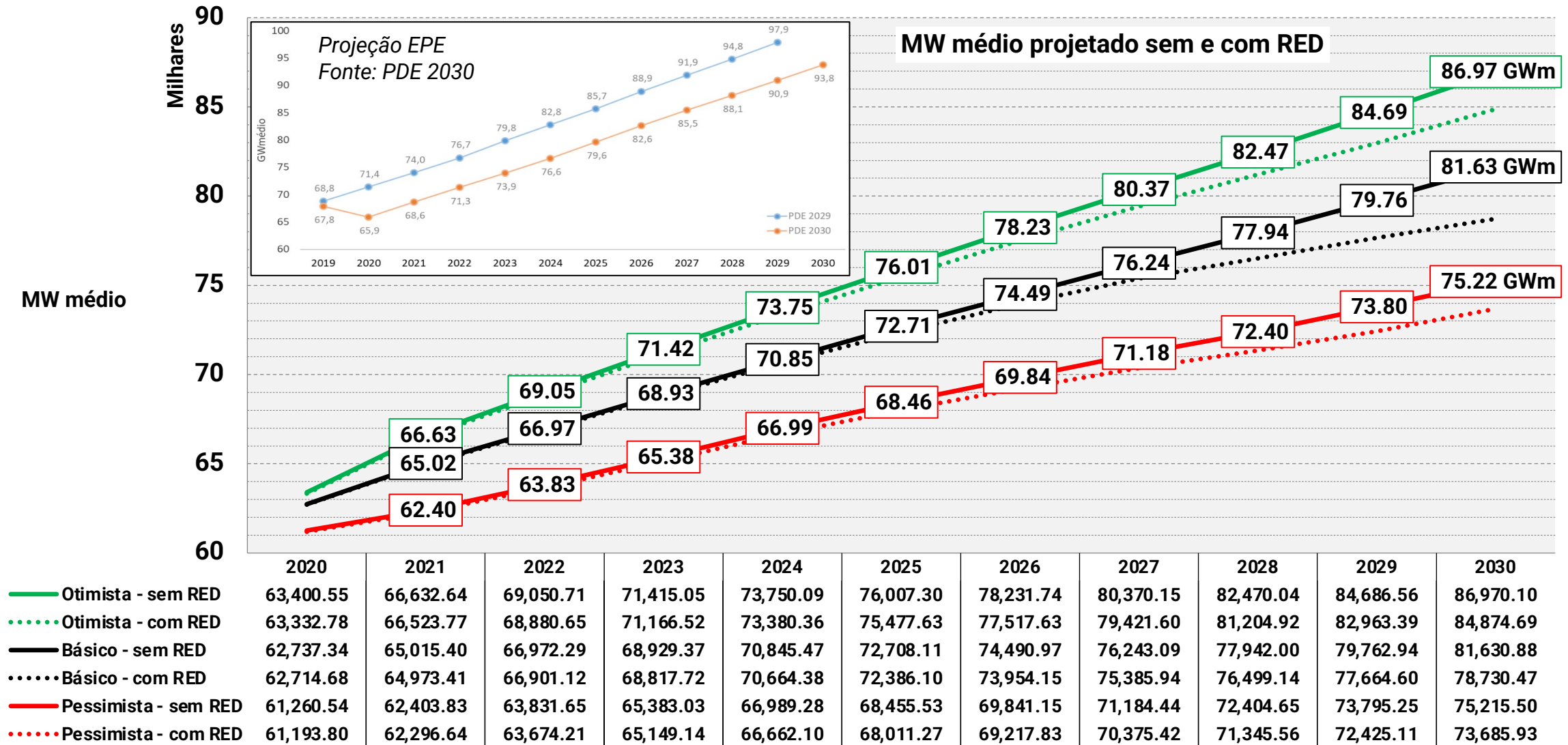
Número de consumidores na Tarifa Branca em 2030: baixa adesão



1. Região Norte, exceto Tocantins
2. Maranhão + Tocantins + Piauí (MATOPI)
3. Região Nordeste, exceto Maranhão e Piauí
4. Região Sudeste, exceto Rio de Janeiro
5. Rio de Janeiro
6. Região Sul
7. Região Centro-Oeste

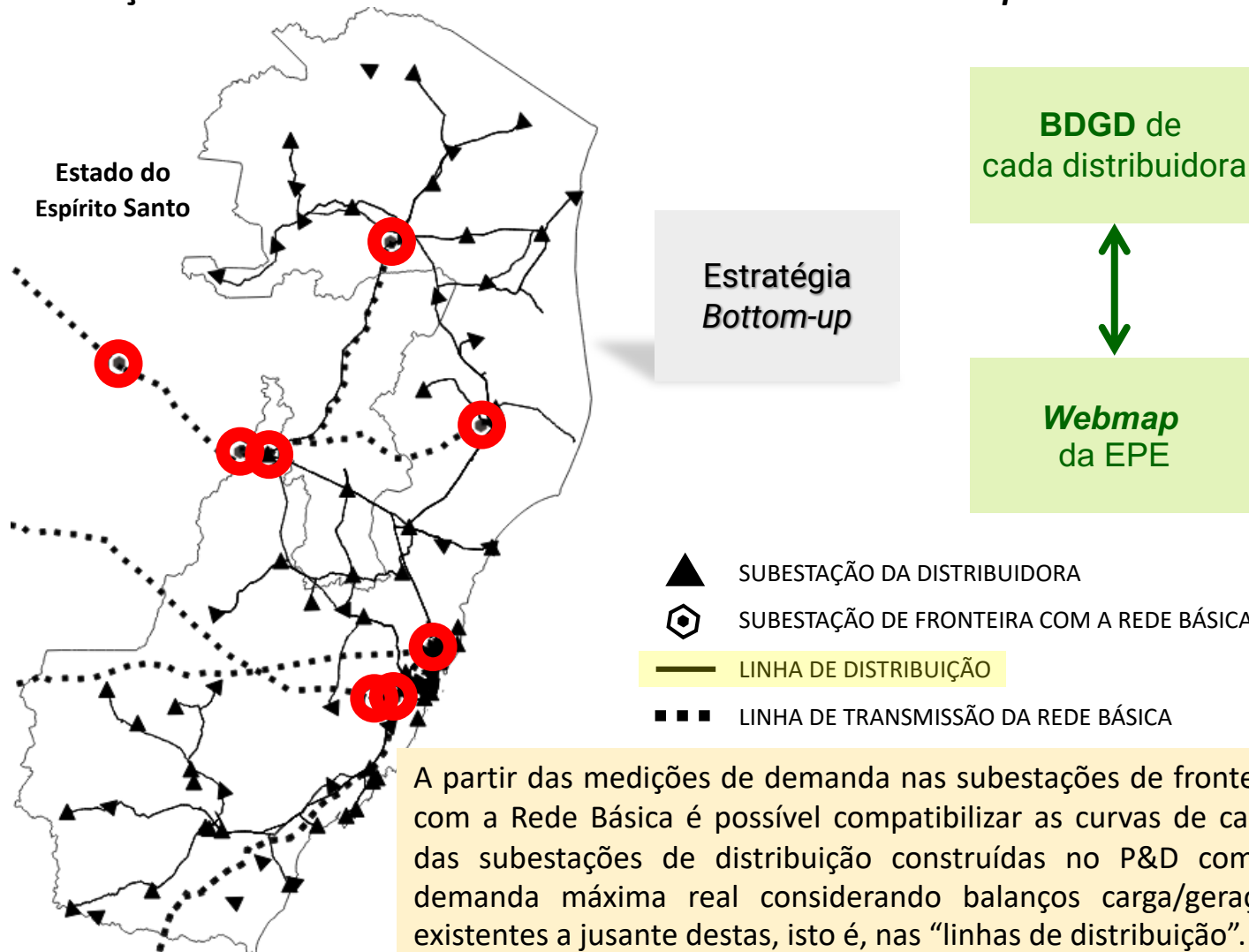
Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horossazonal da Carga

Resultados para os cenários Básico, Otimista e Pessimista combinados ou não com a inserção de RED.



Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horossazonal da Carga

A partir da topologia da rede de distribuição contida na BDGD busca-se a agregação de carga de cada subestação da distribuidora até as subestações da Rede Básica de Transmissão contidas no *Webmap* da EPE.



Na ausência das medições de demanda nas subestações de fronteira com a Rede Básica, utiliza-se a informação da medição consolidada por estado englobando as cargas de:

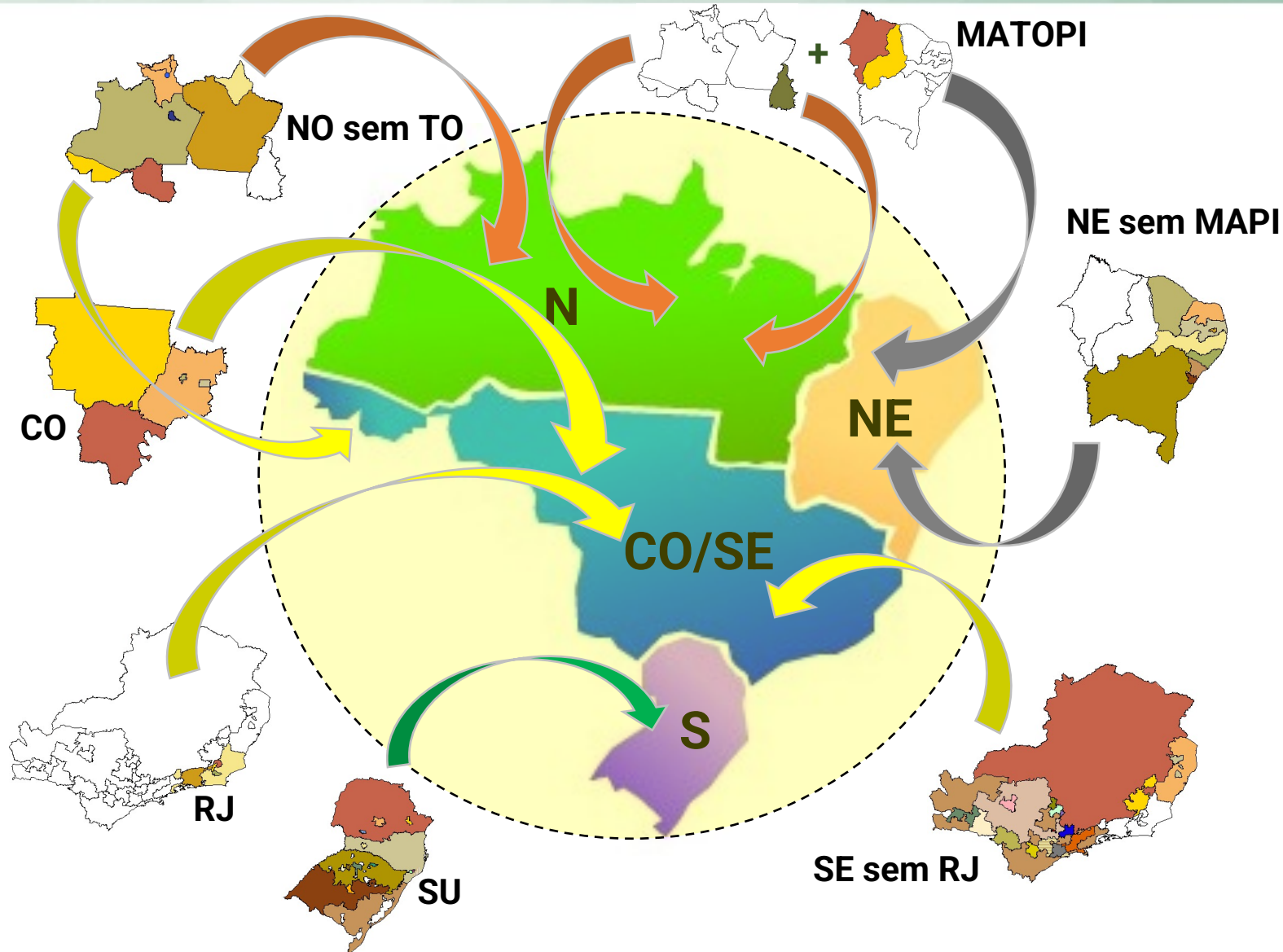
- Distribuidoras atuantes no Estado;
- Consumidores livres.

A compatibilização das curvas de carga das subestações de distribuição construídas no P&D é feita em dois passos:

- 1) Ajuste *bottom-up*: a partir da soma das curvas de carga das subestações com posterior ajuste de sazonalidade;
- 2) Ajuste *top-down*: rateio por ponto de fronteira com a Rede Básica de modo proporcional ao correspondente patamar de carga (leve, média e pesada) do referido Submercado.

Estratégia combinada Bottom-up / Top-down

Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horo sazonal da Carga



As curvas de carga ajustadas por Estado; SEM e COM impacto dos RED; e sazonalizadas; serão agregadas conforme a participação daquele Estado na composição de determinado Submercado (nos moldes do “deck Newave”).

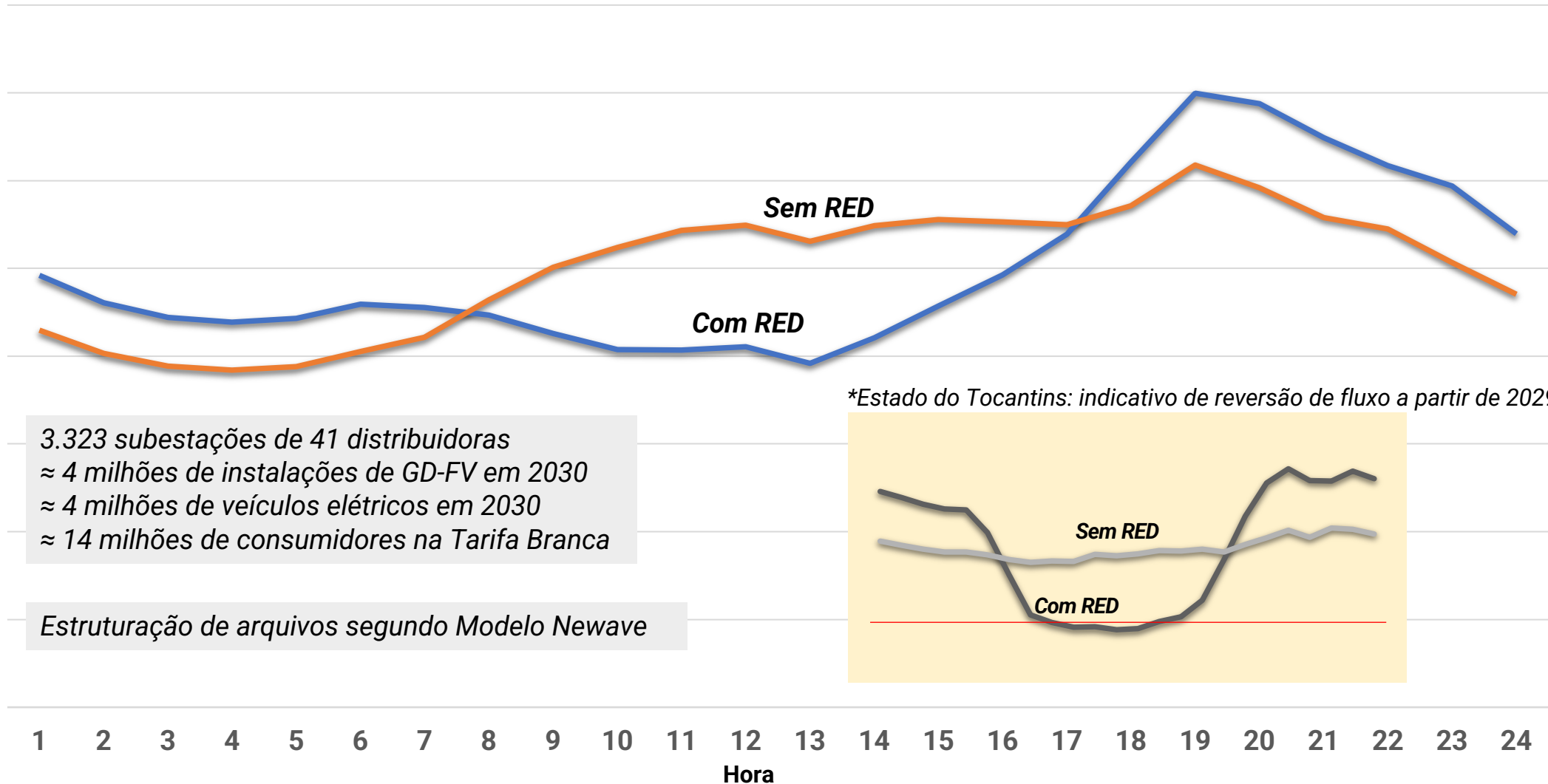
Estados onde não foi possível realizar o estudo completo de caracterização de curvas de carga (pela ausência parcial ou total de dados de distribuidoras) sofrerão uma redução da influência dos cenários de RED.

Estados totalmente influenciados terão sua curva de carga construída conforme dados de medição do ONS e não terão o impacto dos RED mapeados.

De posse das curvas de carga obtidas para cada Submercado será realizado um rateio por ponto de fronteira com a Rede Básica de modo proporcional ao correspondente patamar de carga (leve, média e pesada) do referido Submercado.

Impacto das Tecnologias Disruptivas e o Perfil Horossazonal da Carga

Alteração estimada do perfil de carga do SIN para 2030 (Cenário Básico)



3.323 subestações de 41 distribuidoras
≈ 4 milhões de instalações de GD-FV em 2030
≈ 4 milhões de veículos elétricos em 2030
≈ 14 milhões de consumidores na Tarifa Branca

Estruturação de arquivos segundo Modelo Newave

Seminário

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Modelagem

Prof. Dr. Secundino Soares Filho
Venidera Pesquisa e Desenvolvimento

Cadeia de Modelos ODIN (Otimização do Despacho Interligado Nacional)

ODIN-M

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

metas de geração mensal

ODIN-S

- Base semanal
- Horizonte mensal
- Usinas individualizadas
- Rede elétrica por fluxo CC
- Modelo não linear
- Otimização Determinística

metas de geração semanal

ODIN-H

- Base horária (meia-hora)
- Horizonte semanal
- Unidades geradoras e curvas-colina de rendimento
- *Unit commitment* hidráulico e térmico
- Rede elétrica por fluxo CC
- Modelo não linear inteiro misto

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

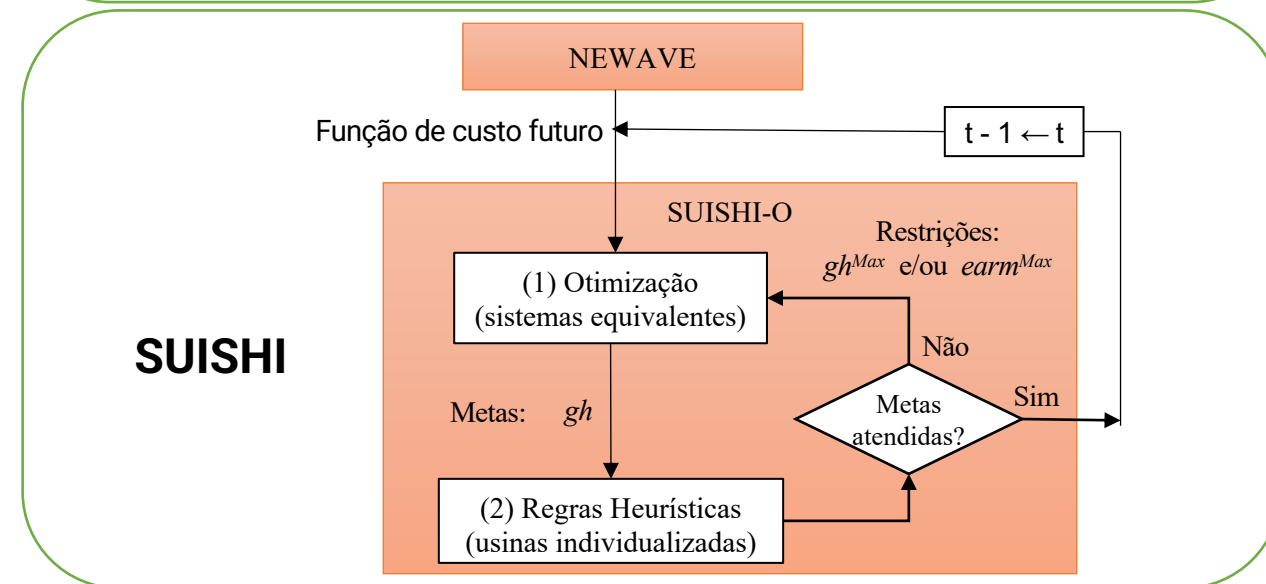
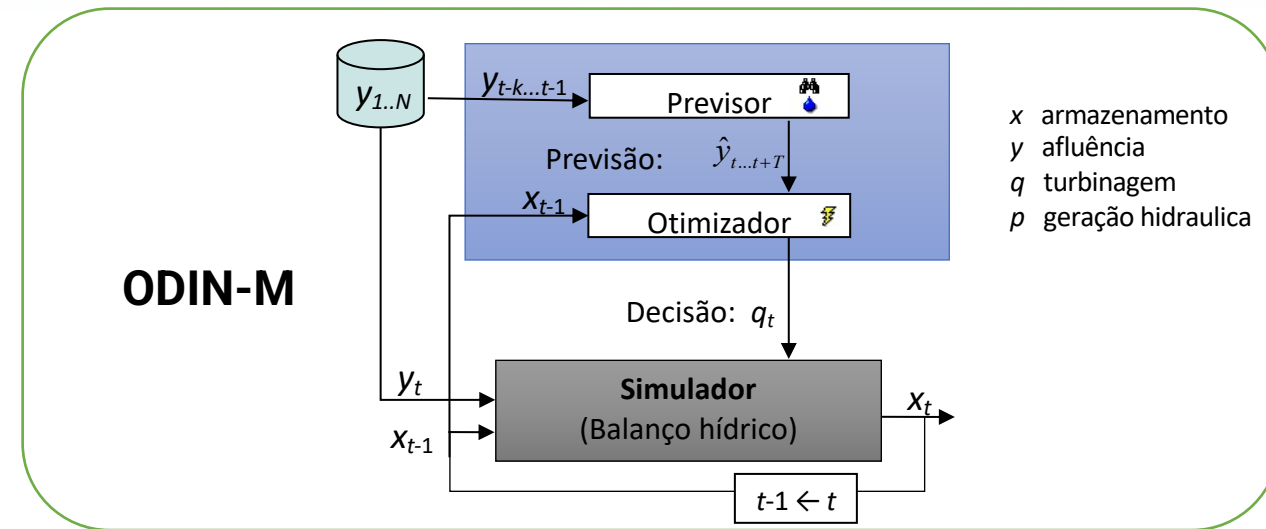
Comparação dos Modelos ODIN-M e SUISHI

Modelo ODIN-M (P&D Matriz Robusta)

- **Transmissão** por fluxo de potência CC
- Tomada de **decisão** em dois passos:
 - (1) Modelo de previsão de vazões
 - (2) Modelo de otimização não linear a usinas individualizadas

Modelo SUISHI (Oficial)

- **Transmissão** por modelo de transporte
- Tomada de **decisão** em dois passos:
 - (1) Modelo de otimização linear por partes a sistemas equivalentes interligados determina as metas de geração hidrelétrica por subsistema usando as funções de custo futuro do NEWAVE
 - (2) Regras heurísticas desagregam a geração dos subsistemas entre a usinas individualizadas baseada em operação em paralelo dos reservatórios

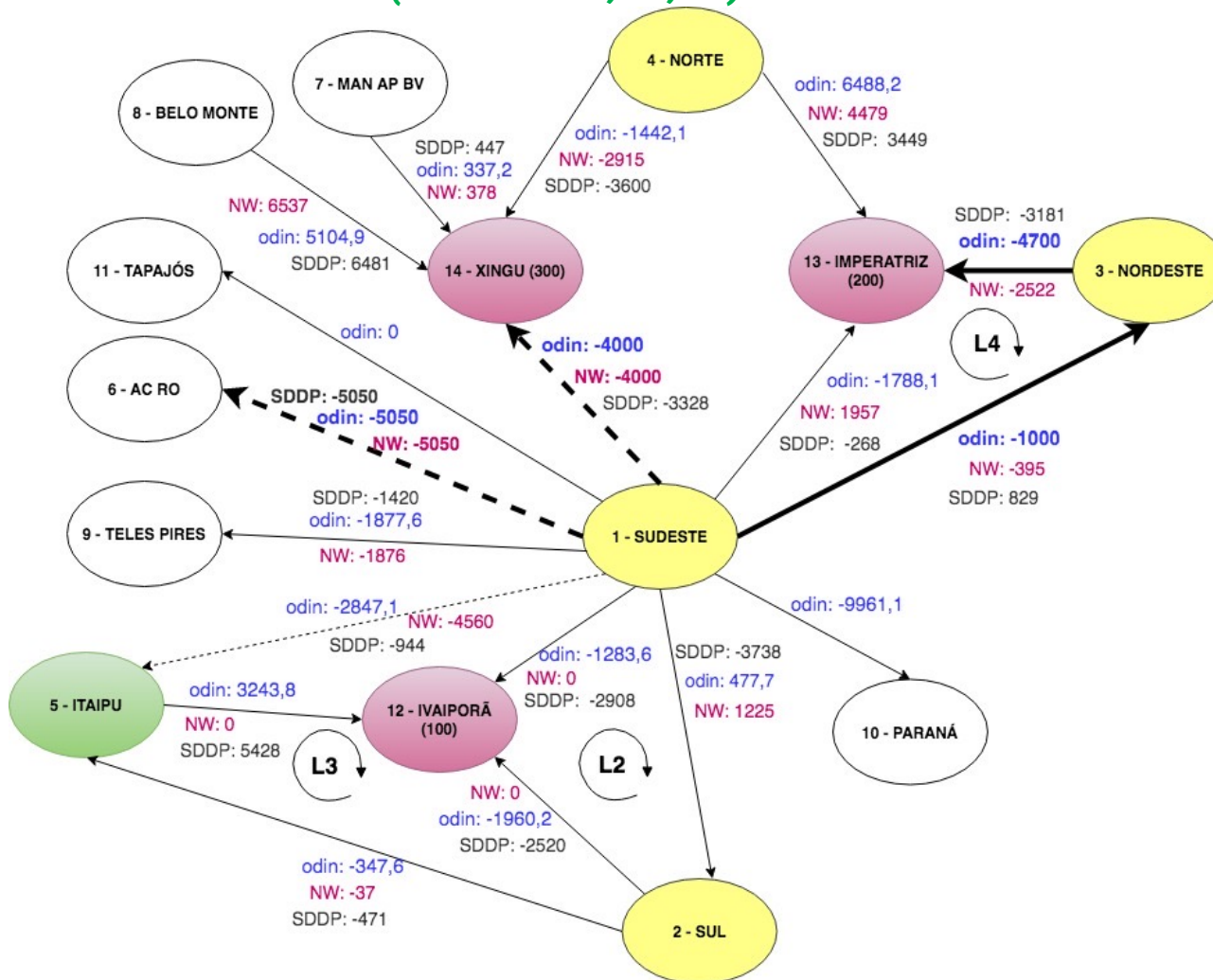


Elaboração: Prof. Dr. Secundino Soares Filho

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Laços da Rede Equivalente do SIN

SEGUNDA LEI DE KIRCHHOFF (malhas L2,L3,L4)



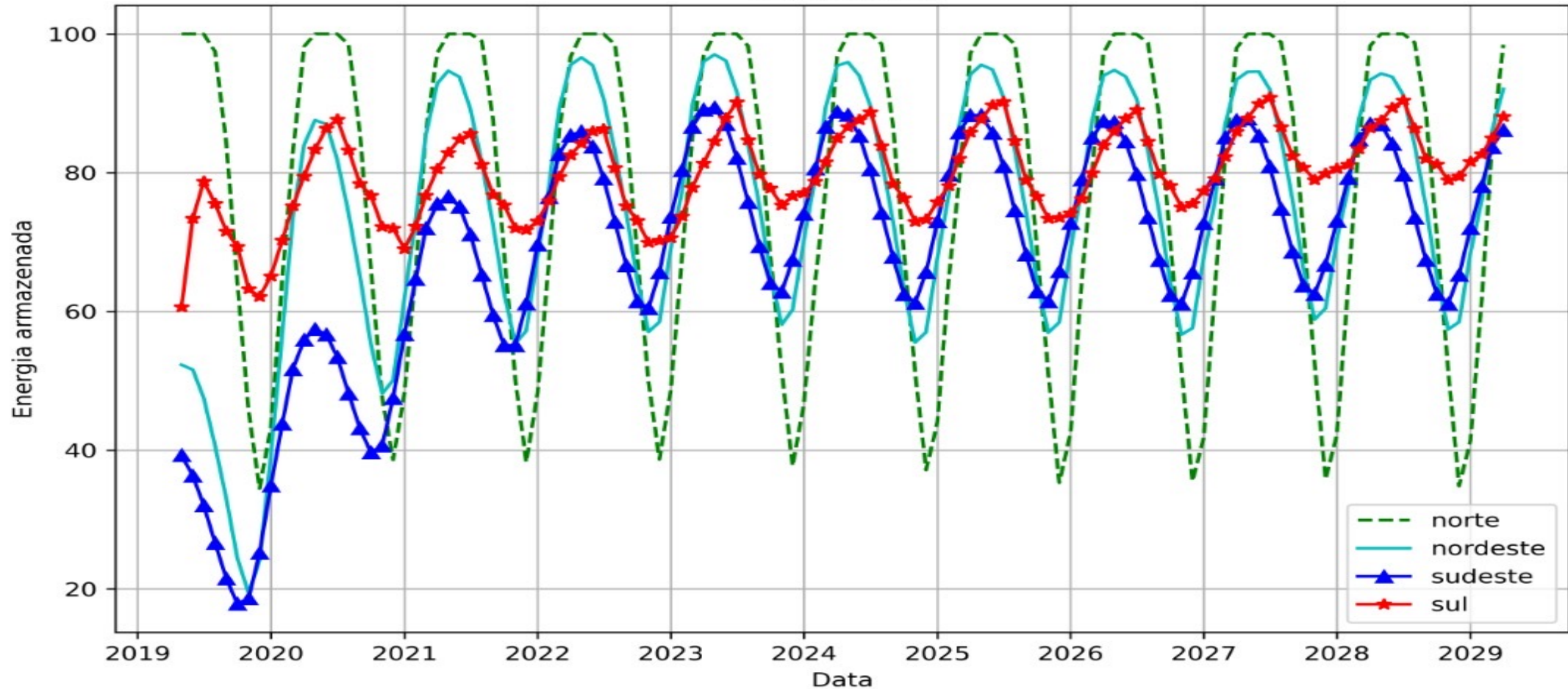
- Rede equivalente do SIN – PDE/2029
- DESPACHO DO MODELOS: ODIN, NEWAVE, SDDP
- Maio/2019 – cenário hidrológico 1931

MODELO ODIN-M - EARM (%)

SISTEMA	01/05/2019	01/06/2019	01/07/2019
SUDESTE	41	43	46
SUL	43	93	97
NORDESTE	48	68	67
NORTE	99,6	99,8	100
SIN	45	59	64

Elaboração: Prof. Dr. Secundino Soares Filho / Venidera

Trajetórias médias de EARM por subsistema PDE/2029 – Modelo ODIN-M

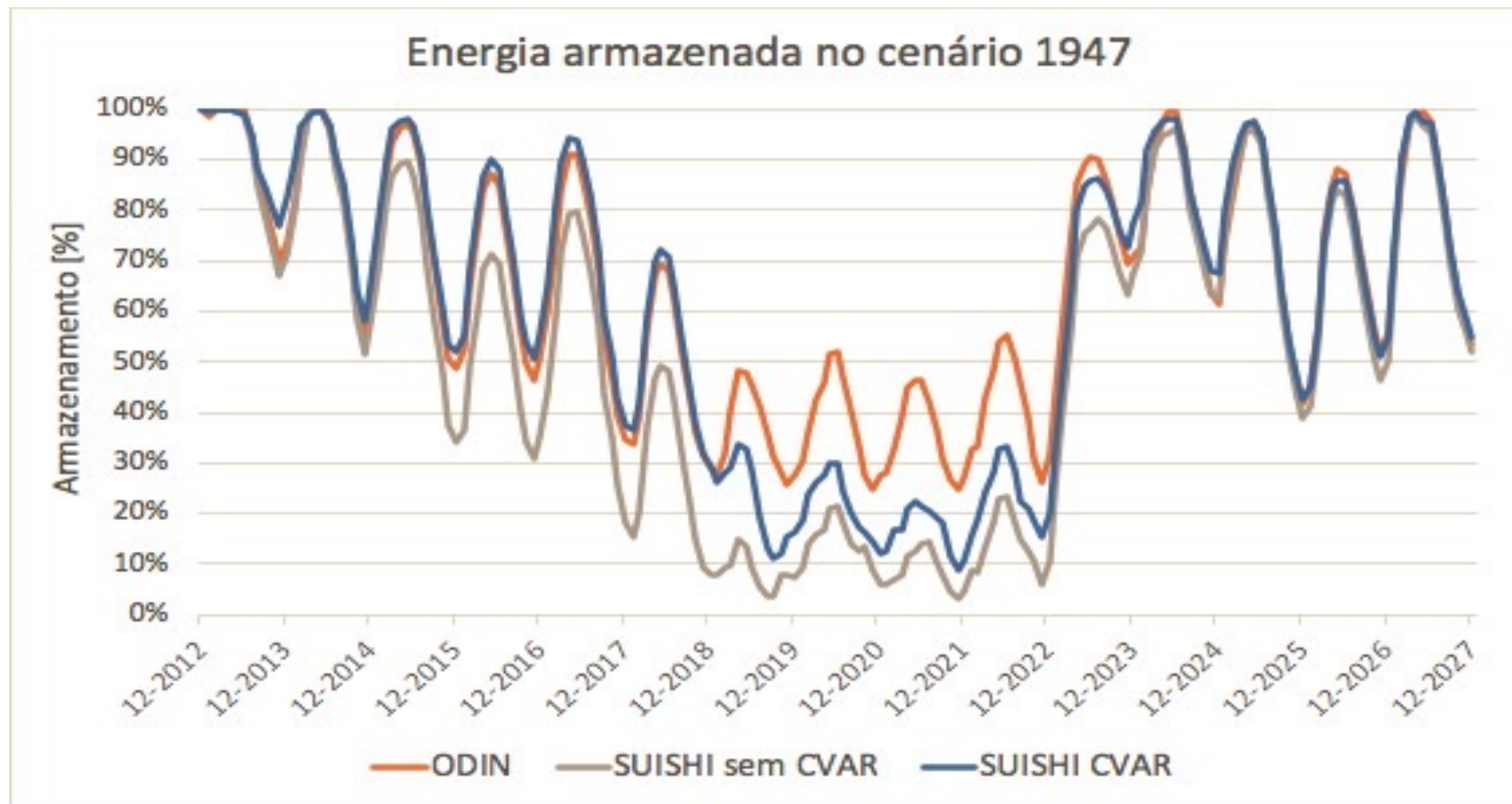


Elaboração: Prof. Dr. Secundino Soares Filho / Venidera

Comparação ODIN-M e SUISHI (1 de 4)

CASO GARANTIA FÍSICA – LEN A-6/2008

- Configuração estática
- 154 UHEs e 126 UTEs
- Horizonte de 15 anos
- 70 cenários hidrológicos históricos
- Mercado +10%
- Total flexibilidade térmica

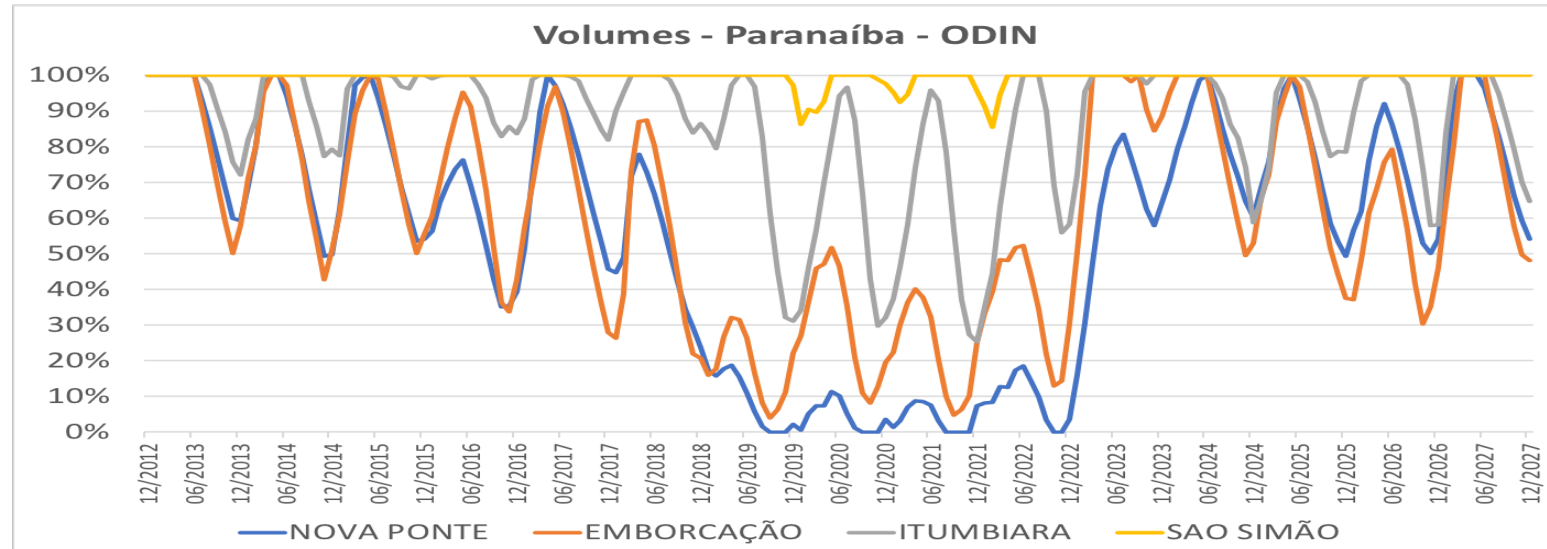
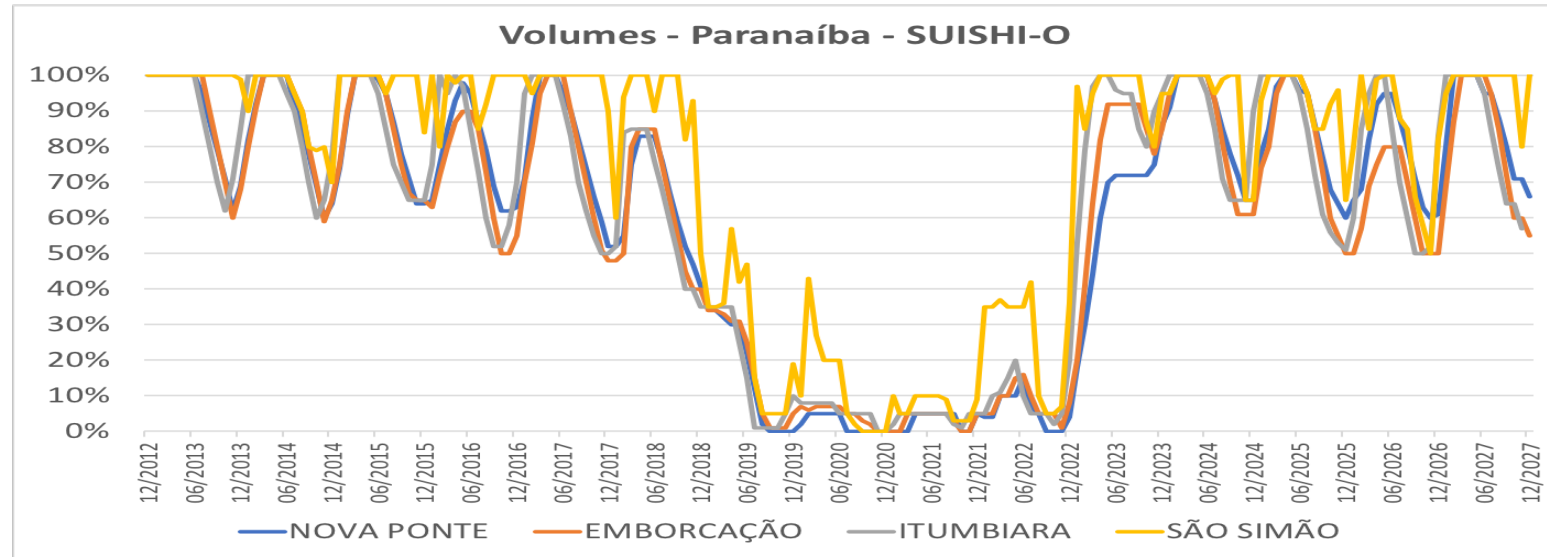
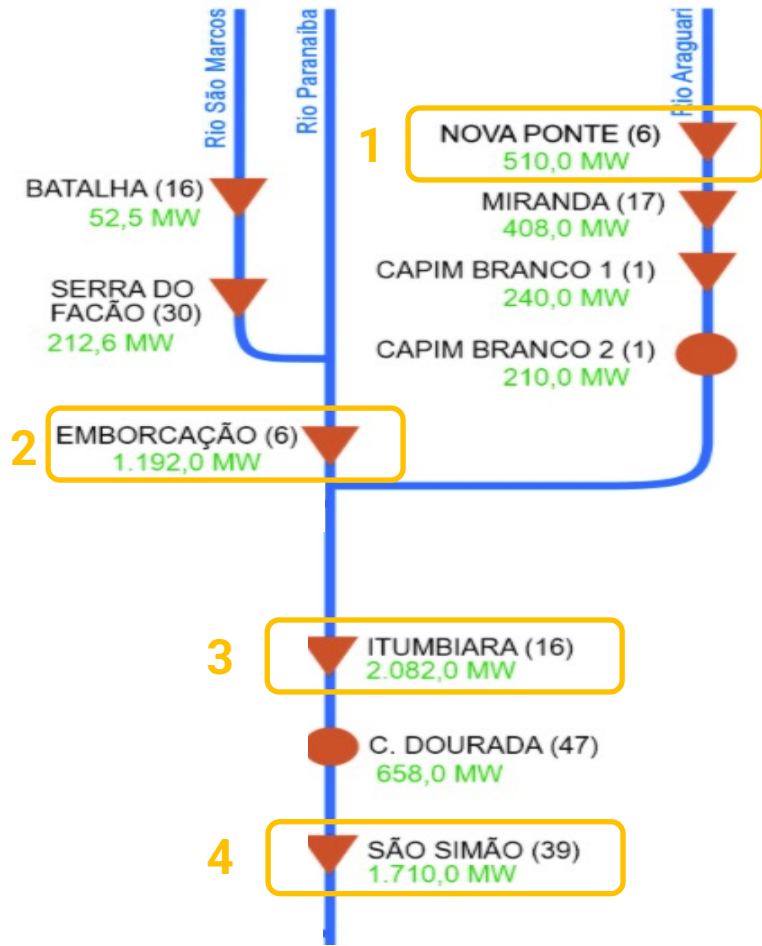


Elaboração: Prof. Dr. Secundino Soares Filho / Venidera

- Em períodos hidrológicos médios e acima da média os modelos apresentam desempenho semelhante
- Em períodos hidrológicos **críticos** o modelo ODIN-M apresenta desempenho melhor que o modelo SUISHI (com e sem CVAR)

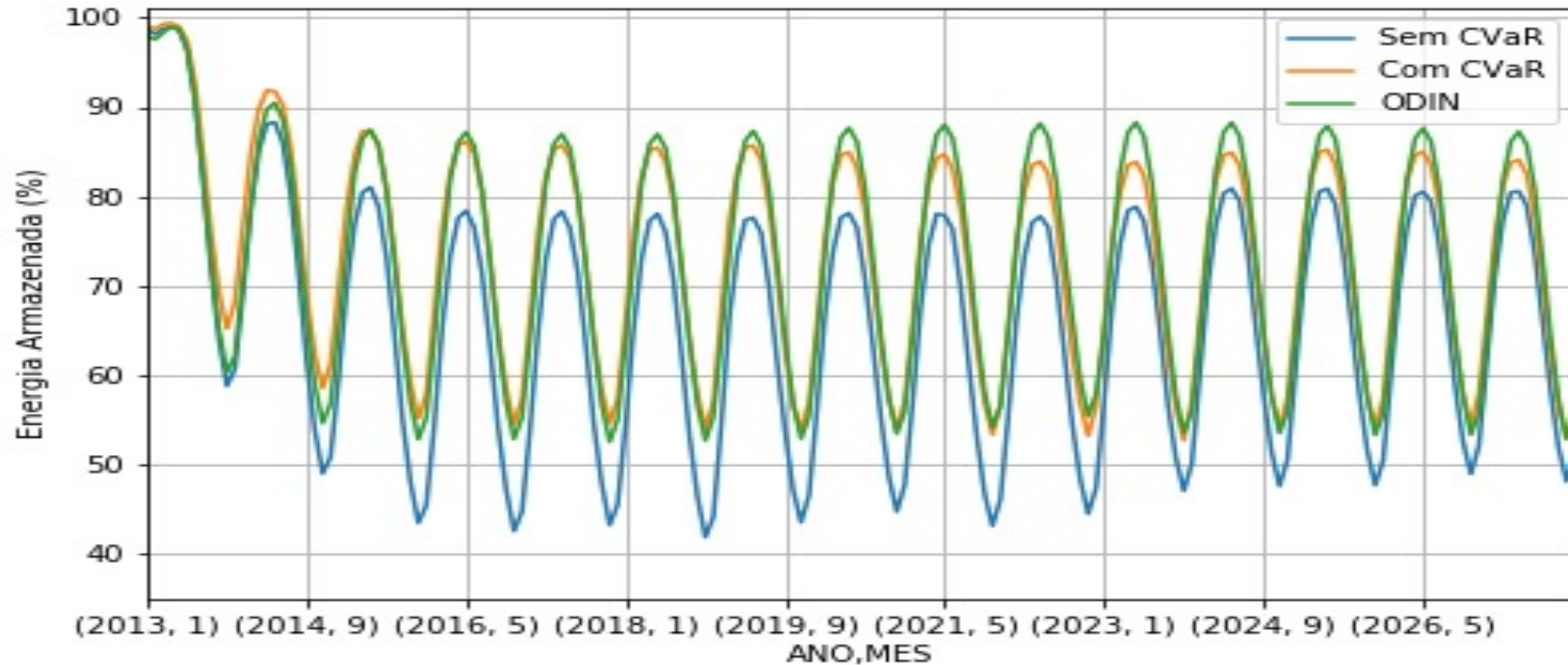
Comparação ODIN-M e SUISHI (2 de 4)

Bacia do Paranaíba: Cenário 1947



Comparação ODIN-M e SUISHI (3 de 4)

Energia armazenada: Média dos 70 cenários



Elaboração: Prof. Dr. Secundino Soares Filho / Venidera

Comparação ODIN-M e SUISHI (4 de 4)

Estatísticas gerais

70 cenários hidrológicos do histórico.

	SUISHI-O sem CVAR (Oficial)	SUISHI-O com CVAR (Oficial)	ODIN-M (P&D Matriz Robusta)
Energia armazenada (%)	66,0 (-10,7%)	73,0 (-0,7%)	73,9
Geração hidrelétrica (MW)	62.266 (-1,0%)	61.800 (-1,7%)	62.897
Geração termelétrica (MW)	18.116 (+3,2%)	18.709 (+6,6%)	17.554
Energia Não Suprida (MW)	839,8 (+37,1%)	771,0 (+25,9)	612,3
Risco de déficit (%)	7,7 (+28,3%)	6,2 (+3,3%)	6,0
Custo total (10 ³ R\$)	5.383.288 (+25%)	5.542.012 (+29%)	4.294.251
CMO (R\$/MWh)	1383 (+83%)	2325 (+208%)	754

Em relação ao Modelo Oficial, o Modelo ODIN-M apresentou:

Maiores:

- Armazenamento
- produtividade e geração hidrelétrica

Menores:

- geração térmica
- risco e profundidade de déficit
- custo de operação e CMO

Comparação ODIN-H e DESSEM (1 de 3)

	DESSEM (Oficial)	ODIN-H (P&D Matriz Robusta)
Modelo de otimização	Linear (por partes)	Não linear
Considera os conjuntos geradores das UHEs?	Não (só a usina)	Sim
Considera as curvas-colina de rendimento?	Não (rendimento médio)	Sim
Considera o <i>Unit commitment</i> hidráulico?	Não (só o termelétrico)	Sim (hidrelétrico e termelétrico)
Função de produção	Linear (por partes, por usina)	Não linear (por conjunto gerador)
Acoplamento com...	... modelo DECOMP via FCF por UHE	... modelo ODIN-S via meta de geração por UHE

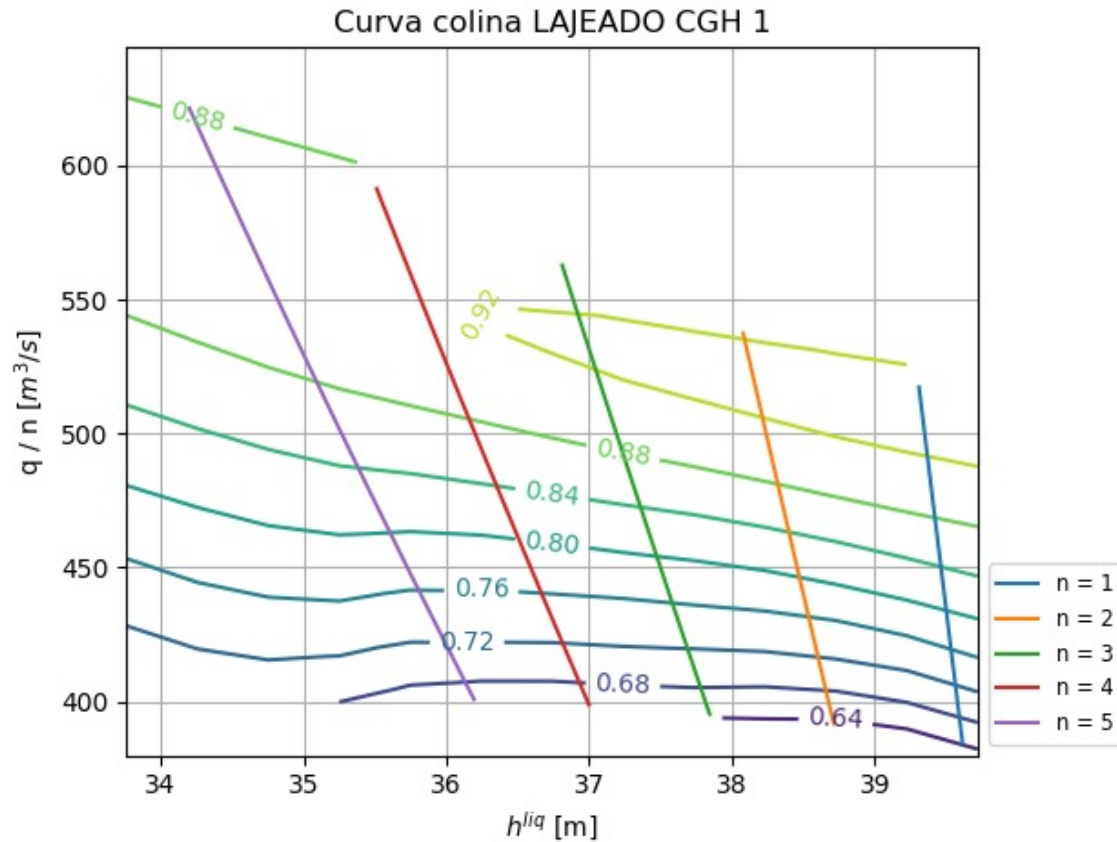
MODELO DESSEM (Oficial)

- Modelo de otimização **linear** (por partes)
- **Não considera** os conjuntos geradores das UHEs (só a usina)
- **Não considera** as curvas-colina de rendimento (rendimento médio)
- **Não considera** o *Unit commitment* hidráulico (só termelétrico)
- Função de produção **linear (por partes)** por usina
- Acoplamento c/ **modelo DECOMP** via função de custo futuro por UHE

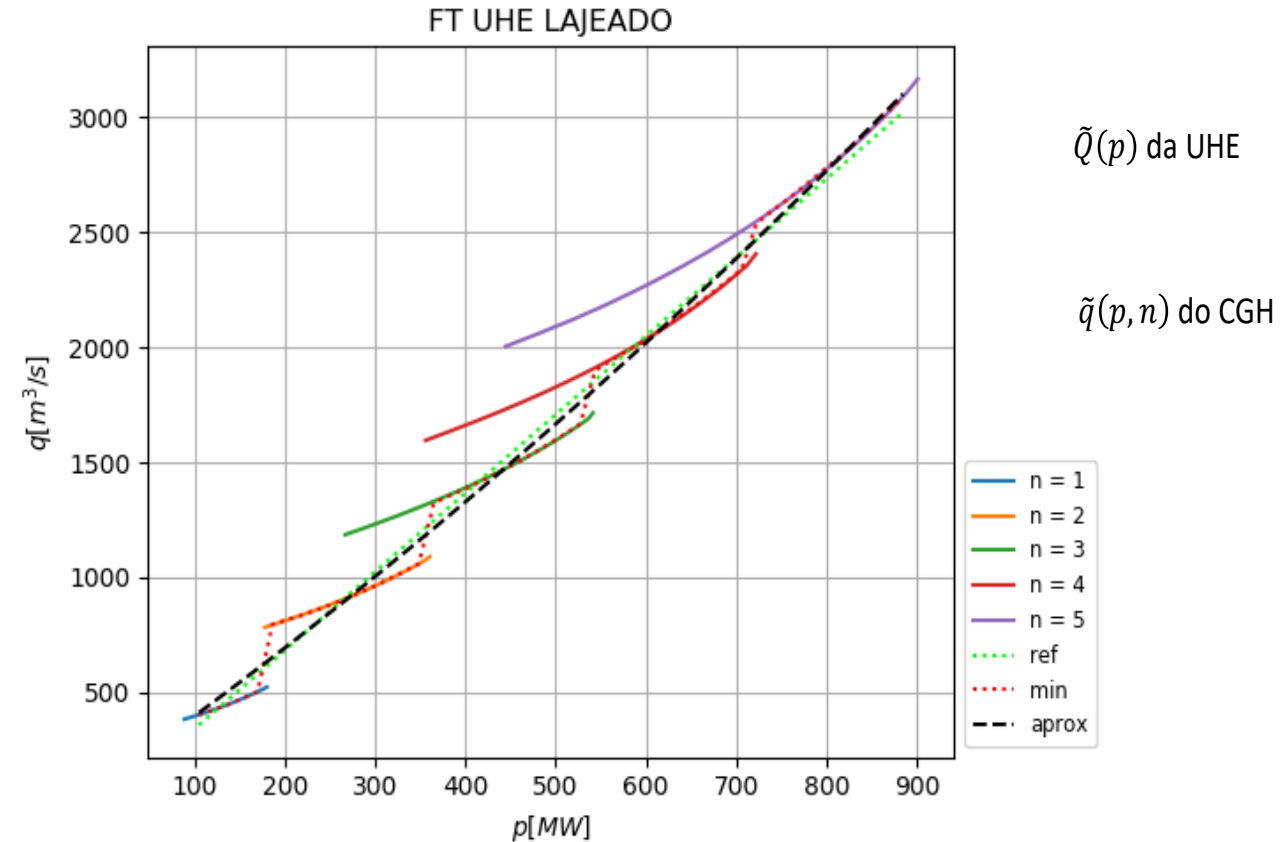
MODELO ODIN-H (P&D Matriz Robusta)

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

CURVA COLINA DA UHE LAJEADO



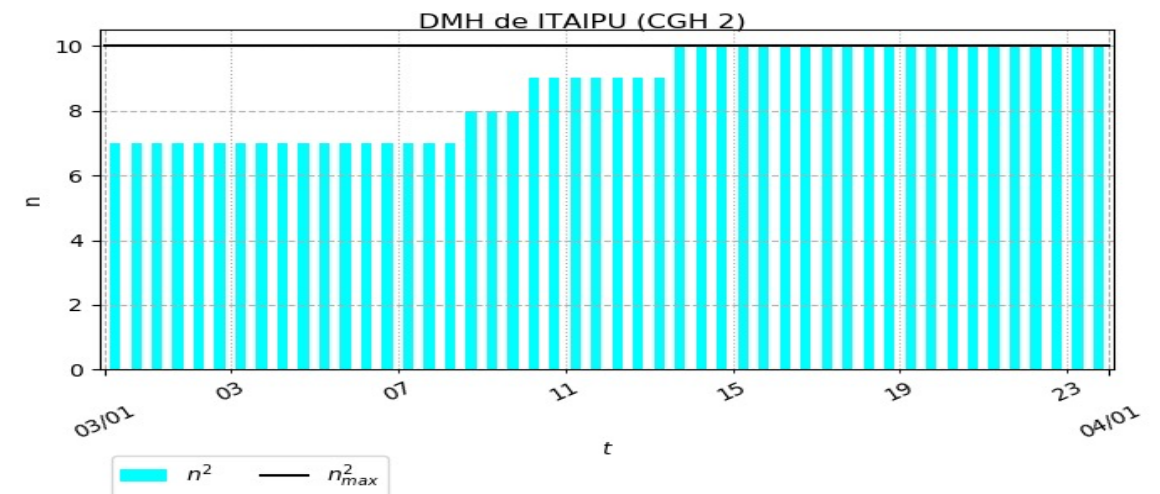
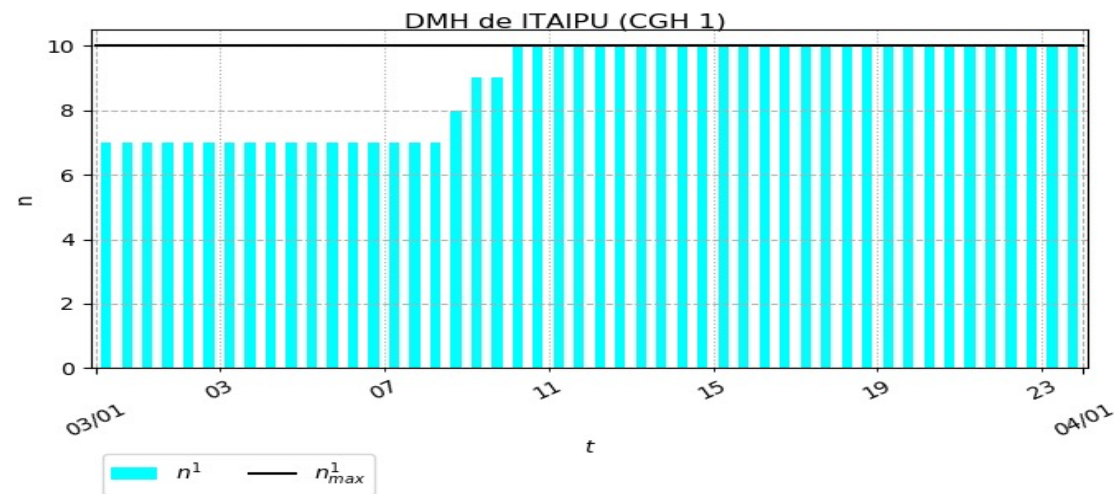
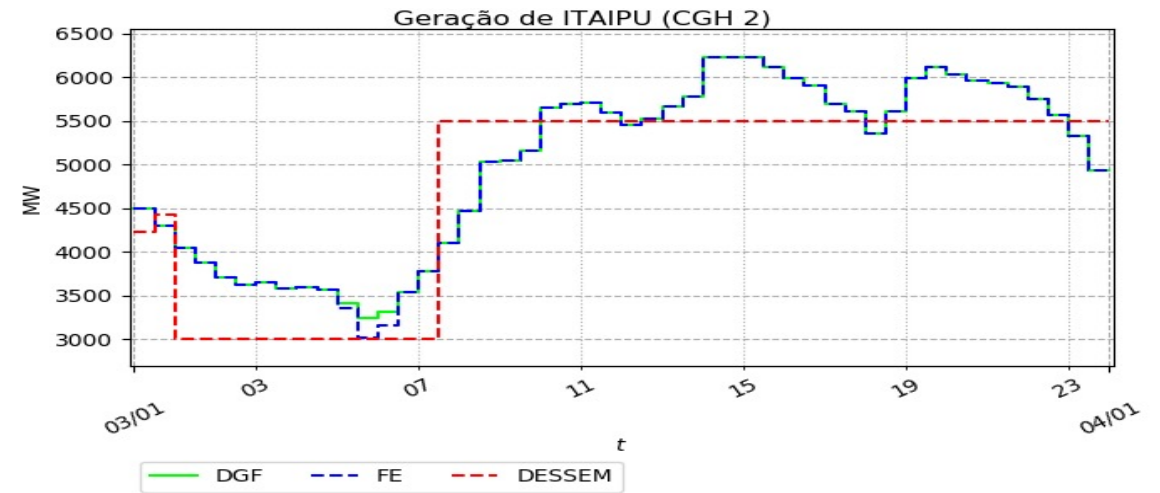
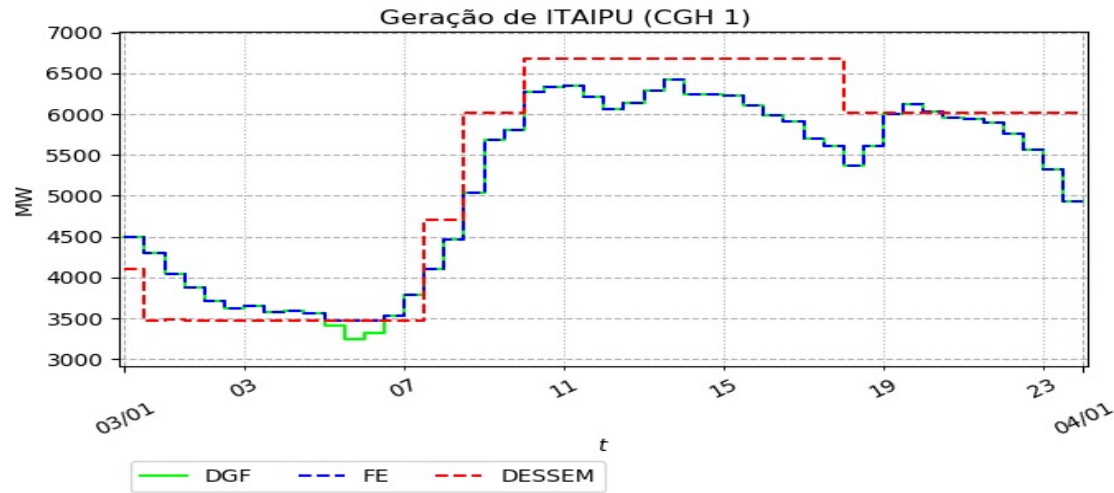
FUNÇÃO DE PRODUÇÃO DA UHE LAJEADO



Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Comparação ODIN-H e DESSEM (3 de 3)

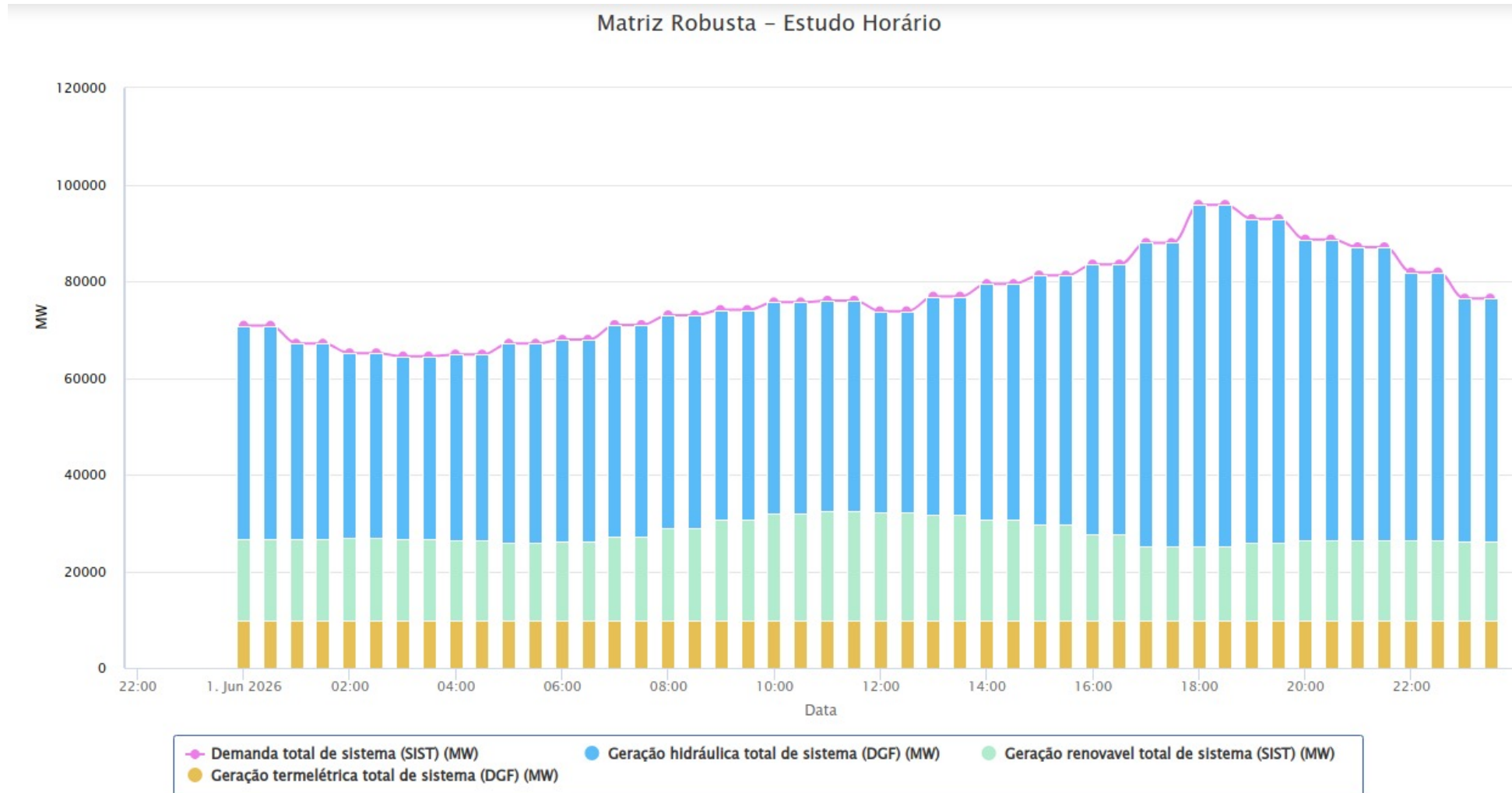
DECK 03/01/2020 – GERAÇÃO ITAIPU



Elaboração: Prof. Dr. Secundino Soares Filho / Venidera

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Desagregação do ODIN-M pelo ODIN-H: PDE/2029 – Junho/2026 – Cenário/1947



Elaboração: Prof. Dr. Secundino Soares Filho / Venidera

Conclusão

- ❑ Nos modelos de otimização do despacho hidrotérmico de médio prazo:
 - ❑ a representação da geração das usinas hidrelétricas por funções não lineares é **mais importante** do que
 - ❑ a representação das vazões por múltiplos cenários hidrológicos
- ❑ Os modelos determinísticos não lineares usados em MPC **dispensam** os mecanismos de aversão a risco necessários nos modelos estocásticos lineares baseados em SDDP
- ❑ **Benefícios** estimados do modelo ODIN-M em relação ao modelo SUISHI/NEWAVE:
 - ❑ Maiores armazenamento, produtividade, geração hidráulica e disponibilidade de ponta
 - ❑ Menores geração térmica, risco e profundidade de déficit, custo de operação e CMO
- ❑ **Avanços** na cadeia de modelos ODIN durante o P&D Matriz Robusta:
 - ❑ Novo modelo de otimização não linear baseado em método de pontos interiores
 - ❑ Modelagem da Rede Equivalente do SIN por fluxo em corrente contínua
 - ❑ Alocação da geração do modelo ODIN-M na curva de carga horária pelo modelo ODIN-H

Seminário

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Análise de Robustez

Instituto Acende Brasil



LOCALIZAÇÃO POTENCIAL DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS A GÁS NATURAL

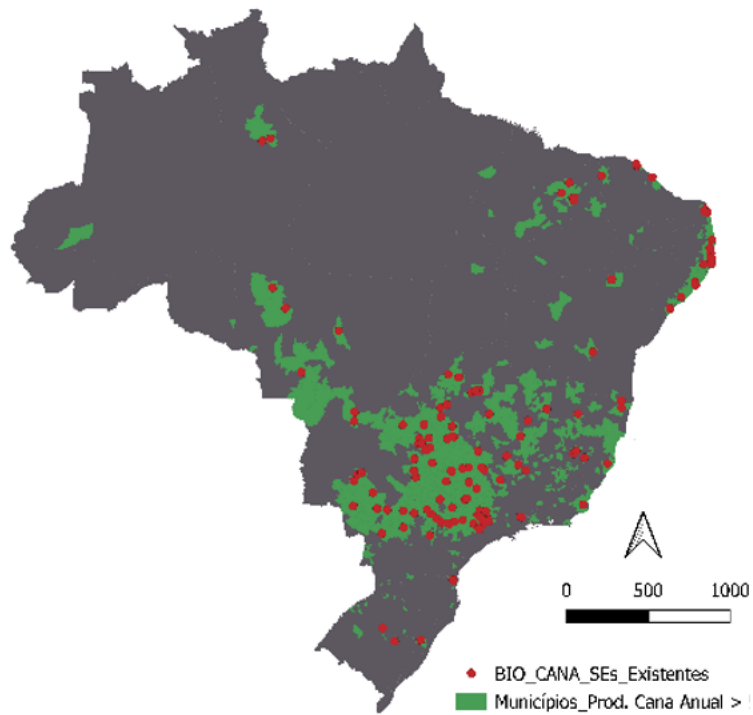
SUBESTAÇÕES NAS PROXIMIDADES DOS GASODUTOS



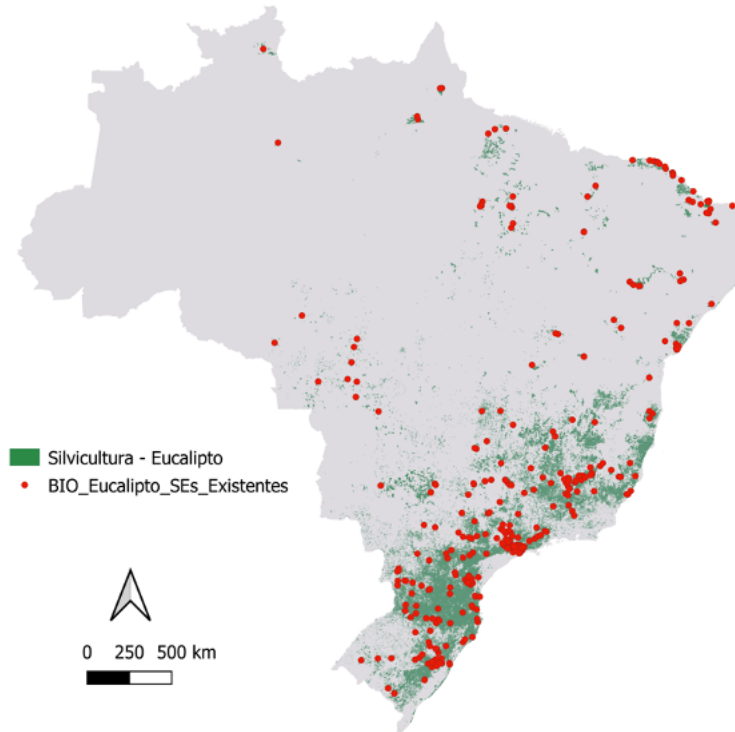
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

LOCALIZAÇÃO POTENCIAL DE EMPREENDIMENTOS TERMELÉTRICOS A BIOMASSA

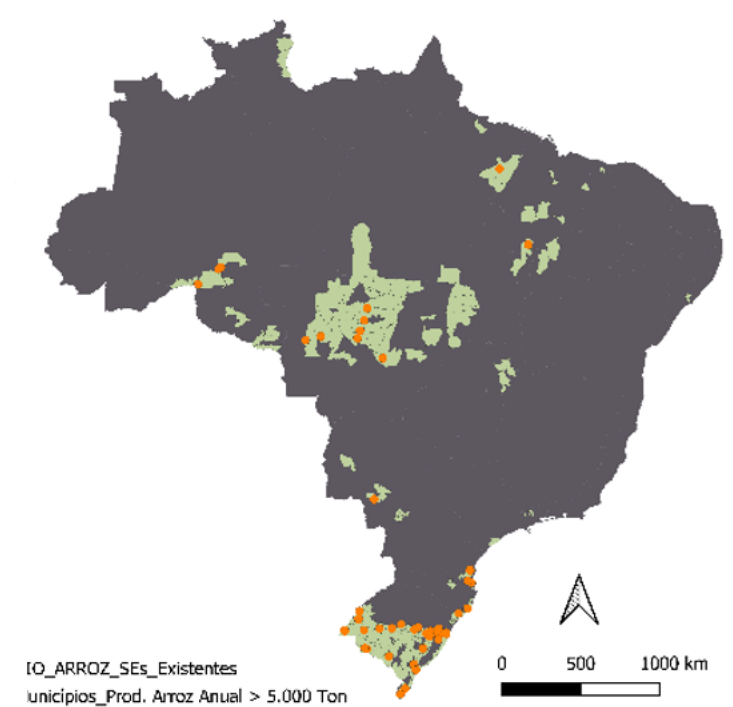
SUBESTAÇÕES EM ÁREAS DE
PRODUÇÃO DE CANA-DE-AÇÚCAR



SUBESTAÇÕES EM ÁREAS DE
PRODUÇÃO DE MADEIRA



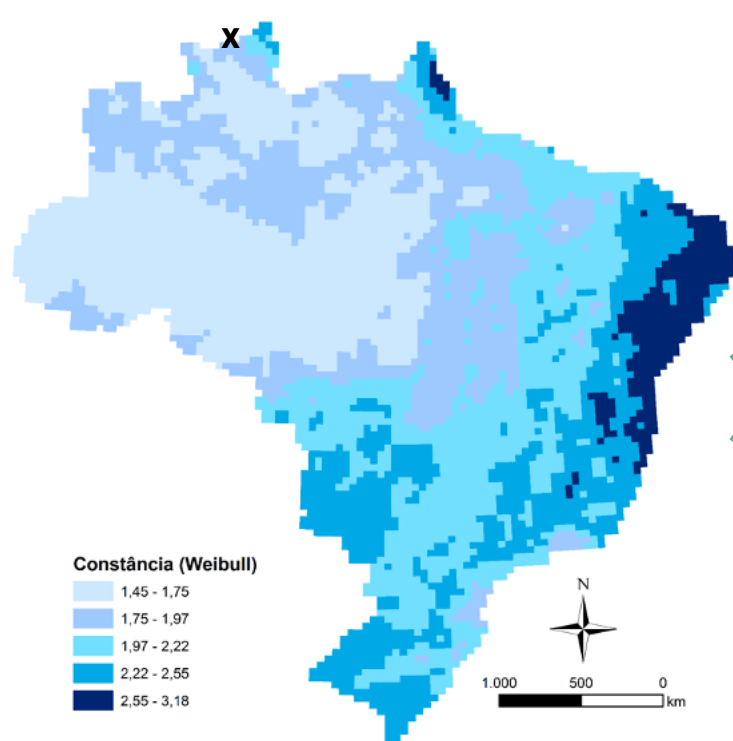
SUBESTAÇÕES EM ÁREAS DE
PRODUÇÃO DE ARROZ



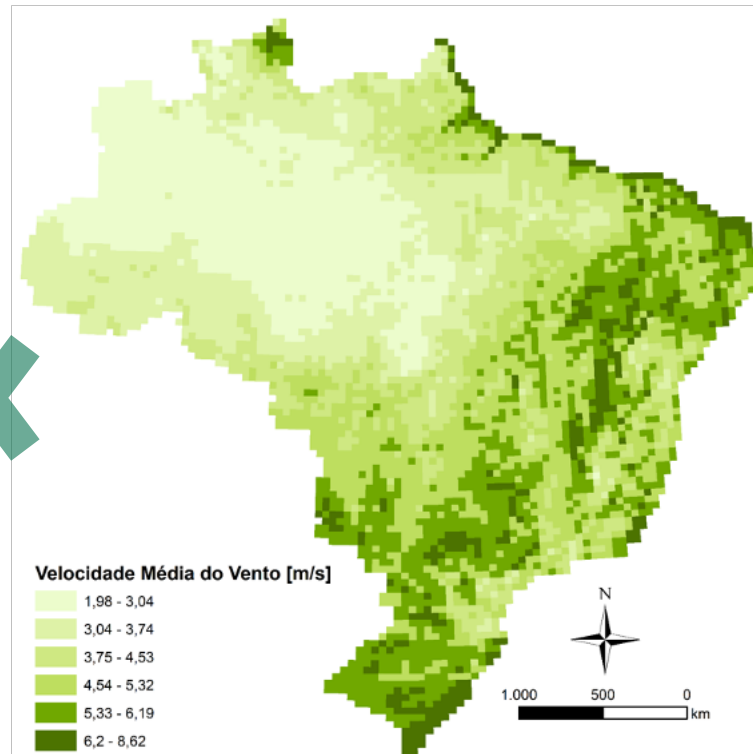
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

LOCALIZAÇÃO POTENCIAL DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS

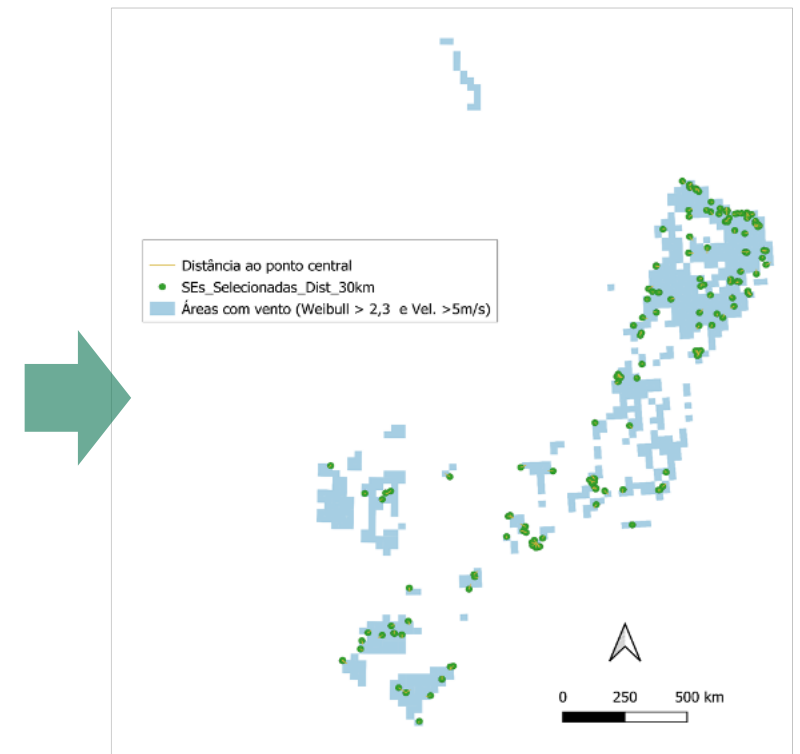
MAPEAMENTO DA
CONSTÂNCIA DO VENTO



MAPEAMENTO DA
INTENSIDADE DOS VENTOS



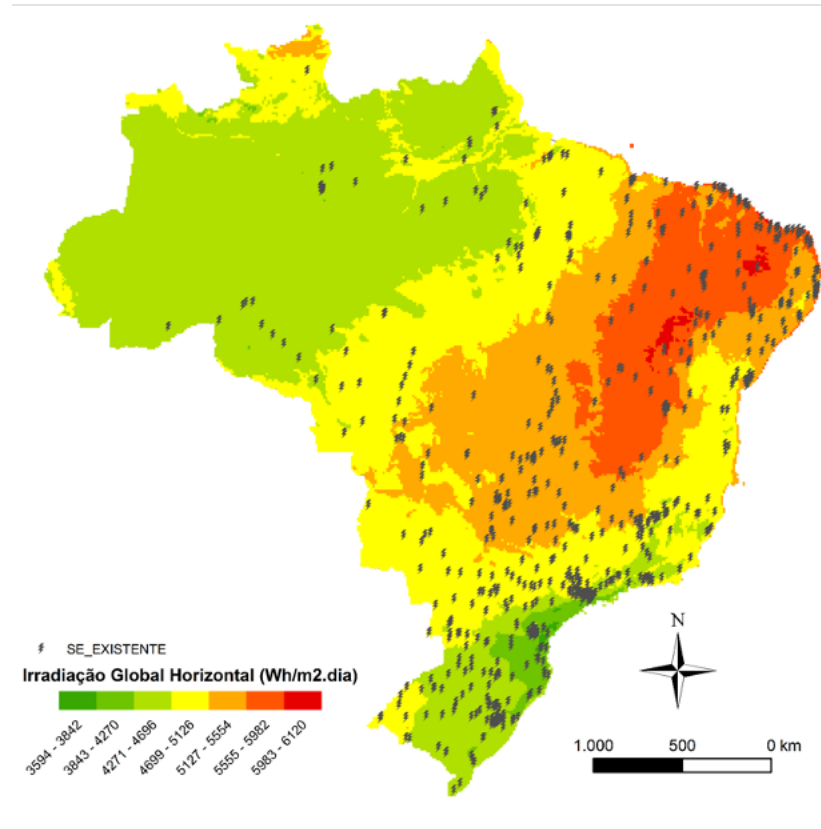
MAPEAMENTO DAS
SUBESTAÇÕES PARA CONEXÃO



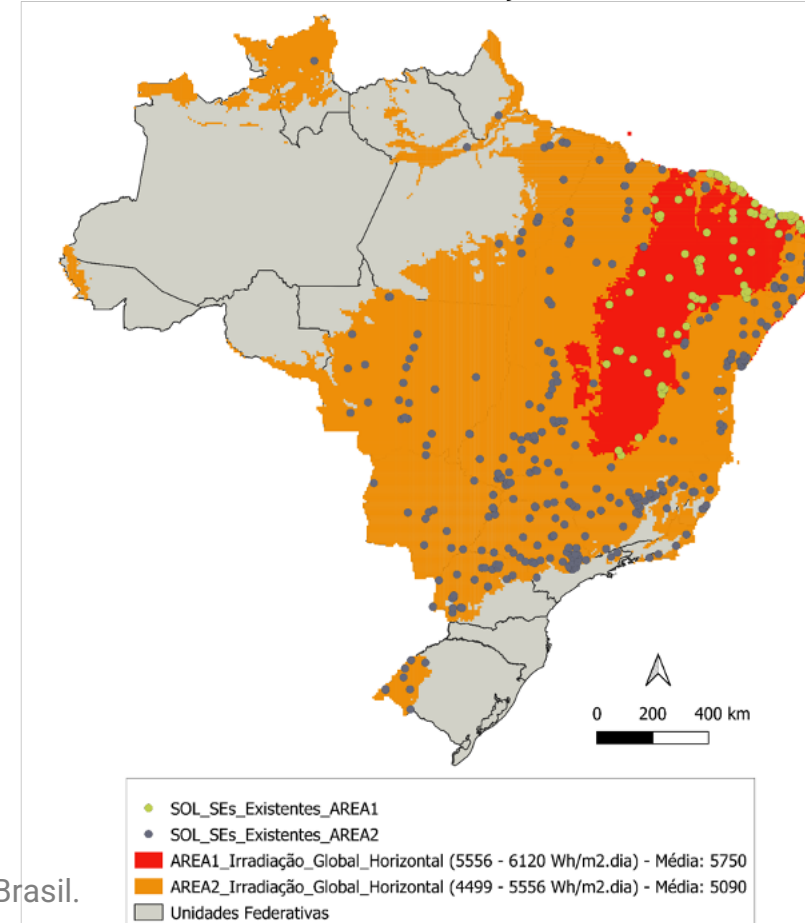
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

LOCALIZAÇÃO POTENCIAL DE EMPREENDIMENTOS FOTOVOLTAICOS

MAPEAMENTO DA IRRADIAÇÃO SOLAR



MAPEAMENTO DAS SUBESTAÇÕES PARA CONEXÃO



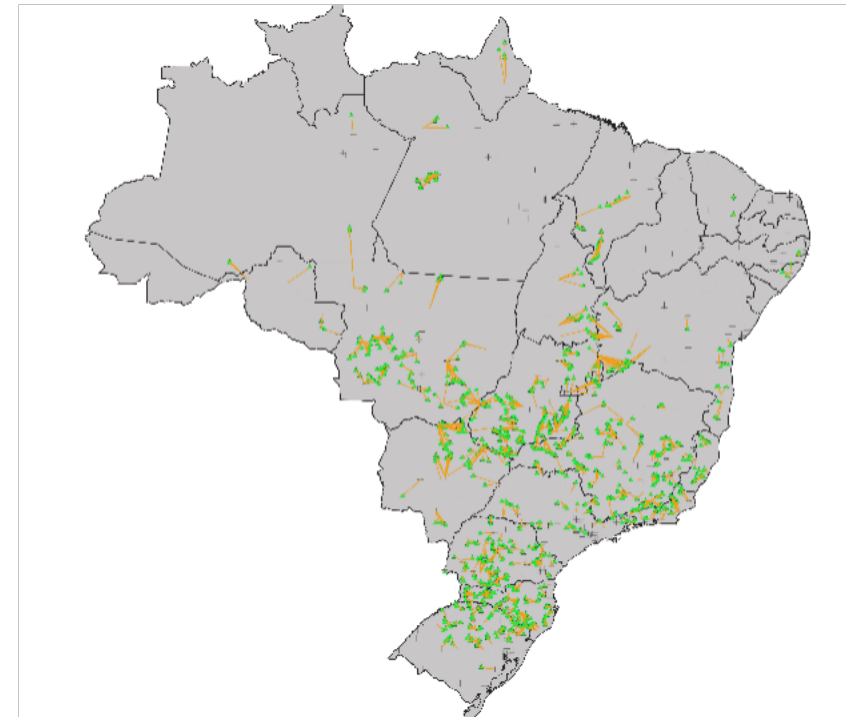
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

LOCALIZAÇÃO POTENCIAL DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

**MAPEAMENTO DE PCHs COM
PROJETOS BÁSICOS APROVADOS OU
DESPACHO DE REGISTRO DA ADEQUABILIDADE
DO SUMÁRIO EXECUTIVO (DRS-PCH)**



**SUBESTAÇÕES EM QUE PCHs PODERIAM
SER CONECTADAS AO SISTEMA**

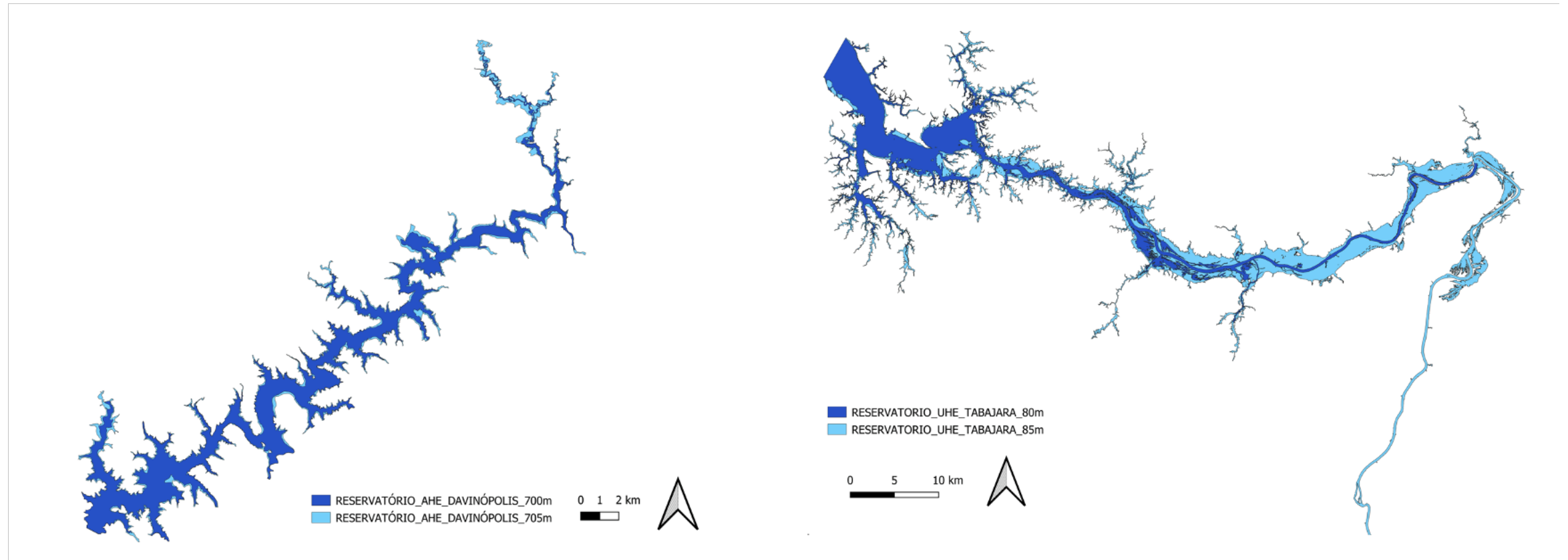


Elaboração: Instituto Acende Brasil.

AVALIAÇÃO DE APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS COM RESERVATÓRIOS MAIORES

AHE DAVINÓPOLIS COM COTA 700M E 705M

AHE TABAJARA COM COTA 80M E 85M



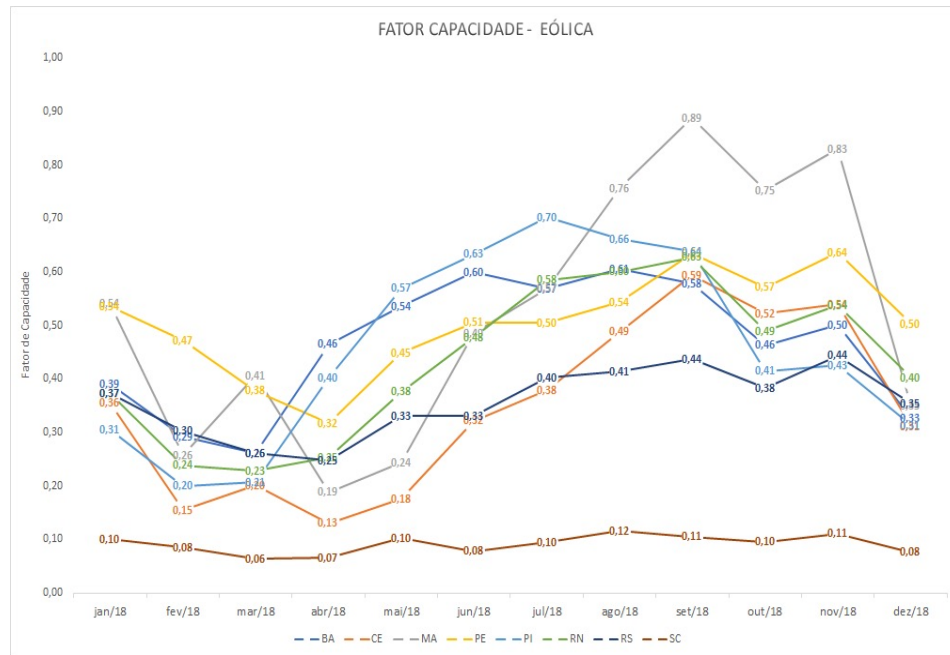
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Perfil de produção das fontes não controláveis (1 de 2)

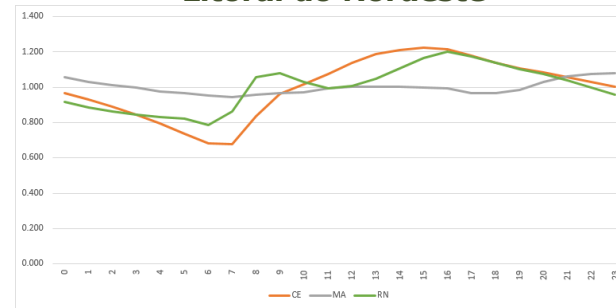
PERFIL DE PRODUÇÃO EÓLICO

PERFIL SAZONAL

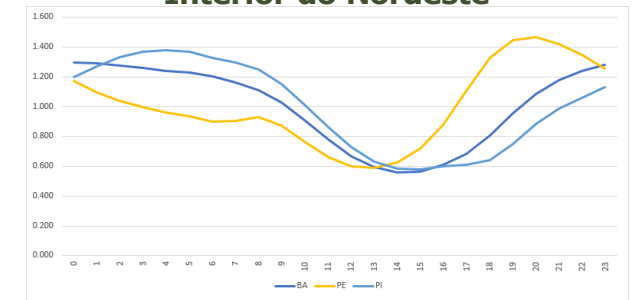


PERFIL HORÁRIO

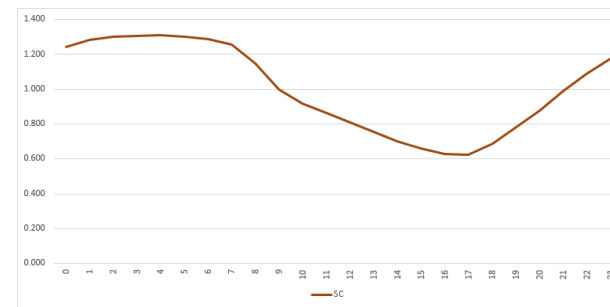
Litoral do Nordeste



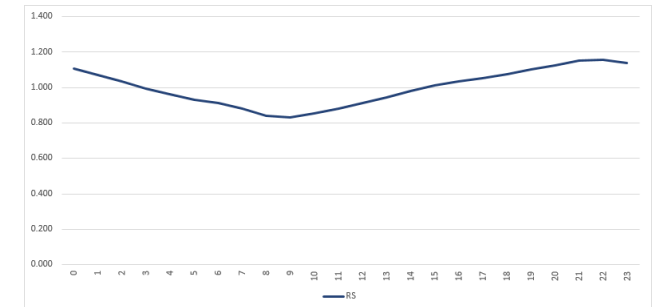
Interior do Nordeste



SC



RS



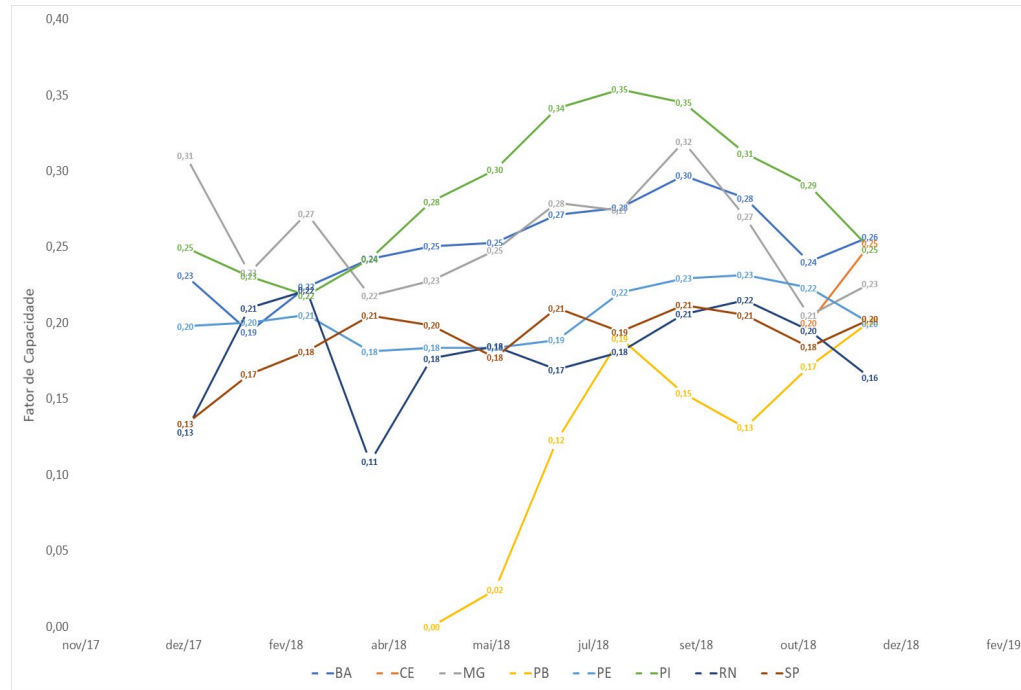
Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

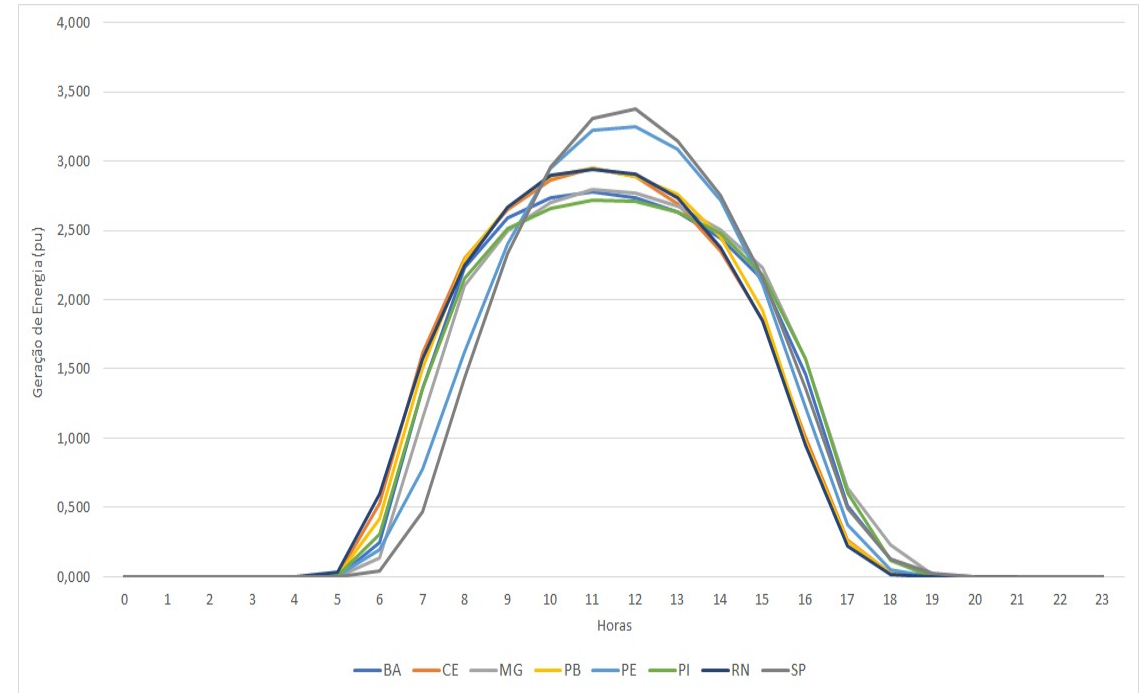
Perfil de produção das fontes não controláveis (2 de 2)

PERFIL DE PRODUÇÃO SOLAR

PERFIL SAZONAL



PERFIL HORÁRIO



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Análise da relação de custos e riscos associados a cada fonte

TEORIA MODERNA DE PORTFÓLIOS

- O **Modelo de Markowitz** proporciona uma metodologia para avaliação de portfólios de usinas de geração em função da sua combinação de custos e risco (volatilidade)
- O **risco agregado de um portfólio** pode ser diferente da soma dos seus riscos individuais das usinas devido a:
 - **independência** (baixa correlação)
 - **complementariedades**: (correlação negativa)

O exame da **variância e covariância dos riscos** das diversas fontes permite a identificação dos portfólios de menor custo para cada nível de risco

custo esperado do portfólio (μ_p)

$$\mu_p = \sum_{i \in p} \alpha_i \cdot \bar{c}^i$$

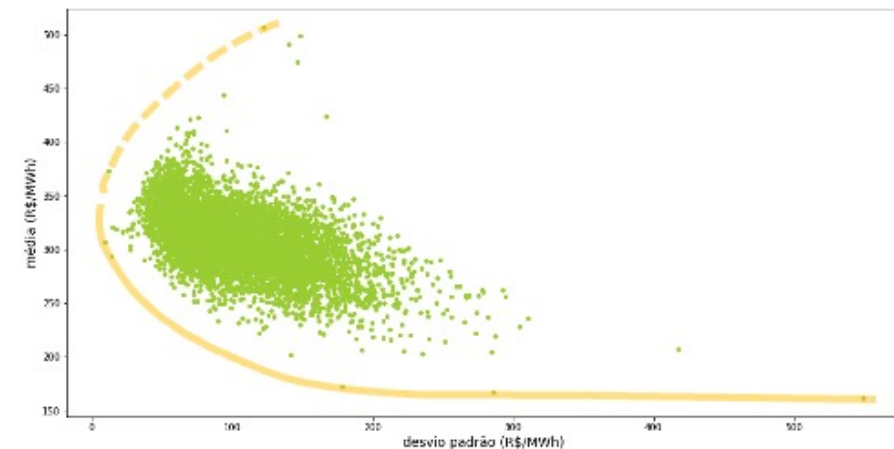
variância do portfólio (σ_p^2)

$$\sigma_p^2 = \sum_{i \in p} \sum_{j \in p} \alpha_i \cdot \alpha_j \cdot \sigma_{ij}$$

α_i é a participação da fonte i no portfólio p

\bar{c}^i é o custo nivelado de energia da fonte i

σ_{ij} é a covariância entre os custos das fontes i e j

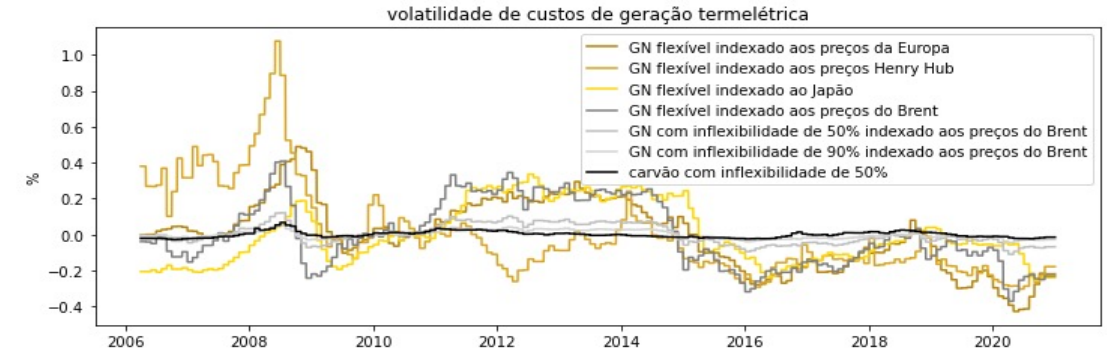


Elaboração: Instituto Acende Brasil.

TERMELÉTRICAS: CUSTO DO COMBUSTÍVEL

$$C_t^{UTE} = c^{fixo} + o\&m + f^{inflex} \cdot cvu_0 + (f^{cap} - f^{inflex}) \cdot cvu_t + (1 - f^{cap}) \cdot cec_t$$

- c^{fixo} custo fixo da usina por unidade de energia
- $o\&m$ custo fixo de operação e manutenção
- f^{cap} fator de capacidade de operação esperada da usina
- cvu_t custo variável unitário da termelétrica
- cec_t “Custo Econômico de Curto Prazo” que corresponde ao custo de aquisição de energia de outras fontes para honrar os seus compromissos de suprimento quando o custo marginal de operação do sistema cai abaixo do seu custo variável unitário
- cvu_0 custo variável unitário da termelétrica pré-fixado da parcela inflexível
- f^{inflex} nível de inflexibilidade, tal que $f^{inflex} \leq f^{cap} \leq 1$.



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

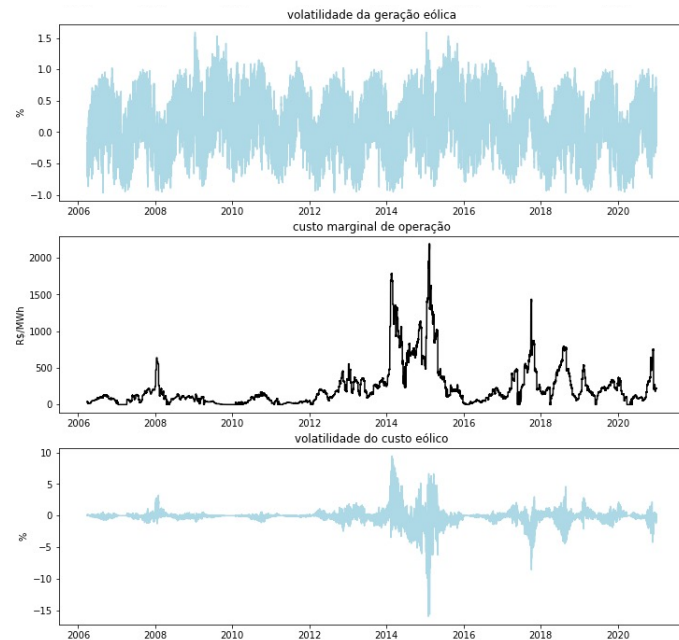
$$P_t = a \cdot HH_t + b \cdot Brent_t + c \cdot NBP_t + d \cdot JKM_t + e + \frac{f}{e_t}$$

- HH_t preço do gás natural no *Henry Hub* na Louisiana, EUA
- $Brent_t$ preço do petróleo tipo *Brent*
- NBP_t preço do gás natural no *National Balancing Point*
- JKM_t preço do gás natural liquefeito no Japão
- e_t taxa de câmbio
- a, b, c, d, e e f ponderadores

EÓLICA: VARIAÇÃO DA PRODUÇÃO HORÁRIA

$$c_t^{EOL} = \bar{c}^{EOL} - cm_o_t \cdot \frac{q_t^{EOL} - \bar{q}^{EOL}}{\bar{q}^{EOL}}$$

cm_o_t custo marginal de operação do sistema na hora t
 q_t^{EOL} produção eólica agregada na hora t
 \bar{q}^{EOL} montante de energia esperada da fonte eólica
 \bar{c}^{EOL} custo nivelado de energia das usinas eólicas

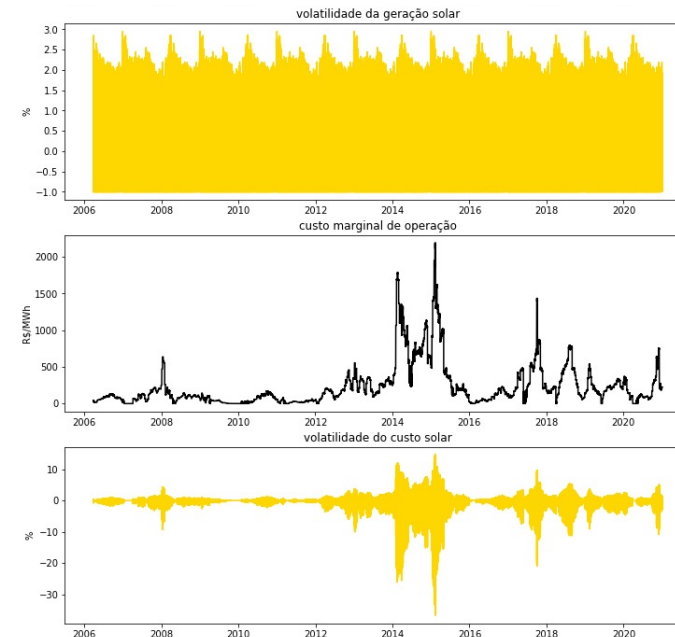


Elaboração: Instituto Acende Brasil.

SOLAR: VARIAÇÃO DA PRODUÇÃO HORÁRIA

$$c_t^{UFV} = \bar{c}^{UFV} - cm_o_t \cdot \frac{q_t^{UFV} - \bar{q}^{UFV}}{\bar{q}^{UFV}}$$

cm_o_t custo marginal de operação do sistema na hora t
 q_t^{UFV} produção fotovoltaica agregada na hora t
 \bar{q}^{UFV} montante de energia esperada da fonte fotovoltaica
 \bar{c}^{UFV} custo nivelado de energia das usinas fotovoltaicas



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

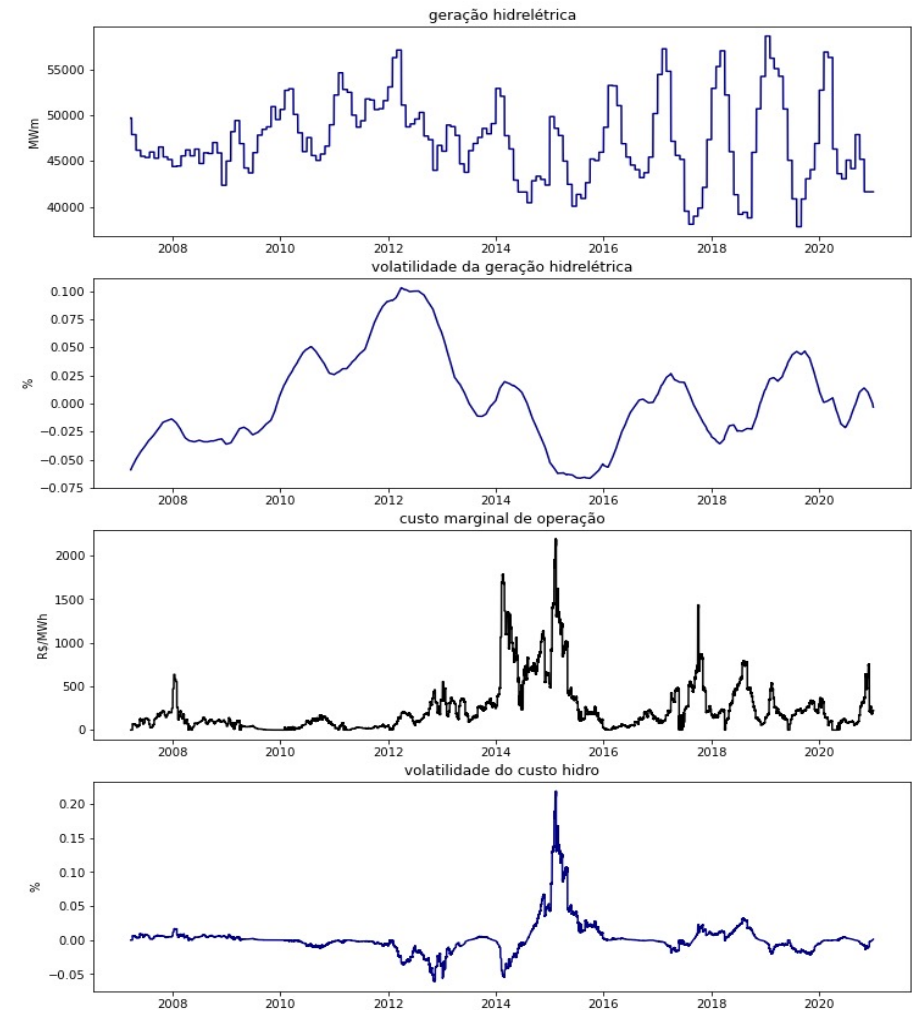
Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Principal risco de cada fonte (3 de 3)

HIDRELÉTRICAS: VARIAÇÃO HIDROLÓGICA

$$c_t^{UHE} = \bar{c}^{UHE} - cmO_t \cdot \frac{\bar{q}_{m,m-12}^{UHE} - \bar{q}^{UHE}}{\bar{q}^{UHE}}$$

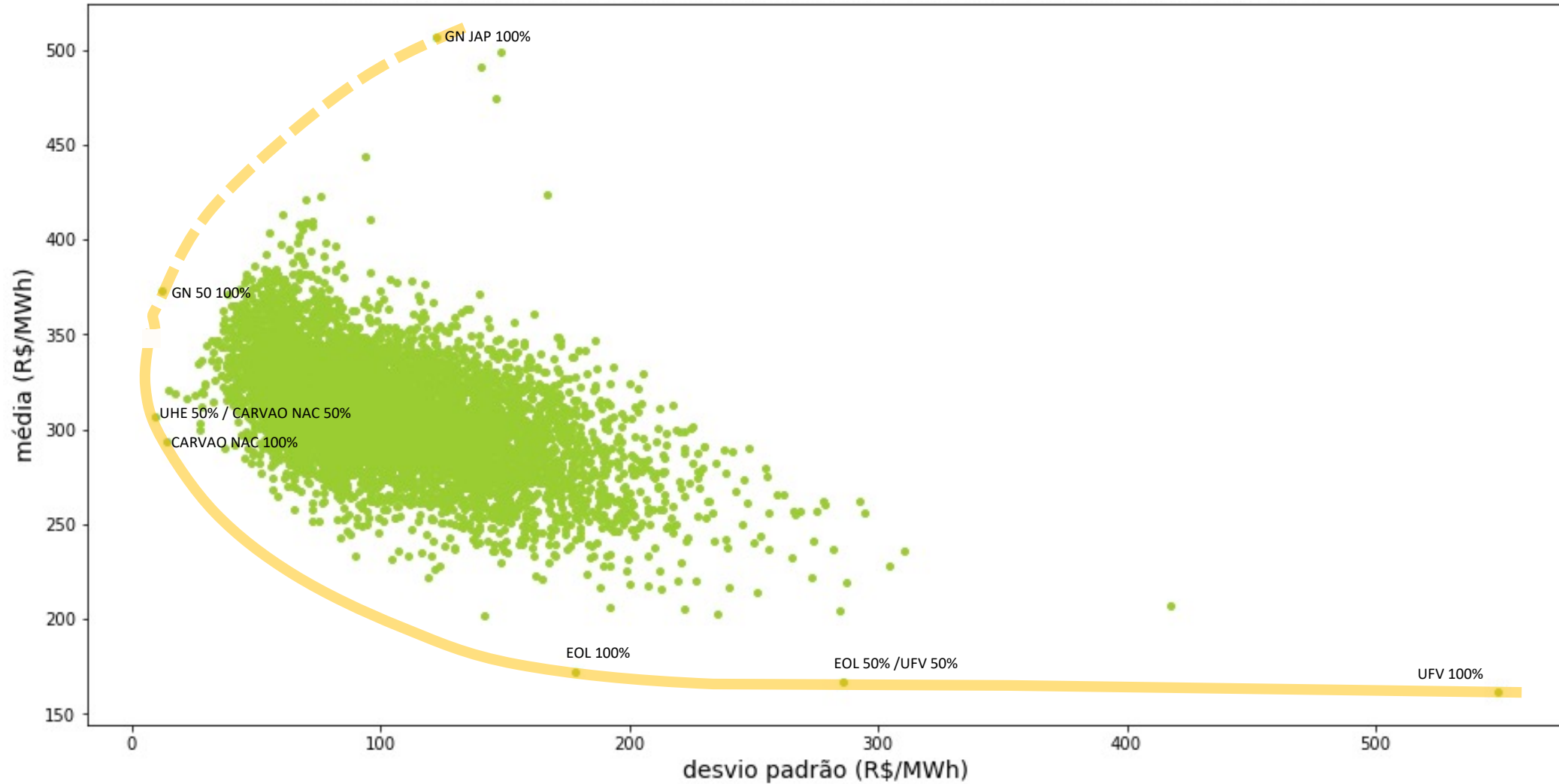
- cmO_t custo marginal de operação do sistema na hora t
- $\bar{q}_{m,m-12}^{UHE}$ média móvel de 12 meses da produção hidrelétrica agregada
- \bar{q}^{UHE} média da produção hidrelétrica agregada
- \bar{c}^{UHE} custo nivelado de energia médio do conjunto de usinas hidrelétricas aptas a serem construídas no horizonte de planejamento considerado



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

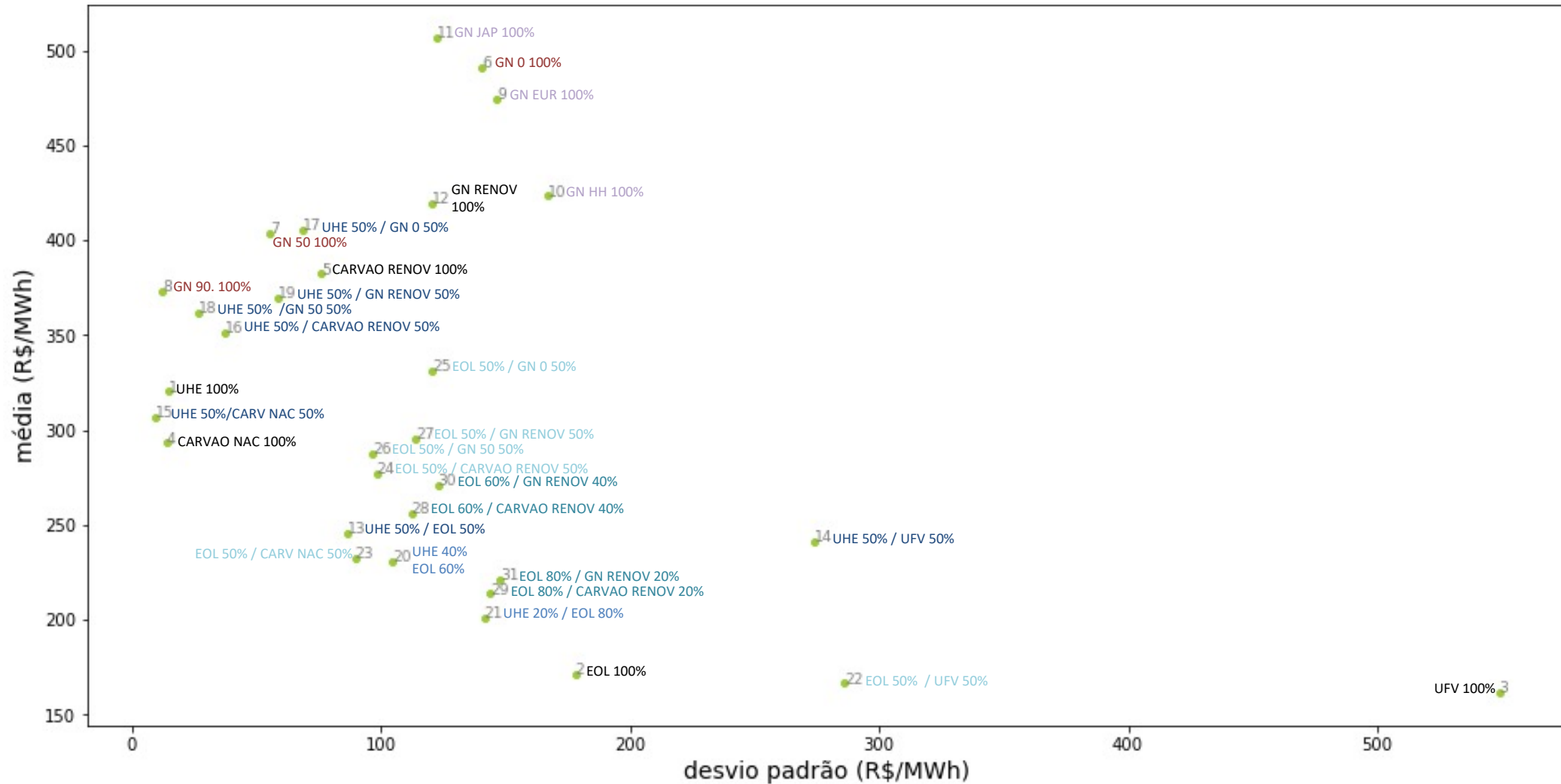
Análise de média-variância de portfólios (1 de 2)



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Análise de média-variância de portfólios (2 de 2)



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

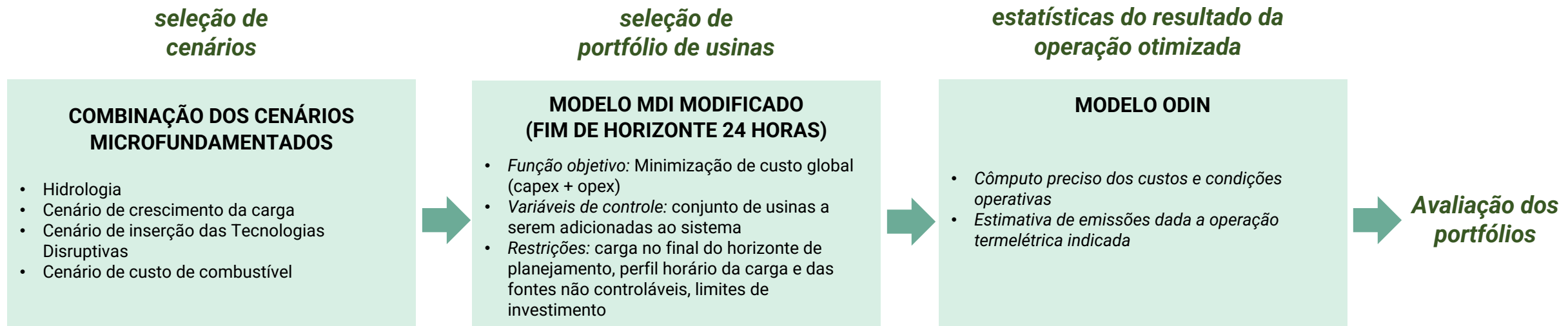
Metodologia para avaliação da robustez de portfólios de usinas

ABORDAGEM

- Considera-se o **desempenho** médio esperado **de cada portfólio** de usinas dada a probabilidade atribuída a **cada cenário**

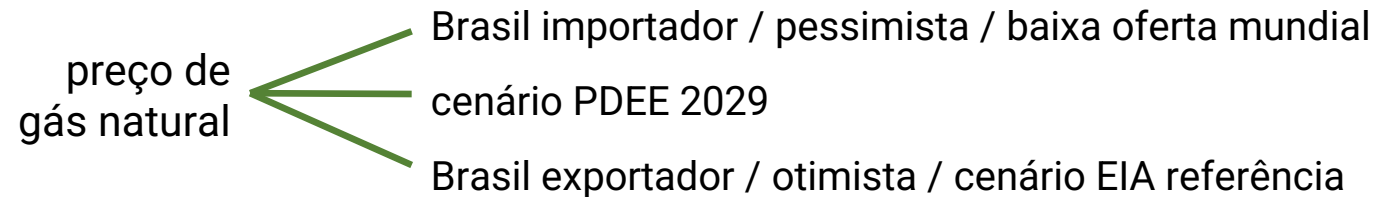
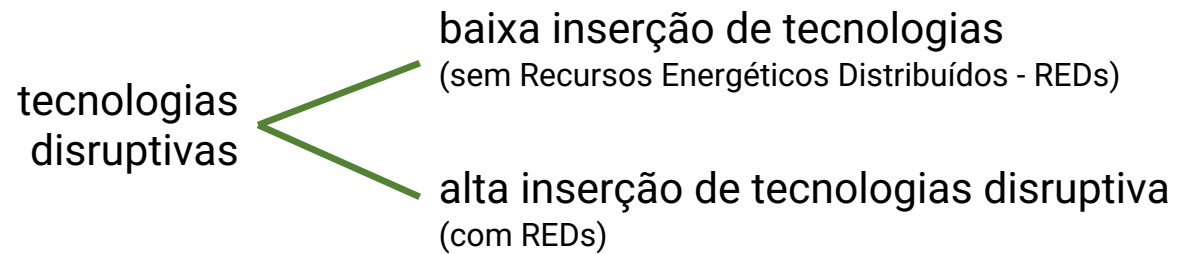
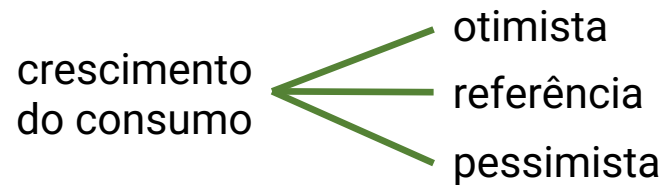
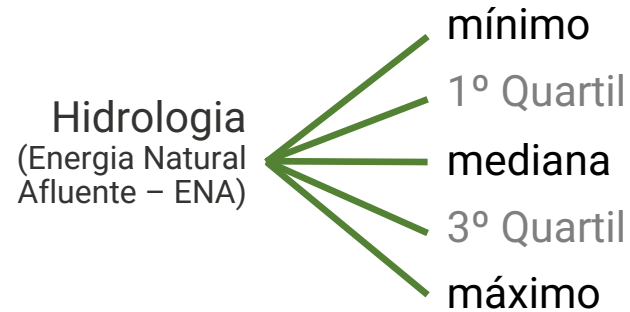
FATORES AVALIADOS

- **Custo Global:** custo de operação e custo do investimento relacionado à expansão do parque gerador
- **Garantia de Suprimento:** avaliação do risco de suprimento com base em indicadores do armazenamento hidrelétrico
- **Emissões:** estimação das emissões decorrentes da operação termelétrica



Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Cenários considerando as principais incertezas



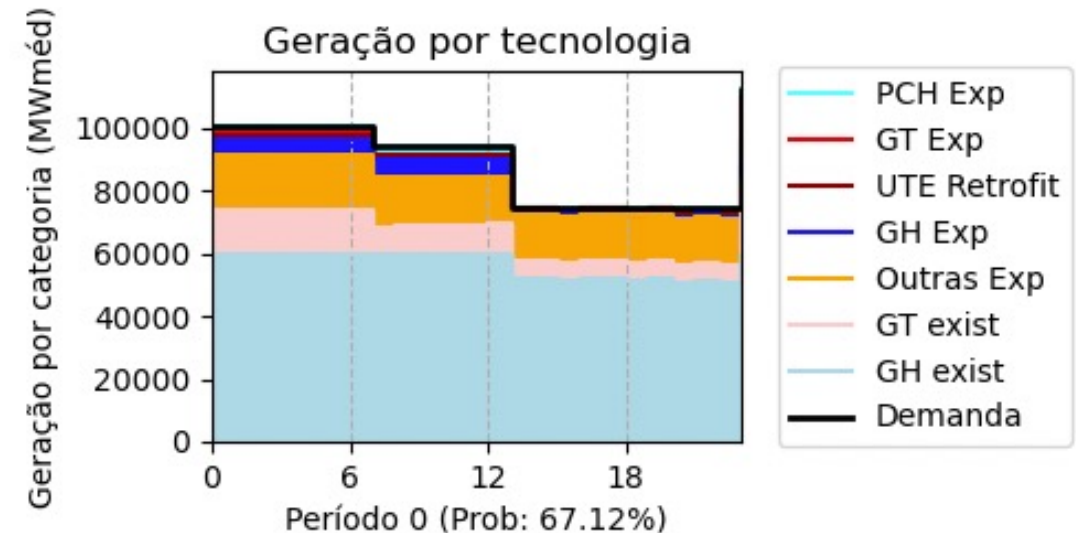
NOVO PARADIGMA REQUERIDO

- A crescente participação de **fontes não controláveis** requer a avaliação do **perfil de produção e consumo horário**, o que complica o planejamento
- Por outro lado, o planejamento é simplificado em outras dimensões, já que as novas fontes requerem:
 - **menor tempo para instalação**
 - **menor escala mínima**
 - **menor interdependência entre usinas** (ex: enchimento de reservatórios)

MDI MODIFICADO

- Para definir os portfólios de usinas a ser considerados na expansão, **adaptamos o Modelo de Decisão de Investimento (MDI)** da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
- Buscou-se identificar a melhor combinação de usinas para atender à **carga horária** prevista ao final do horizonte de planejamento levando-se em conta o **perfil de produção horário** das fontes não controláveis

- **Variações consideradas** para definição dos portfólios:
 - maior flexibilidade hidrelétrica
 - sem as restrições de mínimo e máximo para as fontes eólica e solar
 - portfólios definidos para atender a cenários específicos
 - cenário de gás natural abundante



Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Definição de portfólios de usinas de geração

Para cada cenário...

...um portfólio de expansão

PORTFÓLIOS	CENÁRIOS				PORTFÓLIO INDICADO PARA EXPANSÃO					
	CARGA		CENÁRIO GN	RESTRIÇÕES	UHE	TERMELÉTRICA		BIOMASSA	EOL	UFV
	CENÁRIO ECONÔMICO	CENÁRIO REDs				GN	GN			
Referência	PDEE 2029	PDEE 2029	PDEE 2029	UHE <= GF	UHE: 2170 MW PCH: 2300 MW	GN CC: 4936 MW GN CA: 12116 MW Retrofit: 6307 MW	Carvão: 1000 MW	Cavaco: 600 MW Biomassa: 3500 MW Biogás: 210 MW	EOL: 21000 MW	UFV: 7000 MW
Flexibilidade Hidrelétrica	PDEE 2029	PDEE 2029	PDEE 2029	UHE <= CAPACIDADE INSTALADA E GERAÇÃO MÉDIA <= GF	UHE: 605 MW PCH: 2300 MW	0 MW	0 MW	Cavaco: 300 MW Biomassa: 3500 MW Biogás: 210 MW	EOL: 21000 MW	UFV: 7000 MW
EOL e UFV Sem Restrições	PDEE 2029	PDEE 2029	PDEE 2029	SEM RESTRIÇÃO MÁXIMA E MÍNIMA PARA EOL E UFV	PCH: 2300 MW	GN CA: 1387 MW Retrofit: 6307 MW	0 MW	Cavaco: 300 MW Biomassa: 1050 MW	EOL: 51460 MW	0 MW
Resiliente ao Risco de Carga	OTIMISTA SEM REDs: 2.2% REFERÊNCIA COM REDs: 56.6% PESSIMISTA COM REDs: 41.2 %		PDEE 2029	UHE <= GF	PCH: 2300 MW	GN CC: 906 MW GN CA: 5251 MW Retrofit: 6307 MW	0 MW	Cavaco: 300 MW Biomassa: 1050 MW	EOL: 5684 MW	UFV: 7000 MW
Gás Abundante	REFERÊNCIA	COM REDS	BRASIL EXPORTADOR - REFERÊNCIA - EIA REFERENCE	UHE <= GF	PCH: 2300 MW	GN CC: 12305 MW GN CA: 3918 MW Retrofit: 6307 MW	0 MW	Cavaco: 300 MW Biomassa: 1050 MW	EOL: 21000 MW	UFV: 7000 MW

Elaboração: Instituto Acende Brasil

limite superior

limite inferior

Planejamento da Expansão da Geração Elétrica sob Incerteza

Avaliação de robustez de portfólios de usinas

Indicadores considerados:

Custo

Condições de Suprimento

Emissões

Portfólio	Cenário		Custo			Déficit		Armazenamento		Fator de Capacidade das Termelétricas			Emissões
	carga	preço do GN	Capex (R\$/ano)	Opex (R\$/ano)	Custo Total (R\$/ano)	Amplitude média (MW/méd)	Risco (%)	média	média das 5 menores observações	média	média das 5 maiores observações	média das 5 menores observações	média (ton/ano)
Referência	PDE 2029	PDE 2029	49,244,809,698	7,113,810,522	56,358,620,220	-	0.00%	70%	8%	27%	88%	15%	24,585,621.10
Flexibilidade Hidrelétrica	PDE 2029	PDE 2029	26,339,380,739	8,814,801,614	35,154,182,353	3,764.27	1.39%	59%	8%	32%	94%	19%	23,557,725.60
EOL e UFV Irrestrita	PDE 2029	PDE 2029	48,478,234,652	5,217,798,426	53,696,033,078	-	0.00%	67%	8%	26%	85%	15%	19,886,465.46
Gás Natural Abundante	PDE 2029	PDE 2029	40,435,991,408	5,939,455,867	46,375,447,275	878.46	0.28%	67%	9%	28%	81%	17%	21,162,489.28
Referência	PDE 2029	Brasil Exportador (Referência)	49,244,809,698	3,441,259,760	52,686,069,458	-	0.00%	72%	13%	28%	82%	15%	23,326,105.55
Gás Natural Abundante	PDE 2029	Brasil Exportador (Referência)	40,435,991,408	4,490,838,650	44,926,830,058	4,082.22	0.56%	69%	10%	30%	95%	17%	22,593,541.69
Gás Natural Abundante	Carga Baixa com RED	Brasil Exportador (Referência)	40,435,991,408	2,918,480,698	43,354,472,106	-	0.00%	86%	33%	23%	29%	17%	15,599,762.46
Referência	Carga Baixa com RED	PDE 2029	49,244,809,698	4,262,977,815	53,507,787,513	-	0.00%	86%	33%	22%	28%	15%	15,599,762.46
Resiliente ao Risco da Carga	Carga Baixa com RED	PDE 2029	20,091,074,435	4,262,977,815	24,354,052,250	-	0.00%	86%	33%	24%	29%	17%	15,599,762.81

Elaboração: Instituto Acende Brasil / Soares / Venidera

Contribuições metodológicas para planejamento no novo contexto

NOVO FERRAMENTAL

- Construção de **cenários econômicos**
- **Projeção de crescimento carga** por classe de consumo e região fundamentada em modelos econométricos
- **Modelo de inserção de tecnologias disruptivas** e impacto sobre a carga (modelo de Bass adaptado para cada tecnologia)
- **Modelo de média-variância** para avaliação da relação custo-risco de cada fonte
- **Modelo de otimização** do sistema elétrico considerando as usinas individualizadas, considerando-se a plena representação das suas respectivas funções de custo
- **Modelo de definição de portfólios** com base no perfil horário da carga e produção no final de horizonte do planejamento



