

SETEMBRO, 2021

2021
QUI
02
SET

A CRISE ENERGÉTICA NO BRASIL

🕒 14:00 - 17:00 📍 Evento on-line

Tipo de evento: Agenda, Geral, Palestras





A GÊNESE E A PERSISTÊNCIA DA CRISE ELÉTRICA

Prof. Ildo Luís Sauer

CPLEN, Centro de Análise, Planejamento e
Desenvolvimento de Recursos Energéticos

FASES DA ESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Período	1880	1930	1960	1990	2003
Propriedade de ativos	Privada	Privada	Estatal	Privada	Semiprivada
Principal objetivo	Implantação e consolidação	Institucionalização	Crescimento	Introdução de competição	Universalização do acesso
Contexto político	República Velha	Estado Novo	Autoritarismo	Democracia	Democracia
Economia	Agroexportadora	Industrialização (substituição de importações)	Grandes companhias	Desestatização e neoliberalismo	Desenvolvimentismo
Financiamento do setor	Capital agrário	Empréstimos externos e autofinanciamento	Financiamento público e tarifas	<i>Project-finance</i>	Vários modelos, principalmente financiamento público
Processo de regulação tarifária	Contratos bilaterais	Cláusula Ouro	Custo do serviço	Preço-teto incentivado	Preço-teto incentivado
Maior demanda	Iluminação pública e transporte	Urbanização e industrialização	Indústria e urbanização	Diversificação da matriz energética	Indústria, transportes
Tecnologias e fontes primárias de maior destaque	Pequenas usinas	Distribuição	Transmissão interligada, geração de grande escala	Desverticalização G/T/D/C, diversificação, combustíveis fósseis (gás natural)	Fontes renováveis (eólica, solar fotovoltaica, biomassa)

SETOR ELÉTRICO – O PERÍODO KEYNESIANO ENTRE OS DOIS GOVERNOS VARGAS

Anos	Período	Principais eventos
1930 a 1945	Governo Vargas Transição econômica, social e política	Economia nacional – de agroexportadora para industrial – Expansão da oferta interna – Substituição de importações – Classe média urbana x valores rurais – Nacionalismo – Agregação dos centros fora do eixo Rio-São Paulo Promulgação do Código de Águas e da Lei Oswaldo Aranha (fim da Cláusula Ouro) Poder concedente da energia elétrica – de local para federal Prestação dos serviços públicos – fortemente regulada Função do Estado predominantemente regulatória Criação da Chesf
1945 a 1964	Governo Dutra (1946-1951)	Liberalismo econômico – industrialização c/ capital privado Plano Salte (Saúde, Alimentação, Transportes, Energia) Comissão Abbink
	Governo Vargas (1951-1954) governos interinos: Café Filho (1954-1955); Carlos Luz (1955-1955); Nereu Ramos (1955-1956)	Nacionalismo e intervenção Comissão Mista Brasil-Estados Unidos Industrialização crescente x infraestrutura deficitária Criação de empresas estaduais (Cemig, CEEE...) Projeto da Eletrobras (1954) – implantada em 1962
	Governo Juscelino (1956-1961)	Industrialização planejada: ápice – Plano de Metas Capitais estrangeiros Criação do Ministério de Minas e Energia Criação de Furnas
	Governo Jango (pós-Jânio – 1961-1964)	Crise do desenvolvimentismo Nacionalismo Reformas sociais Constituição da Eletrobras Constituição do consórcio Canambra Engineering Consultant Limited

FORMAÇÃO E TRAJETÓRIA DA ELETROBRAS ATÉ A LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Período	Eventos
Década de 1950 (segundo governo Vargas) – fase de conflitos e postergação da criação	Ambições de industrialização → necessidade de infraestrutura Demanda social de energia não atendida e crescente Concessionárias privadas = falta de planejamento e escassez de investimentos Instrumentos políticos e burocráticos – CMBEU – Comissão Mista Brasil-Estados Unidos/PNE – Plano Nacional de Eletrificação/IUEE – Imposto Único sobre Energia Elétrica/FFE – Fundo Federal de Eletrificação Projeto de lei da Eletrobras – apresentado em 1954 e aprovado em 1961 – início das atividades em 1962 (João Goulart) Criação das empresas estaduais de energia
Década de 1960 – aumento da complexidade e expansão do sistema	Criação do MME (JK) Furnas – início da integração do setor DNAEE – regulação (normalizadora e fiscalizadora) + Eletrobras – execução (expansão da geração e extensão geográfica do atendimento)
Década de 1970 – fortalecimento da Eletrobras	Reagrupamento das supridoras regionais – Eletrosul, Eletronorte, Chesf, Furnas Reorganização das concessionárias estaduais – todas sob a Eletrobras Criação do GCOI – Grupo Coordenador para a Operação Interligada Reforma Campos-Bulhões e capacidade de autofinanciamento
Década de 1980 – crise internacional do capital	Corrosão da estrutura de financiamento; contenção tarifária; conflito entre Eletrobras e concessionárias Criação do GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos Revisé – Revisão Institucional do Setor Elétrico Ressurgência do pensamento liberal – Pinochet, Thatcher, Reagan...
Década de 1990 – privatização e “esvaziamento institucional” da Eletrobras	Collor e PND Operação desmonte

**ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ENERGÉTICO
NO FINAL DOS ANOS 1980 – BRASIL**



Fonte: Mercedes, 2002

MODELO ESTATAL X MODELO LIBERAL

Modelo estatal	Modelo liberalizado (1ª fase)
Preços de geração regulamentados e contratos de suprimento renováveis	MAE – mercado atacadista de concepção mercantil
Empresas integradas atuando em regime de monopólio	G, T, D e C como atividades independentes e limites à participação cruzada
Transmissão de energia agregada à geração	Malhas de transmissão/conexão e distribuição desagregadas e permitindo livre acesso
Mercados cativos	Consumidores cativos + aumento gradual de livres + liberação paulatina
GCPS e planejamento normativo	CCPE e planejamento indicativo
Planos decenais	
GCOI e condomínio de mercado	ONS operacionalizando mercado competitivo
Tarifa via serviço pelo custo e remuneração garantida até 1993	Tarifa regulada para consumidores cativos e preços competitivos e desregulamentados para livres e suprimento
Aprovação dos serviços públicos de energia pelo DNAEE	Concessões licitadas pela Aneel; todos os aproveitamentos considerados como PIE
Restrição à atuação de autoprodutores e produtores independentes	Regulamentação da atuação de autoprodutores e PIE e permissões de livre acesso à rede

FLUXOGRAMA DAS ETAPAS DE REESTRUTURAÇÃO E DESESTATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

1. Antecedentes

- Modelo de financiamento entra em crise em 1981
- Tentativa de revitalizar o setor em 1987 (PRS)
- Tentativas de reforma do setor em 1986-88 (Revise)

Período de Impasse e Imobilismo
(perda da capacidade de investimento do setor)

Lei 8.631/93:

Ajuste da estrutura de capital
(26 bilhões)

Desafogo financeiro das concessionárias

- Atualização tarifária de 65% (1993)

100% até 1997

NOVOS FATOS:

- Eleições e novos desequilíbrios financeiros: ressurgimento da crise
- Gradual amadurecimento do setor para as mudanças
- Início dos estudos para a privatização (BNDES)

2. Políticas e ações do governo Fernando Henrique Cardoso

Sob a ameaça de crise de suprimento pela falta de Investimentos e hidrologia desfavorável (até 1996):

2.1 Bases da reestruturação:

Lei das concessões 8.987 e 9.074/95

- Licitação
- Competição na geração
- Livre acesso à rede de transmissão
- Escolha livre do superior de energia

2.2 Desafio duplo: promover uma reestruturação consistente e duradoura e, ao mesmo tempo, expandir o mercado
(*O MERCADO NÃO ESPERA PELAS MUDANÇAS*)

EXPANSÃO DURANTE A TRANSIÇÃO

Reestruturação do setor
Consultoria da
Coopers & Lybrand
(Projeto RE-SEB)
Proposta básica: jun/97

Regulamentação mínima

- Produtor independente
- Aneel
- Prorrogação de concessões
- Cancelamento de 33 concessões de projetos não iniciados
- Redução dos níveis de inadimplência

Expansão na transição

- Interligação Norte-Sul
- Térmicas-gás natural
- Reforço no Sistema Sul/Sudeste
- Retomada de obras paralisadas (parcerias)
- Licitações de projetos
- Interconexões com países vizinhos

Privatização

Das empresas de distribuição em endamento, visando em base um mercado competitivo: contratos, concessão, gestão compartilhada entre Eletrobras e BNDES, concessionárias inviabilizadas

Viabilização das decisões políticas:
2º semestre/97

Alterações legais: apenas as absolutamente necessárias
2º sem/97 e 1º sem/98

Implementação
(2 a 3 anos)

Regulamentação (Infralegal)

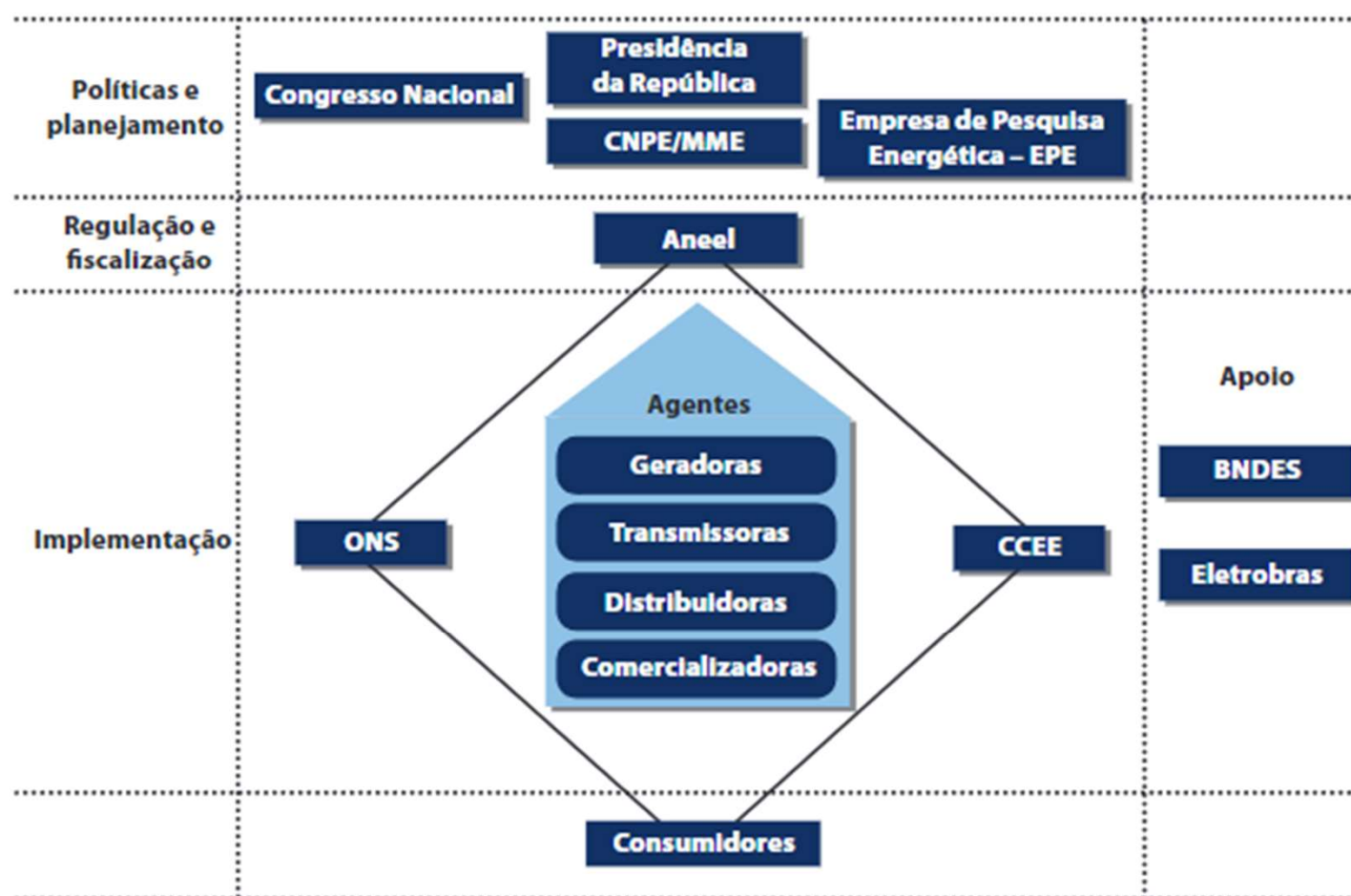
Código de Energia Elétrica

Ajustes na regulamentação (Infralegal)

- Início das privatizações de ativos de geração da Eletrosul, Furnas, empresa de São Paulo e CEEE
- Privatização dos sistemas de Manaus, Rondônia e concessionárias estaduais

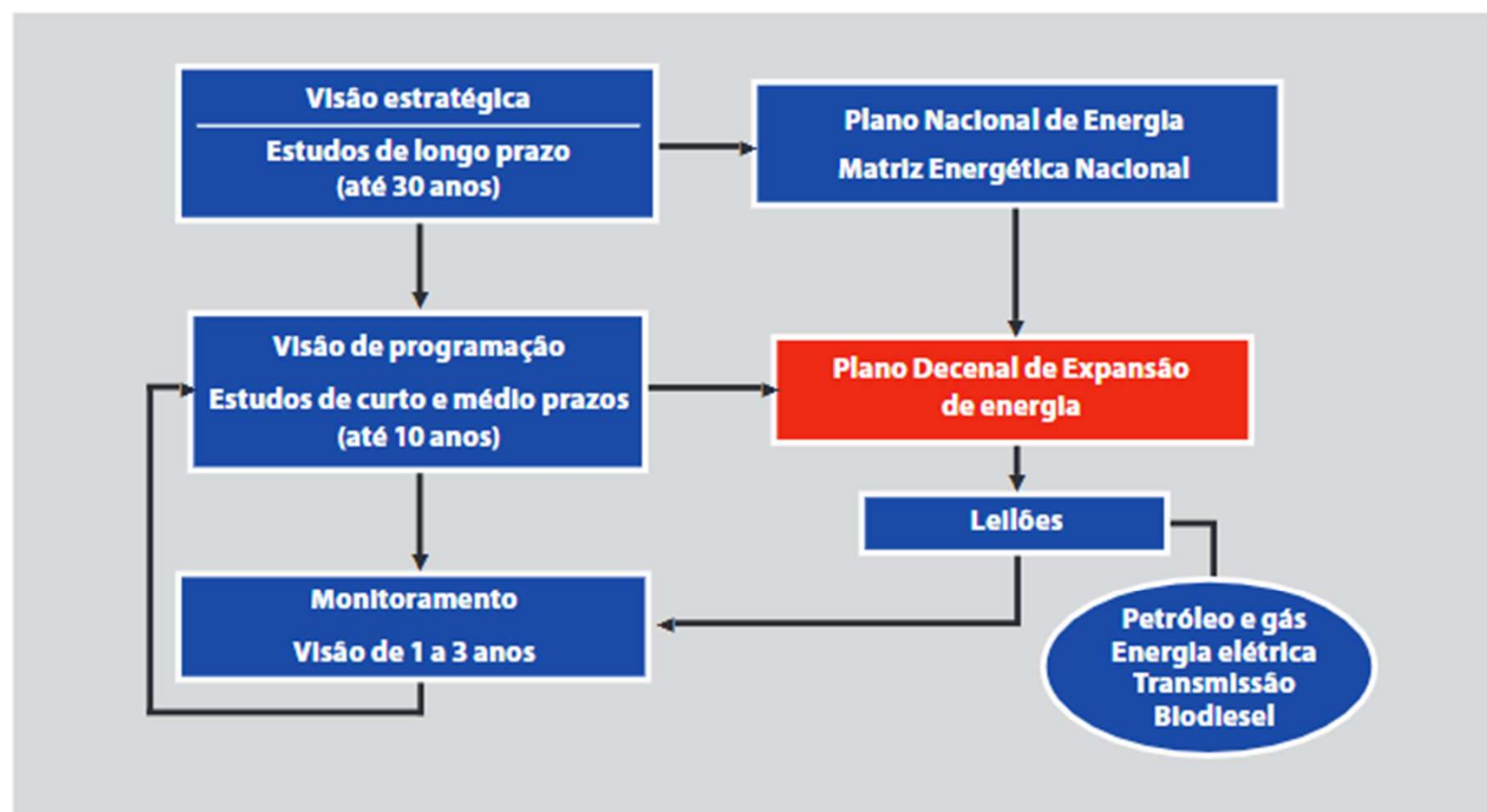
CONSOLIDAÇÃO INSTITUCIONAL DE UM NOVO MERCADO COMPETITIVO

ESTRUTURA INSTITUCIONAL DO SETOR ELÉTRICO – BRASIL



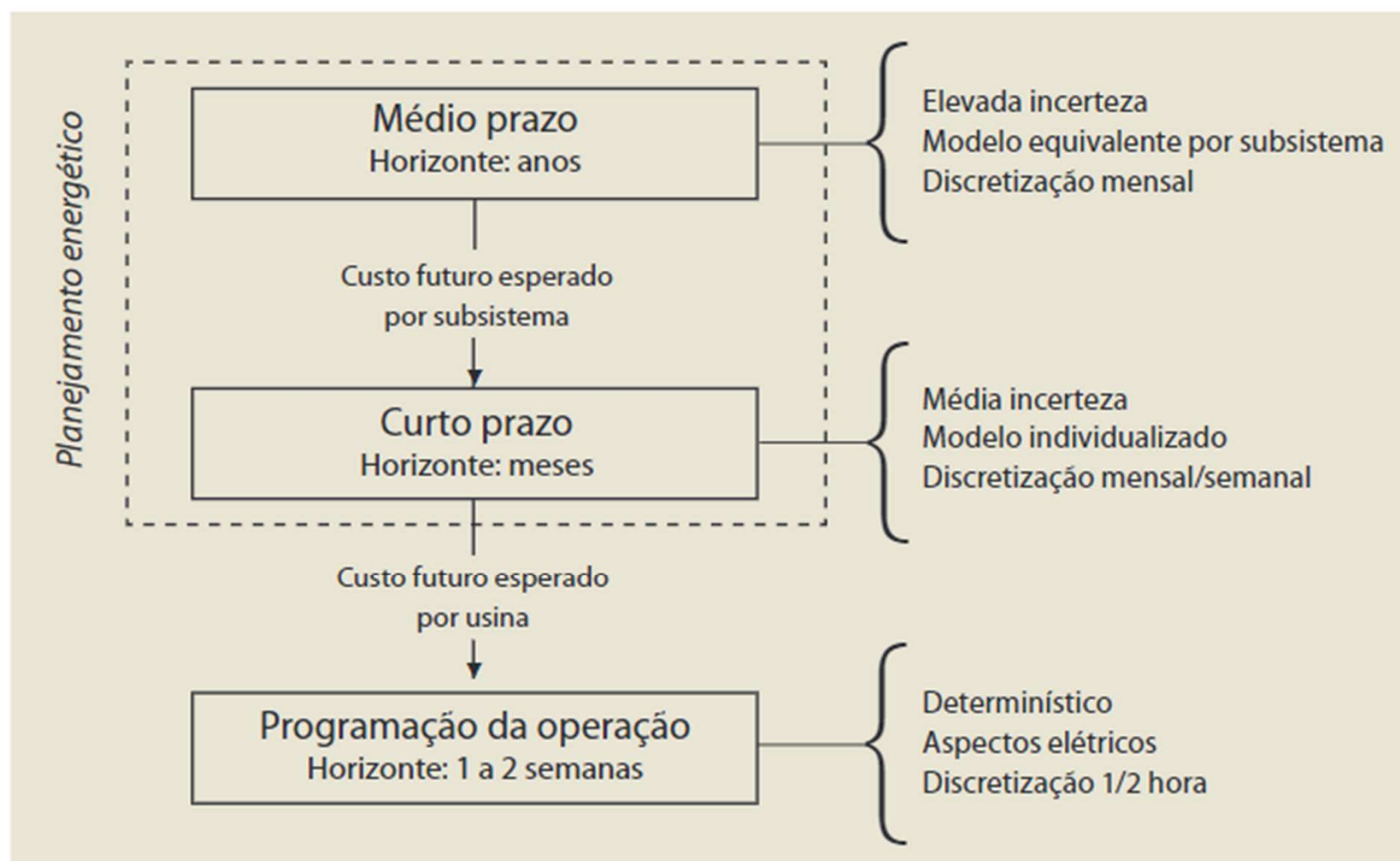
Fonte: Aneel/SPG, 2014

PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – EXPANSÃO DA OFERTA

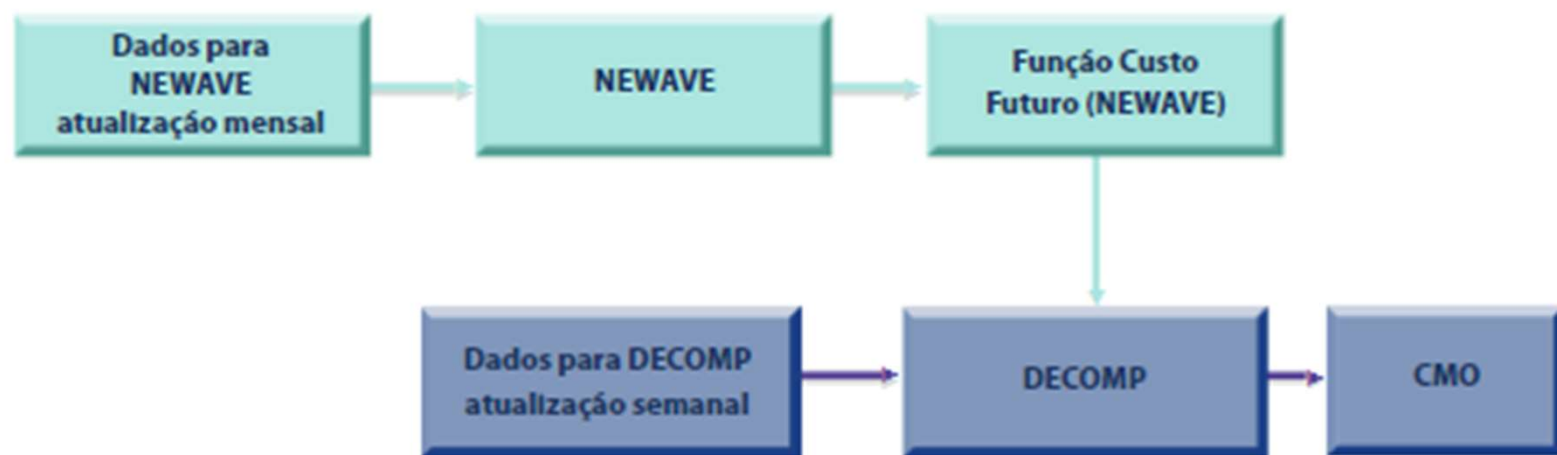


Fonte: Hollauer, 2011

PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – DECOMPOSIÇÃO TEMPORAL DO PROBLEMA DE COORDENAÇÃO DA OPERAÇÃO HIDROTÉRMICA DO SISTEMA BRASILEIRO



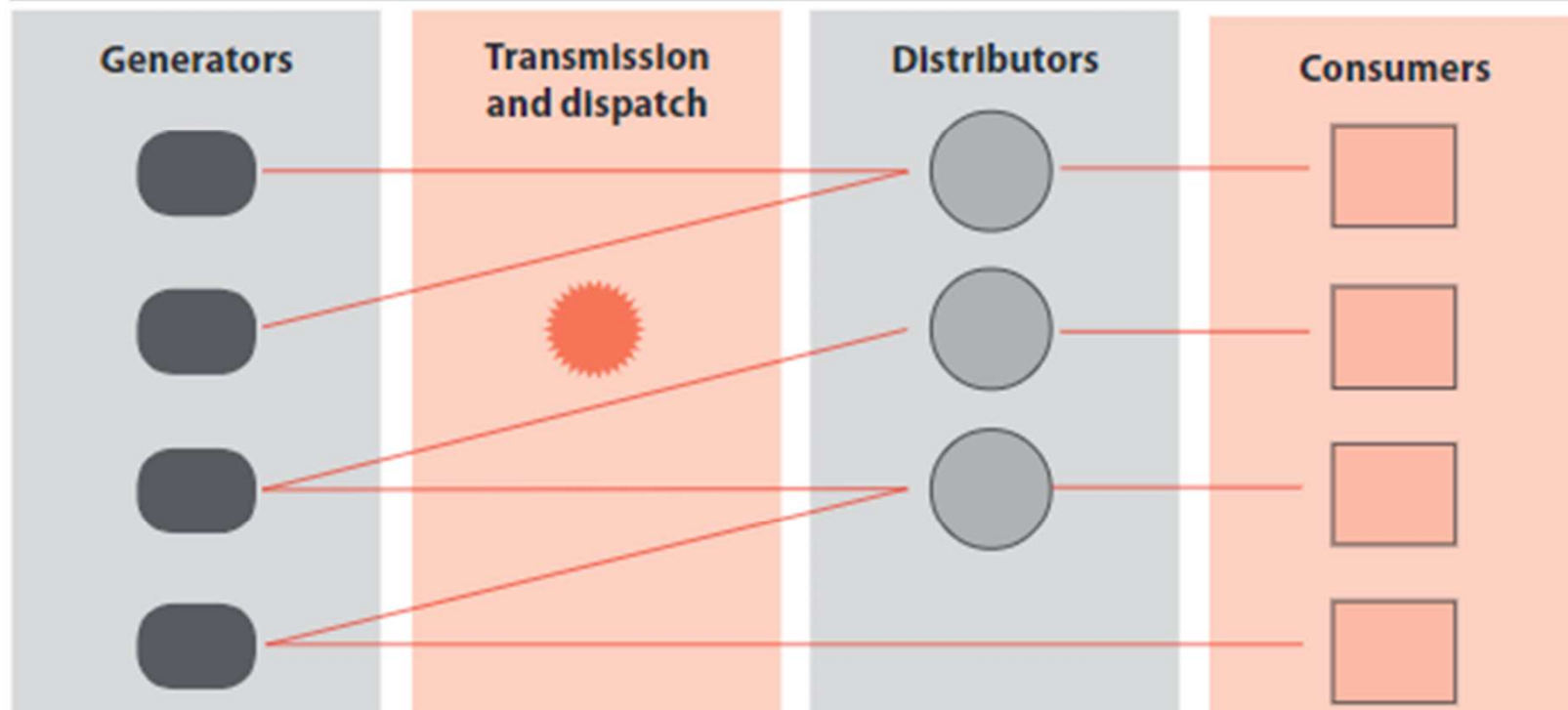
CÁLCULO DO CMO UTILIZANDO O NEWAVE E O DECOMP



Fonte: Machado, 2007

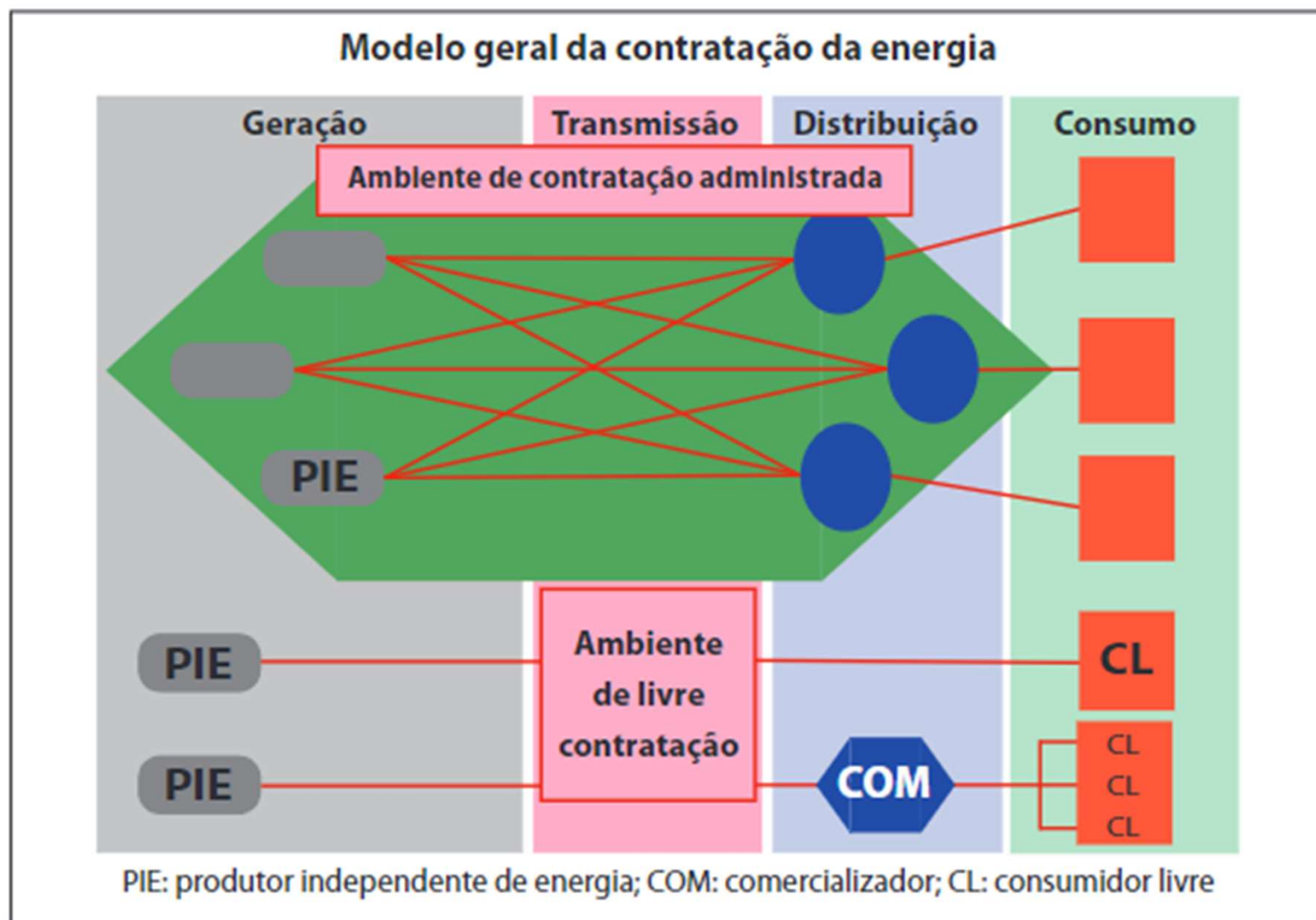
*MAJOR BUYER X MULTIPLE BUYERS, MULTIPLE
SELLERS IN BILATERAL MARKETS (MULTICONTRATAÇÃO BILATERAL)*

The bilateral contracts model for electricity trading

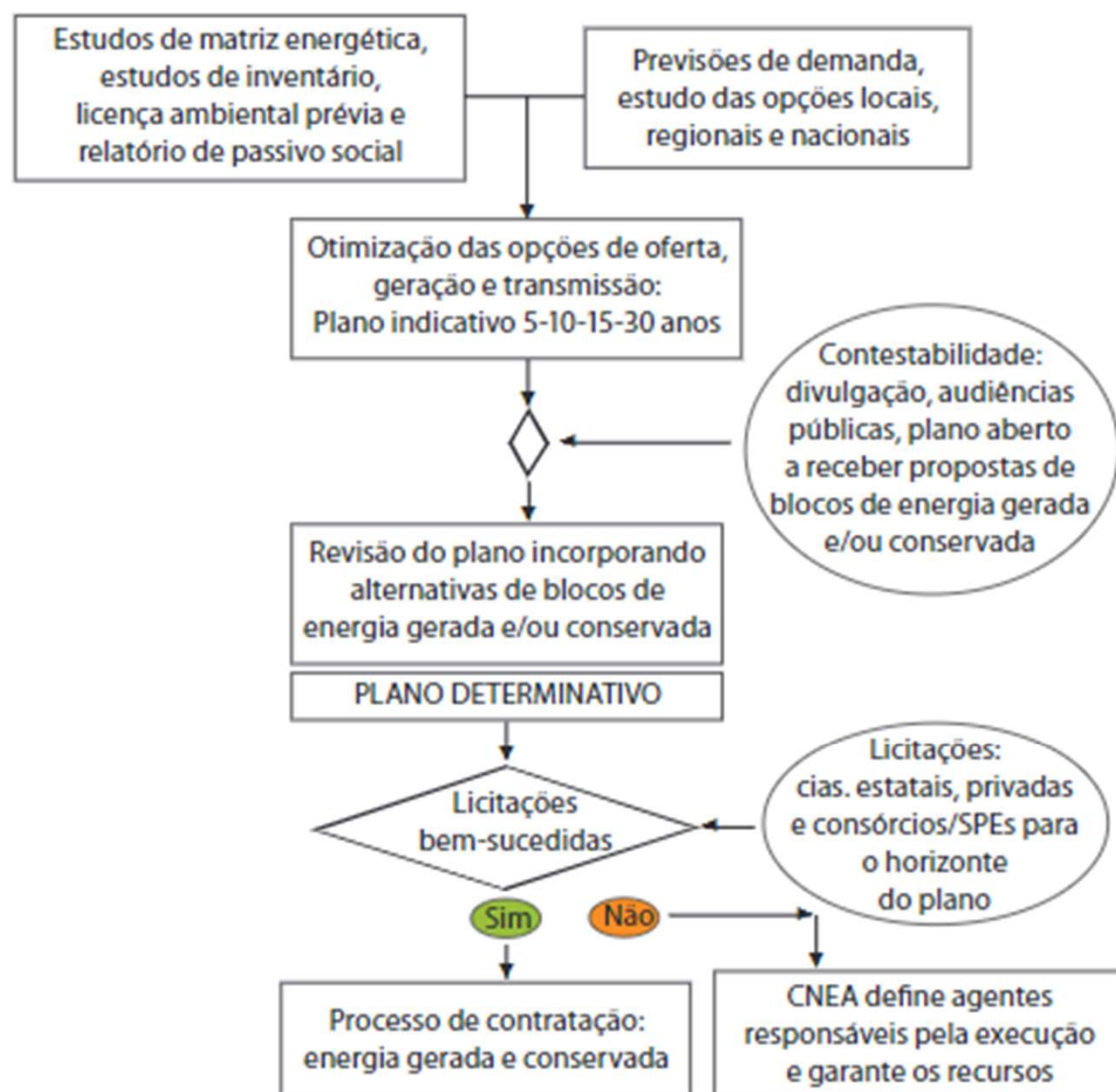


Note: The red lines represent electricity trading. The transmission and dispatch entity may have contracts with market players, but these are not for the trading of electricity. An example is a contract with generators for ancillary services (such as frequency control, spinning reserve and cold reserve)

PROPOSTA DE MODELO INSTITUCIONAL PARA O SETOR ELÉTRICO



PASSOS DO PLANEJAMENTO DETERMINATIVO NO MODELO PROPOSTO POR SAUER

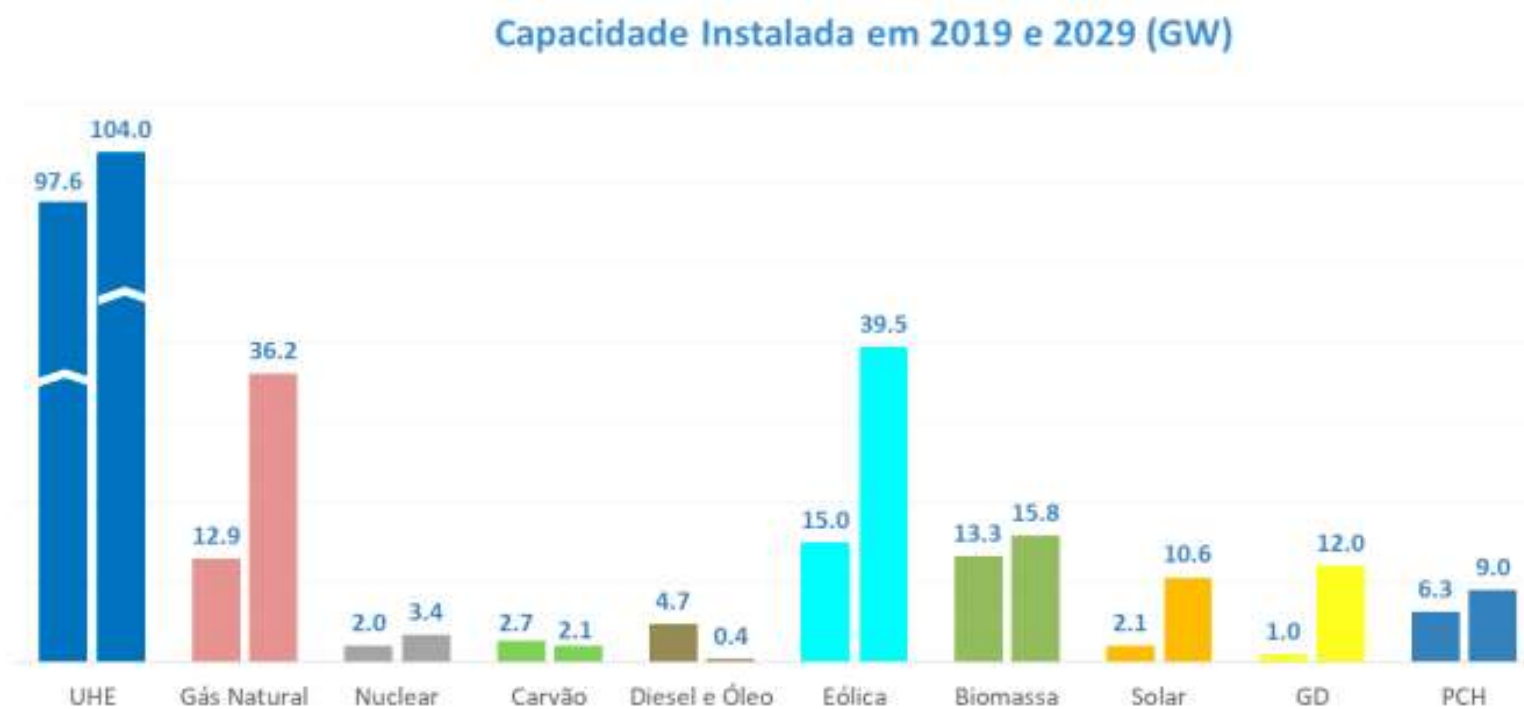


**COMPARAÇÃO ENTRE O MODELO LIBERAL (FHC), O MODELO PROPOSTO
PELO INSTITUTO CIDADANIA E O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO**

Item	Modelo anterior	Proposta do Instituto Cidadania	Novo modelo
Descontratação de energia	Sim	Suspender	Mantida
Eletrobras no PND	Sim	Retirar	Retirada
Restrições de investimentos da Eletrobras e de ser majoritária em parcerias	Sim	Revogar	Não revogada
Natureza da geração elétrica	Mercantil	Serviço público	Serviço público e mercantil
Forma de exploração das usinas	Produção independente	Concessão	Concessão com muitos prod. ind.
Geração e transmissão	Desverticalizar	Não desverticalizar	Não desverticaliza
Mercado atacadista	Indutor de investimento	Extinguir	Substituído
Garantia de suprimento	Mercado	Poder público	Poder público
Produtores independentes	Maioria	Exceção	Grande número
Planejamento	Indicativo	Determinativo	Determinativo
Novas usinas	Licitação onerosa de hidrelétricas	Licitas todas por menor tarifa	Licitas todas por menor tarifa
Despacho de usinas	Oferta de menor preço	Menor custo	Menor preço
Energias alternativas	Mercado	Política energética	Proinfa e mercado
Térmicas a gás natural	Obedece a contratos	Complementar	Obedece a contratos
Participação privada	Privatizações	Suspender	Suspensas
Financiamento	Atração de invest. privados	Recursos públicos e privados	Prioridade de invest. privados
Política energética	Dada pelo mercado.	Definida pelo governo	Indefinida
Regulação	Aneel	Integrada	Aneel

Fonte: Rosa, 2004

Variação entre a capacidade instalada e a expansão projetada no PDE -2029 por tecnologia

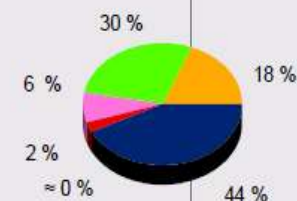


Fonte: EPE, 2020

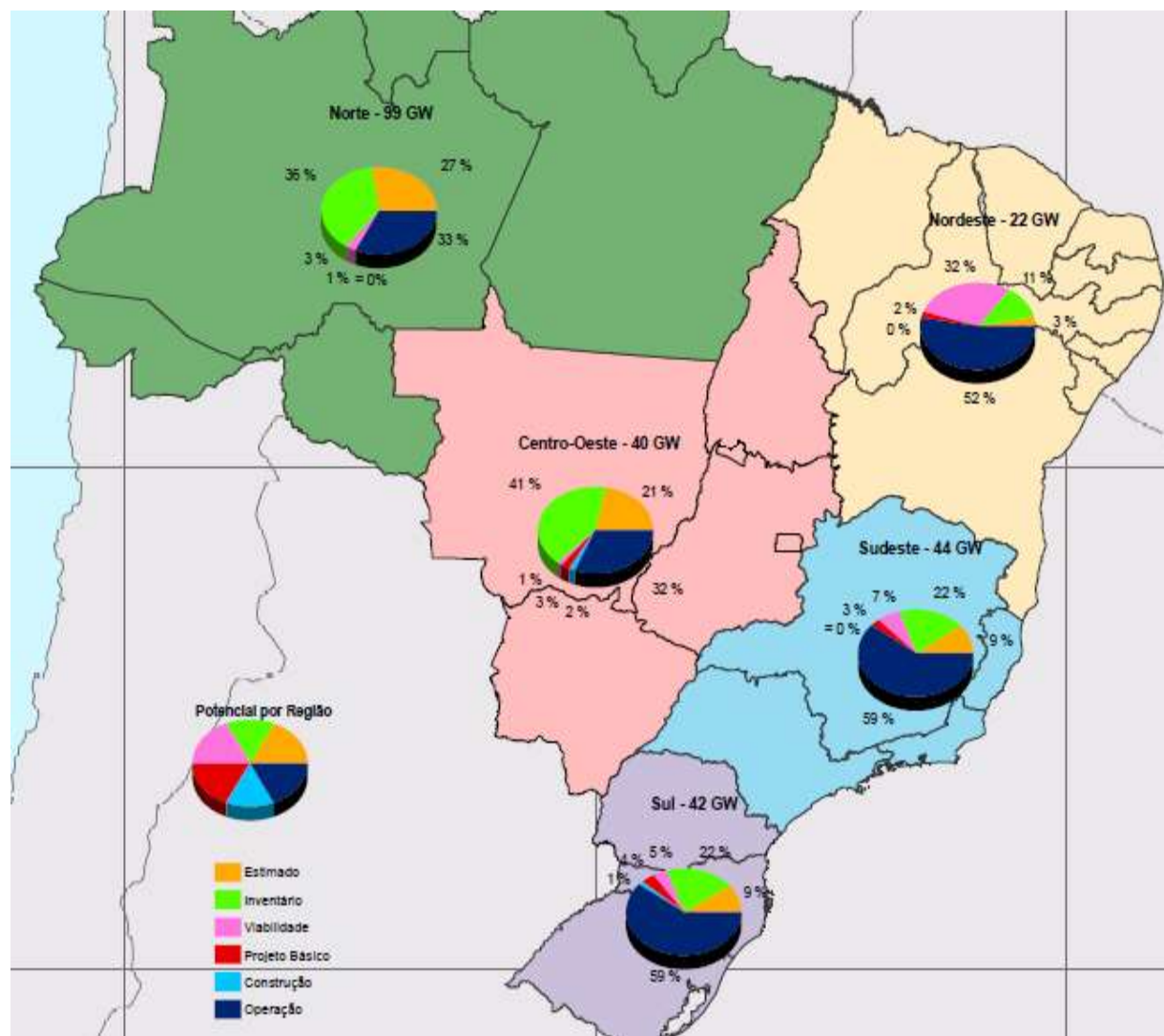
Potencial Hidrelétrico Brasileiro

Resumo do Potencial Hidrelétrico Brasileiro - GW
(SIPOT) - Dezembro / 2018

Total Geral - 246 GW



Fonte: Eletrobras, 2018

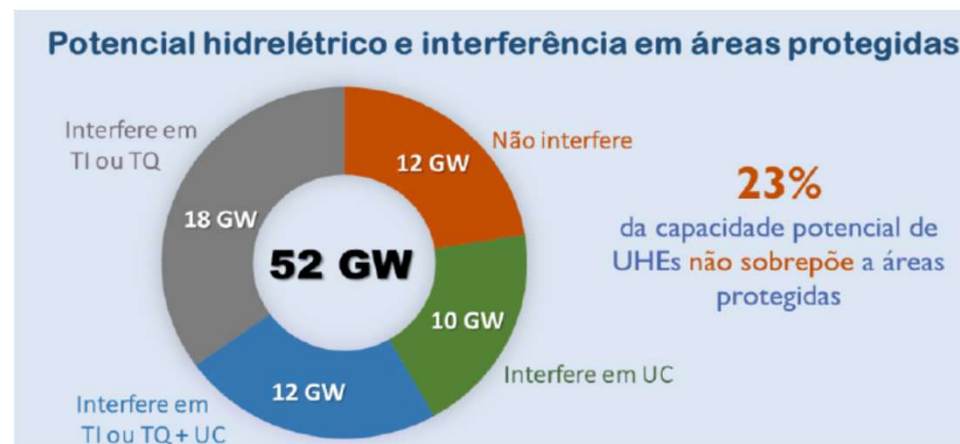


Potencial Hidrelétrico Brasileiro

Bacia	Total Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Total Geral
Rio Amazonas	30.594,79	38.537,84	774,00	997,98	783,88	23.246,43	94.934,92
Rio Tocantins	1.874,60	8.383,36	3.258,00	167,19	0,00	13.252,68	26.935,83
Atlântico Norte e Nordeste	706,70	871,01	466,00	49,69	0,00	812,00	2.905,40
Rio São Francisco	1.560,98	3.649,12	6.355,10	254,81	0,00	10.785,75	22.605,76
Atlântico Leste	1.422,50	5.759,17	440,90	881,73	27,60	5.455,35	13.987,25
Rio Paraná	5.085,70	9.644,84	1.833,83	2.189,64	399,83	43.635,56	62.789,40
Rio Uruguai	341,70	4.058,56	292,00	473,02	148,40	6.415,18	11.728,86
Atlântico Sudeste	2.031,06	1.870,37	2.218,00	410,54	5,37	3.817,91	10.353,25
Totais	43.618,03	72.774,27	15.637,83	5.424,60	1.365,08	107.420,86	246.240,67

Fonte: SIPOT, Eletrobras,
2018

Potencial Hidrelétrico Brasileiro



unidades de conservação (UC), terras indígenas (TI) quilombolas (TQ).

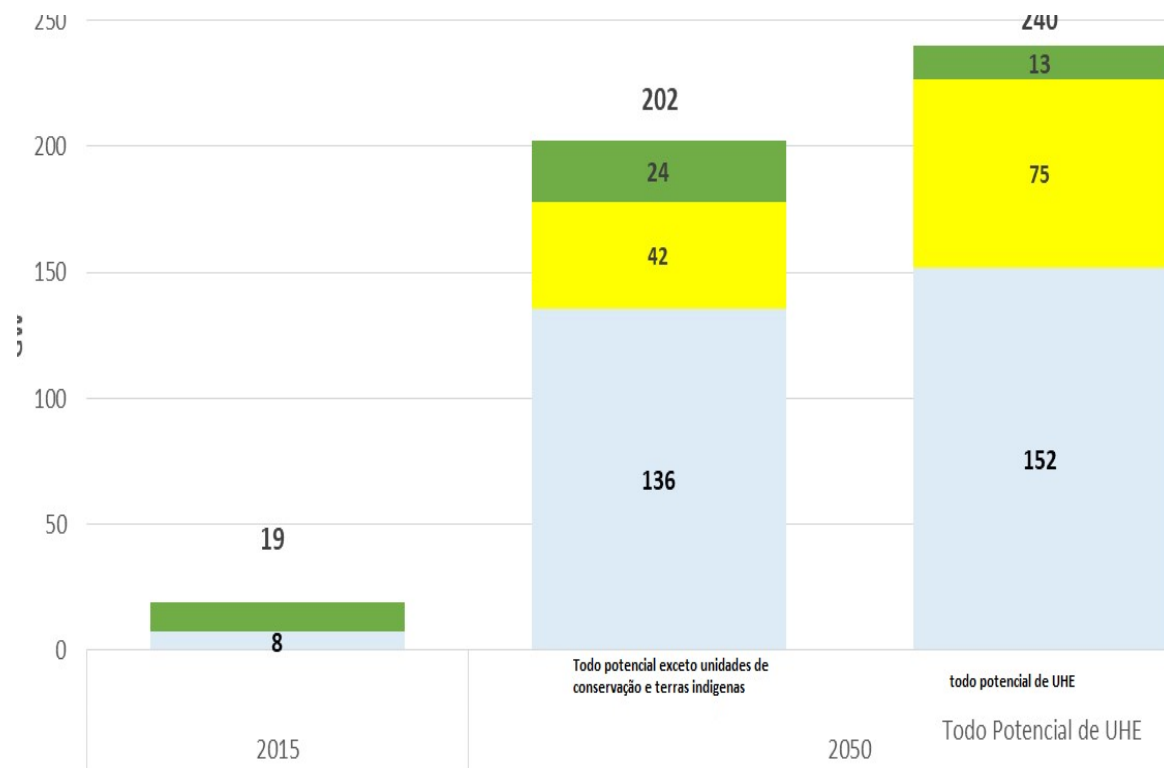
Fonte: EPE, 2020 – PDE 2029

Potencial Eólico

Potencial eólico dos atlas estaduais							
Estados	Data da Publicação	Potência Instalável (MW)			Energia Anual (GWh)		
	Altura	75m 80m* 70m**	100m	150m 140m*	75m 80m* 70m**	100m	150m 140m*
Alagoas	2008	336	649	n.d.	822	1.340	n.d.
Bahia	2013	38.600*	70.100	195.200	150.400*	273.500	766.500
Ceará	2019	23.144*	41.770	94.274	82.660*	153.065	362.162
Espírito Santo	2009	448	1.143	n.d.	1.073	2.397	n.d.
Minas Gerais	2010	24.742	39.043	n.d.	57.812	92.076	n.d.
Paraíba	2017	6.000**	14.700	42.100	23.690**	58.770	167.880
Paraná	2007	1.363	3.375	n.d.	3.756	9.386	n.d.
Pernambuco	2017	6.600*	10.725	20.830*	25.775*	42.100	84.159*
Rio de Janeiro	2002	1.524	2.813	n.d.	4.835	8.872	n.d.
Rio Grande do Norte	2003	19.431	27.080	n.d.	55.901	69.293	n.d.
Rio Grande do Sul	2014	n.d.	102.800	245.300	n.d.	382.000	911.000
São Paulo	2012	15	564	n.d.	48	1.753	n.d.
Total dos Atlas		122.203	314.762	597.704	406.772	1.094.552	2.291.701

Fonte: PNE -2050

Potencial Biomassa



O [Plano Nacional de energia 2050](#) – estimado que no ano 2050 a biomassa apresente um potencial energético de 530 milhões de tep, mais que o dobro do consumo energético total atual, consideradas todas as fontes de energia.

A maior expansão da bioenergia, parece estar ligada à maior expansão da hidrelétrica: A UTE a biomassa tradicional tende a entrar mais quanto maior a oferta de UHE, por conta da complementaridade sazonal

Potencial Resíduos Urbanos

Potencial de oferta de biometano:

Esgoto sanitário: todo o esgoto brasileiro pode disponibilizar 0,3 Mm³ de metano/ano. Uma vez que a coleta e tratamento do esgoto só atendem a 52 e 46%, respectivamente, da população (TrataBrasil, 2019), a efetiva disponibilidade de processamento e obtenção de metano em diesel equivalente é de 0,13 Mm³/ano.

Potencial de oferta de eletricidade dos rejeitos:

material plástico e papel: os papéis representam 51% da composição das embalagens presentes no RSU, enquanto os plásticos atingem 34%.

Aplicando-se esses valores à fórmula para cálculo do poder calorífico do RSU de Themelis (EPE, 2014a) e esse à quantidade produzida de RSU, atinge-se o potencial de 12,5 TWh/a, ou 3,2 Mm³ de óleo diesel equivalente.



POTENCIAL DA SOLAR FOTOVOLTAICA ???

DISTRIBUIÇÃO AMPLA, QUASE
UNIFORME,
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

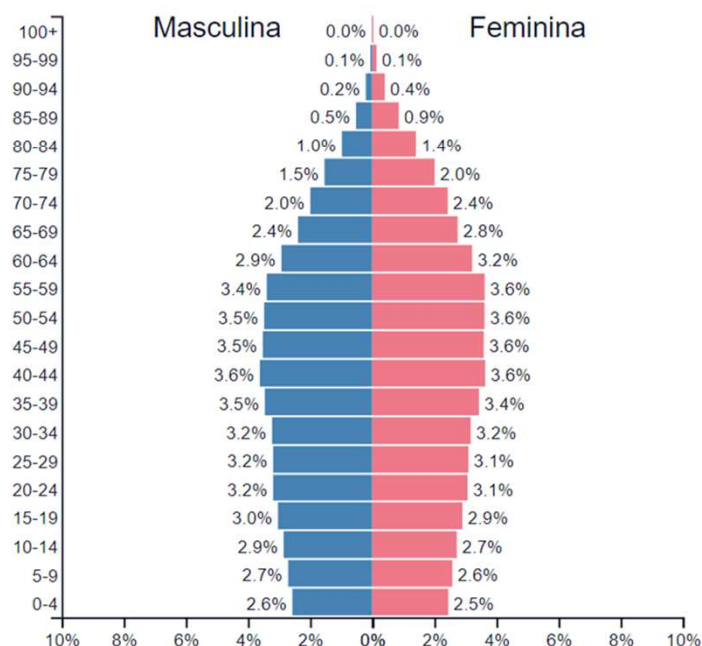
Projeção População - IBGE

2021 - 219 milhões brasileiros

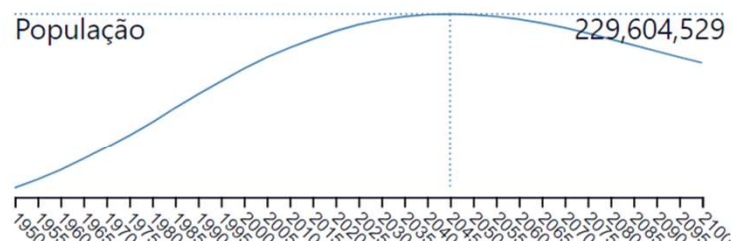
← → ↻ 🔒 populationpyramid.net/pt/brasil/2040/ 🔍 ☆ ⚙️ A

2040

População: 229,058,886



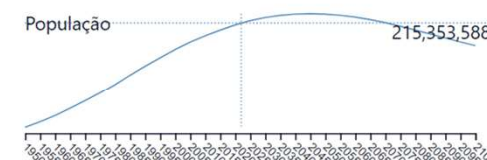
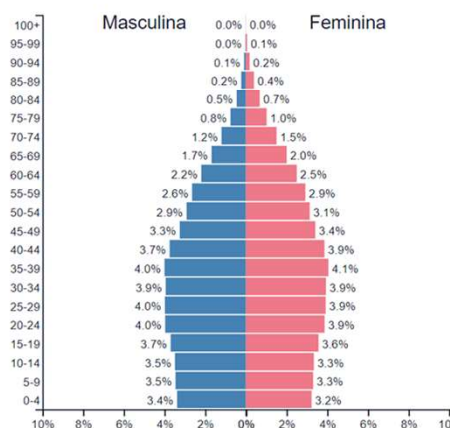
[Download](#) - [Excel CSV](#) - [Sources](#)



Brasil ▼

2022

População: 215,353,588



ANO -5 -1 2022 +1 +5

PAÍS A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V Z

[Bahamas](#)
[Bahrein](#)
[Bangladesh](#)
[Barbados](#)
[Bélgica](#)

[Bósnia e Herzegovina](#)
[Botswana](#)
[Brasil](#)
[Brunei](#)
[Bulgária](#)



PRODUÇÃO ANUAL: 600 TWh, aprox, Consumo 520 TWh

Consumo per capita:

Brasil: 2,5 MWh/ano, aprox.

Europa: 5-6 MWh/ano

Demanda Potencial: 1.100 a 1.200 TWh

Capacidade:

Hídrica: 1.100 TWh;

Eólica (atual, subestimada): 1.100 a 2.300 TWh/ano;

Solar fotovoltaica: uniformemente distribuída, imensa

Biomassa, Cogeração...



Os leilões de contratação

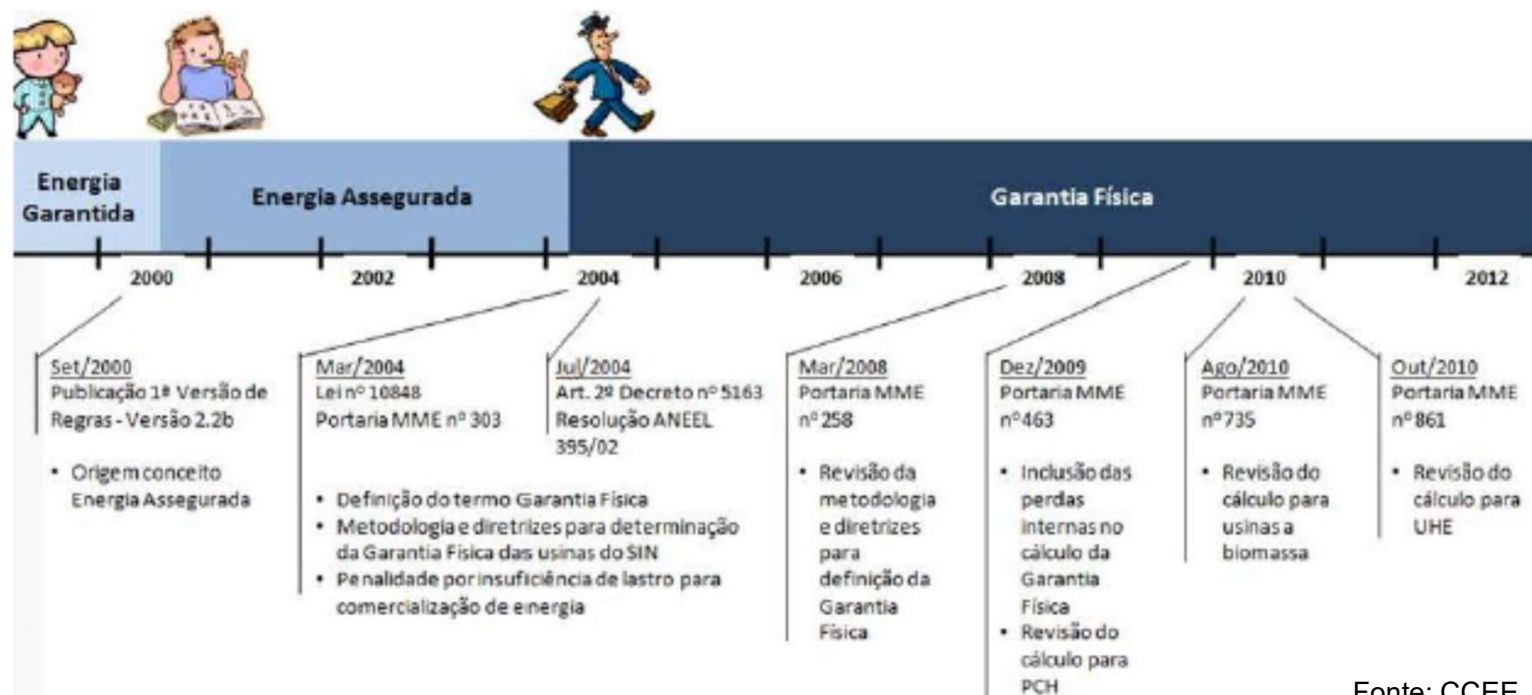
Colaboração: Dra. Julieta Andrea
Puerto Rico, CPLEN

TIPOS DE CONTRATAÇÃO

QUANTIDADE- o ponto de entrega da energia se dá no centro de gravidade do empreendimento de geração e os riscos hidrológicos são assumidos pelas geradoras

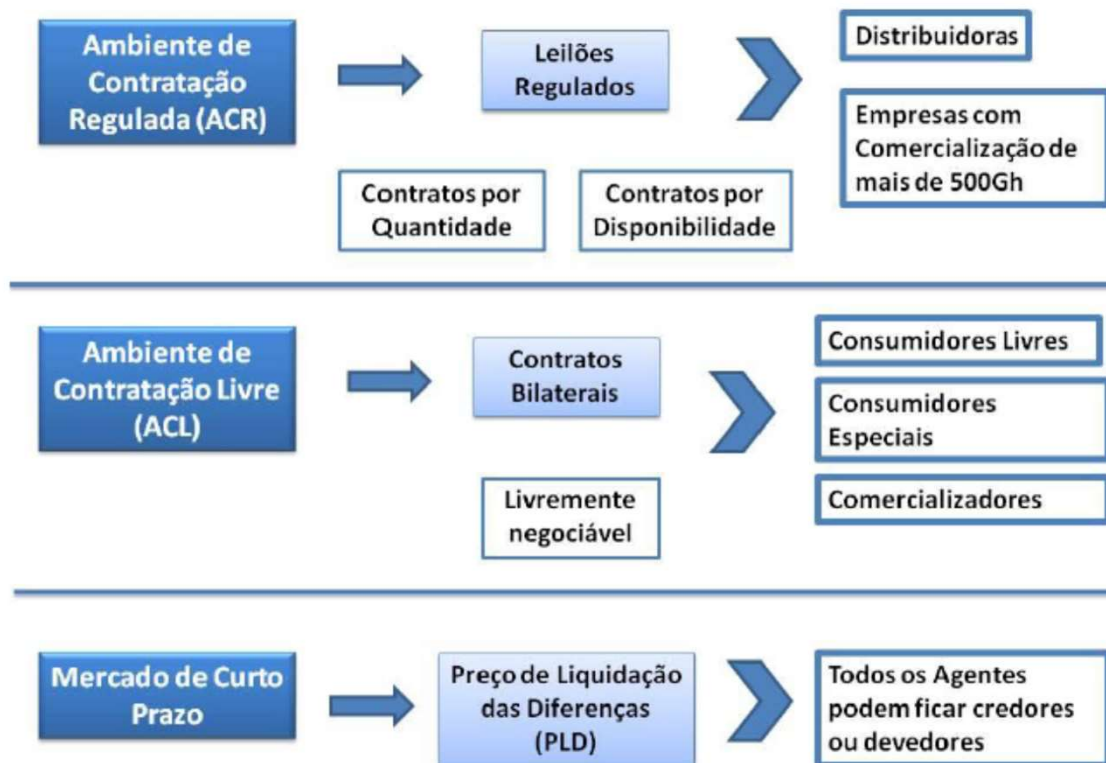
DISPONIBILIDADE- os agentes geradores de energia são pagos de acordo com a quantidade de energia assegurada, energia firme ou garantia física da usina, e não com base na energia efetivamente gerada. Os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, e repassadas ao consumidor final

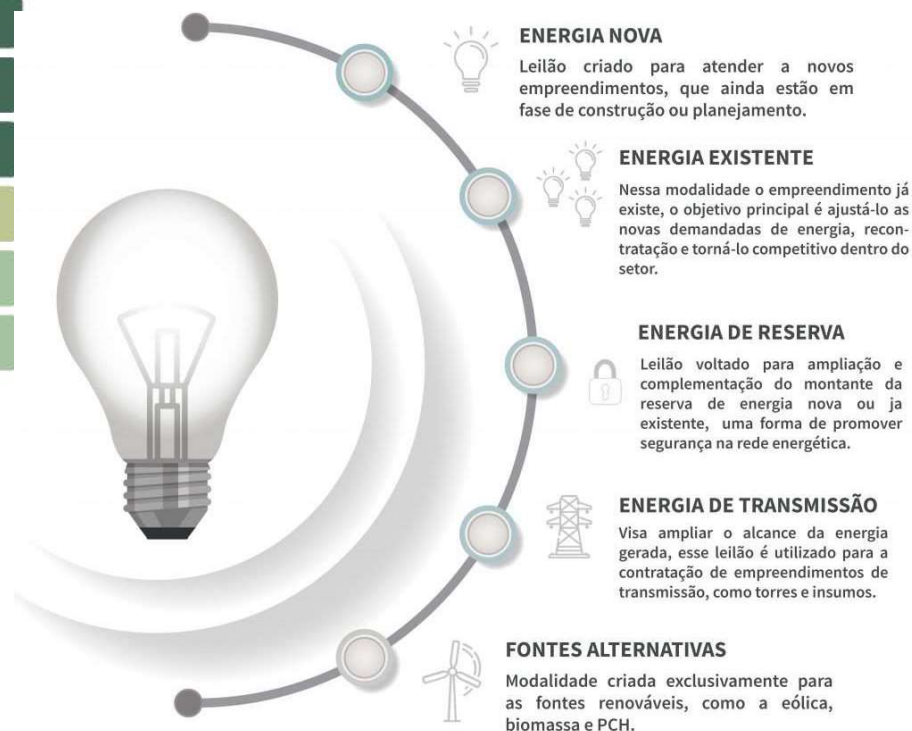
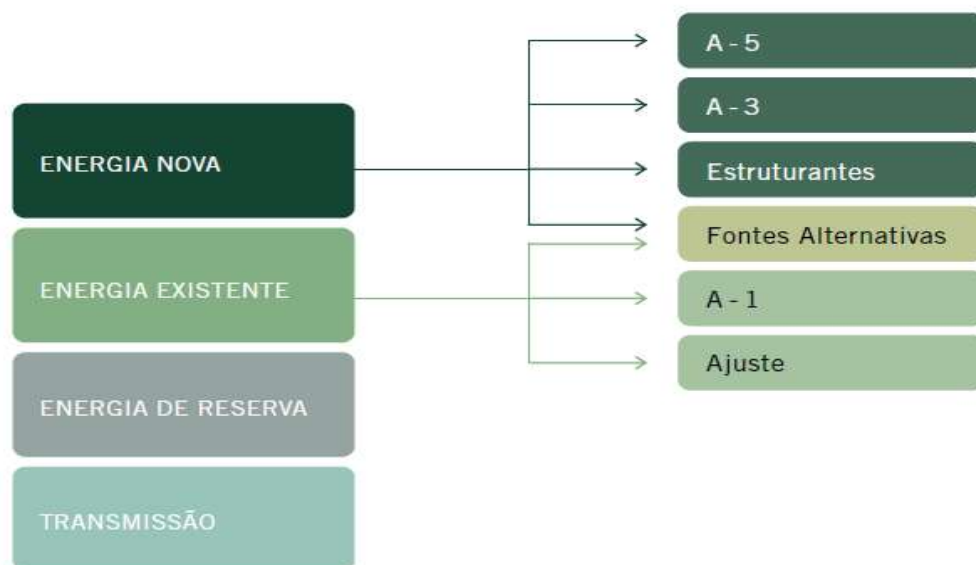
EVOLUÇÃO DO CONCEITO – GARANTIA FÍSICA



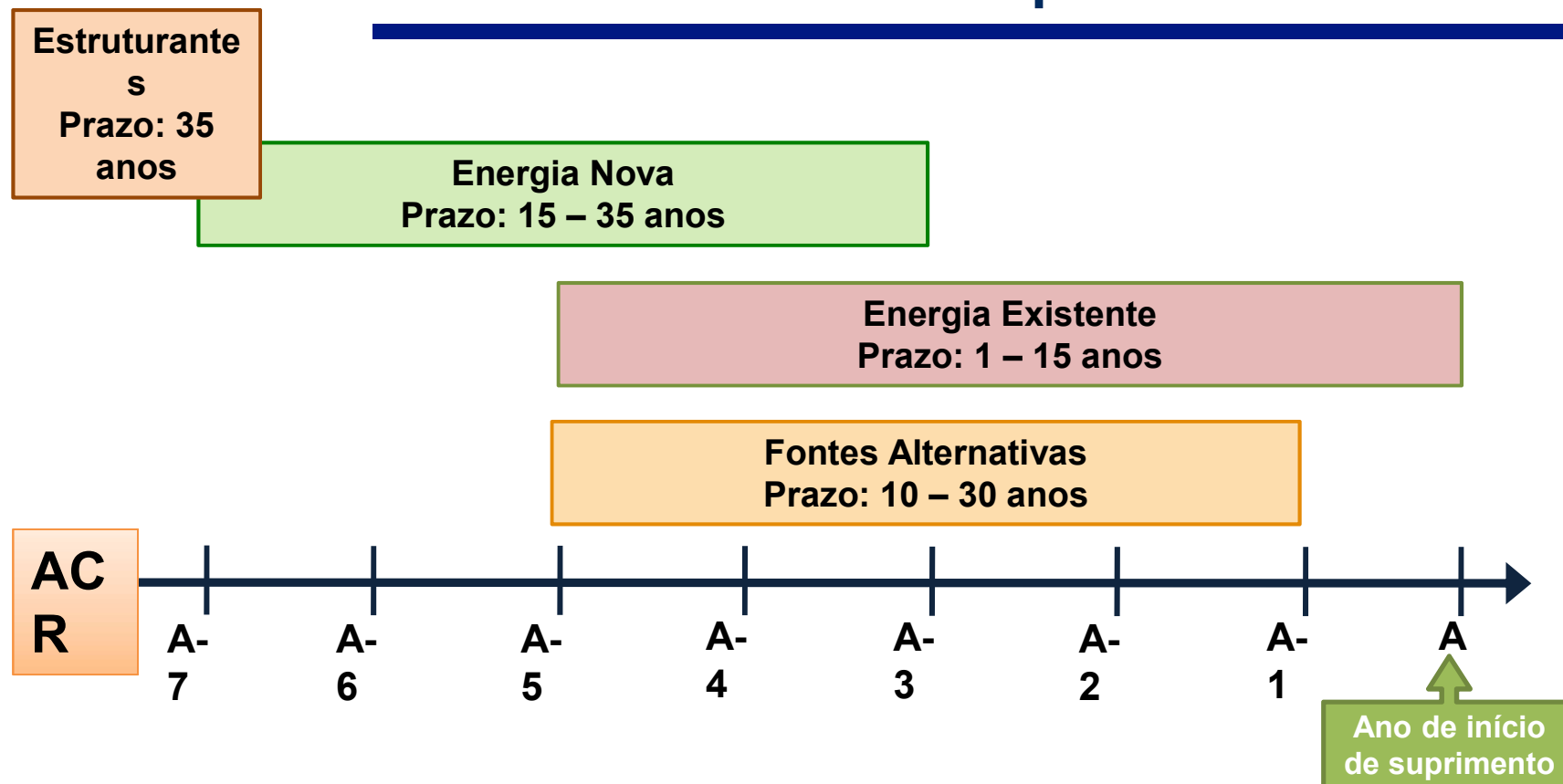
Fonte: CCEE, 2013

AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA



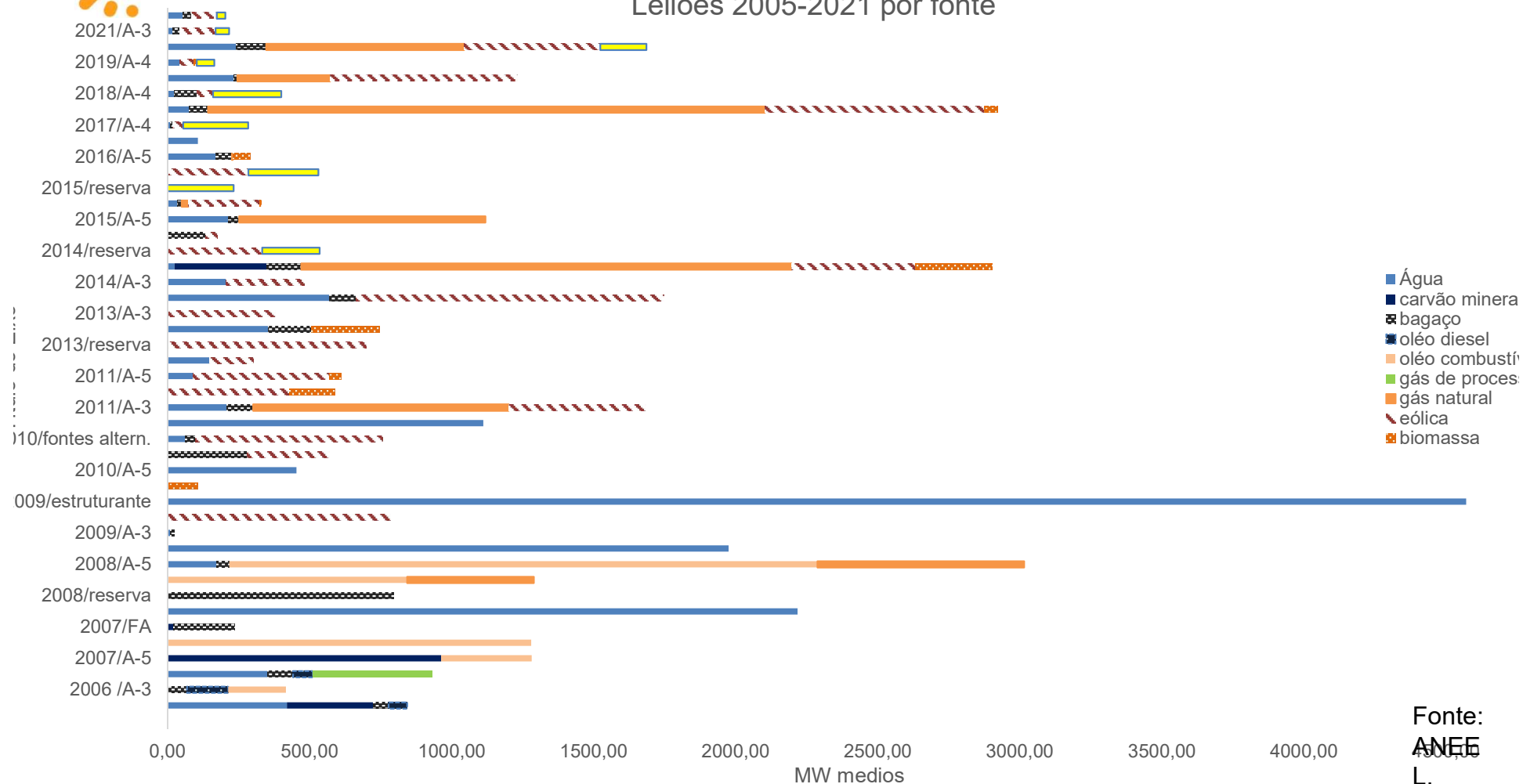


Prazos de Suprimento dos Leilões



Fonte: EPE, 2018

Leilões 2005-2021 por fonte



Fonte:
ANEEL,
2021

Preço Leilões 2005-2021, RS/ MWh

LEILÃO	Água	eólica	solar	bagaço	óleo diesel	óleo combustível	gás de processo	gás natural	carvão mineral
2005/A-5	113,62			119,32	138,94				124,67
2006/ A-3, A-5	116,87			135,78	135,11	134,3	136,88		
2007/ Fontes alternativas	135			139,00					
2007/A-5, A-3				139		134,12			126
2007/estruturante	78,87								
2008 /reserva				59,18					
2008 /A-3, A-5	98,98					139,75		142,3	
2008/estruturante	71,37								
2009/A-3	144	148,3		144,6					
2009/estruturante	77,97								
2010/sis.isolado									
2010/A-5	120,00								
2010/reserva		122,9		146,21					
2010/fontes altern.	146,5	133		137,92					
2011/A-3, A-5	96,5	102		101				104,75	
2011/reserva		100							
2012/A-5	88,6	88							
2013/reserva		110,4							
2013/A-5, A-3	129,4	123		134,66					
2014/A-3	141	132,8		202				206,5	202
2014/reserva		142,3	215,53						
2015/Fontes. Alter.		177,4		210,3					
2015/A-3, A-5	202,5	181		242,87				246,63	
2015/reserva		203,3	299,505						
2016/A-5	183,43			211,7				258	
2016/reserva	225								
2017/A-4, A-6	199,5	104	145,66	225,3				212	
2018/A-4, A-6	196	80	118	189				180	
2019/A-4, A-6	208	90	74,75	187				188,7	
2021/A-3, A-4	212,6	140	130	186					

Fonte: ANEEL, 2021

No caso de usinas térmicas, os agentes vendedores devem informar antecipadamente o custo variável unitário CVU (R \$ / MWh), e o nível de inflexibilidade por usina para participar dos leilões. Ambos os parâmetros compõem o cálculo da garantia física e o índice de custo-benefício utilizado como critério nos leilões. A disponibilidade das usinas contratadas é remunerada com uma receita fixa para cobrir o investimento, custos fixos de operação, custos com combustível e custos de O&M associados à geração mínima declarada (inflexibilidade). A energia acima da geração mínima é remunerada com receita variável a custo unitário variável (CVU) (coluna B)..

Leilões de energia existente

LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE R\$/Mwh						
			dispo quanti. n.		quanti.	dispon.
1° - 2004	51,73 - 77,7	9° - 2010	105	104	17° - 2017	177,46
2° - 2005	83,5	10° - 2011	80		18° - 2017	174,52
3° - 2005	96	11° - 2013			19° - 2018	143
4° - 2005	62,8	12° - 2013	191 - 165 - 150		20° - 2018	161
5° - 2006	100 - 105	13° - 2014	270	262	21° - 2019	158,37
6° - 2007	não houve negociação	14° - 2014	201	192	22° - 2019	165
7° - 2007	não ocorreu	15° - 2015	149	112 - 137 - 167	23° - 2020	suspenso
8° - 2009	98,91	16° - 2016	120		24° - 2020	suspenso

Primeiro Leilão 2004: foram assinados contratos baseados, maioritariamente, em energia velha e barata das subsidiárias da Eletrobras.

Entregas a partir de 2005, 2006, 2007 e vencimento oito anos depois, com preços em US \$ 17-24 / MWh

Fonte: CCEE, 2021

Leilões de energia existente

Último Leilão de Energia existente 2021:

Preço Médio de Usinas a GN nos Últimos Leilões (R\$/MWh)



LIMITES DE INFLEXIBILIDADE OPERATIVA



Pela primeira vez foi retirado o limite de inflexibilidade operativa, permitindo a participação de projetos até 100% inflexíveis. No total 9 projetos cadastrados se aproveitaram da nova regra e declararam inflexibilidade acima de 50%.

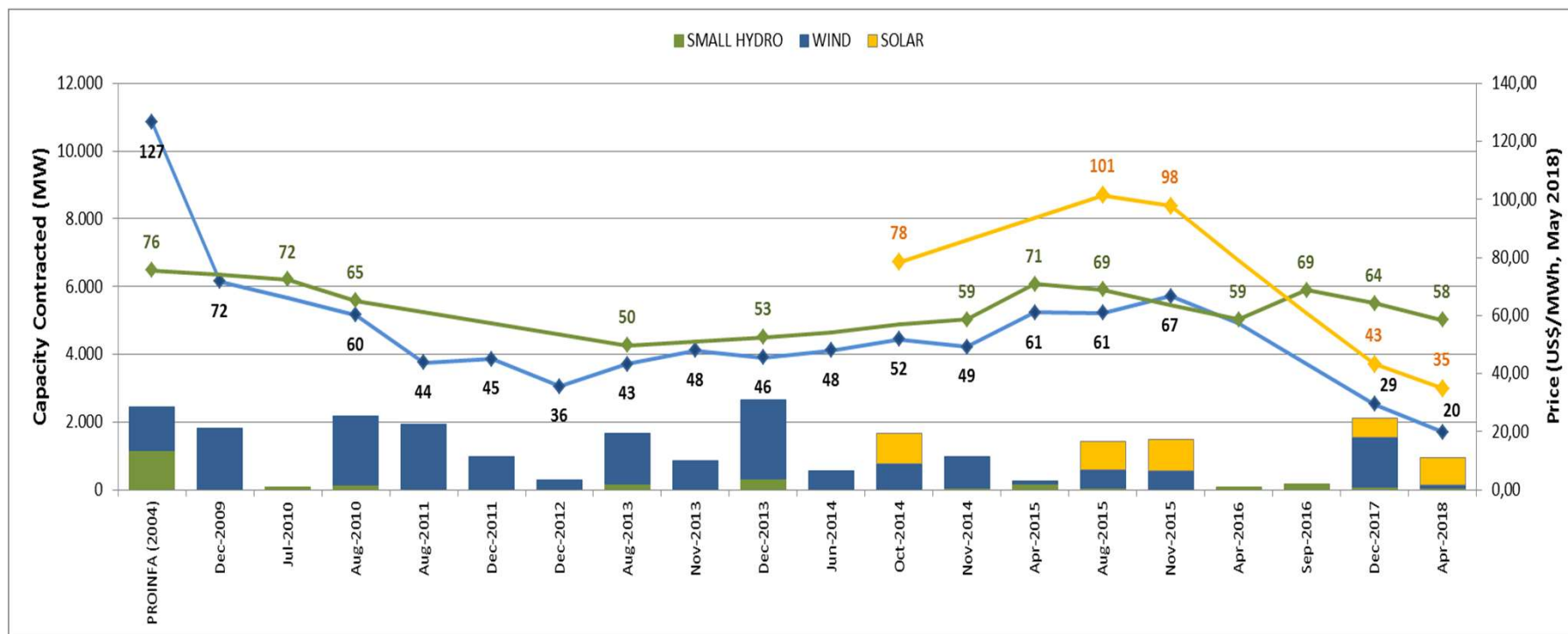


RESULTADOS DOS LEILÕES DE ENERGIA EXISTENTE A-4 E A-5 DE 2021

Leilão	Projeto Vencedor	Titular	Combustível	Tipo	Potência (MW)	GF (MWmed)	GF Vendida (MWmed)	Preço (R\$/MWh)	Deságio (%)	CVU (R\$/MWh)	Inflexib. (%)
A-4	Cubatão	Petrobras	Gás Natural - GNL	Existente	249,9	163,3	98,3	151,15	52,5	178,27	0
A-5	Cubatão	Petrobras	Gás Natural - GNL	Existente	249,9	163,3	64,2	172,39	45,8	178,27	0

Fonte: EPE, 2021

Leilões de Geração



EPE, 2018

Mercado Livre de Energia

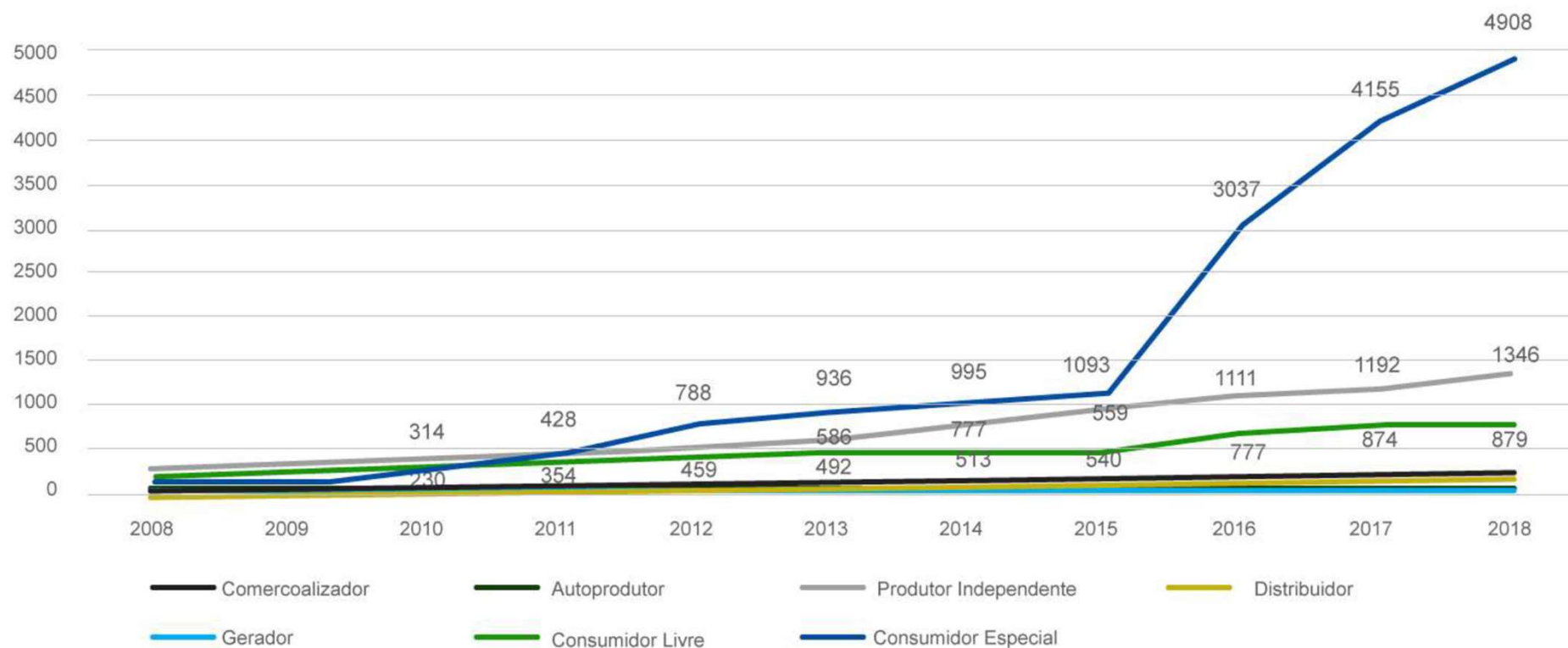
Em 12/12/2019 foi publicado no Diário Oficial, pelo Ministério de Minas e Energia, a Portaria N° 465 de 12 de dezembro de 2019, cujo objetivo foi diminuir requisitos para se tornar um consumidor livre.

Os limites foram alterados conforme abaixo:

- A partir de 01/01/2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500kW e qualquer nível de tensão;
- A partir de 01/01/2022, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000kW e qualquer nível de tensão.
- A partir de 01/01/2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500kW e qualquer nível de tensão.

Além disso foi definido um prazo para que a ANEEL e a CCEE apresente um estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, com início a partir de 01/01/2024. O prazo para apresentar tal estudo é 31/01/2022.

Número de agentes por classe no mercado livre de energia



Fonte: mercado livre ,
2021

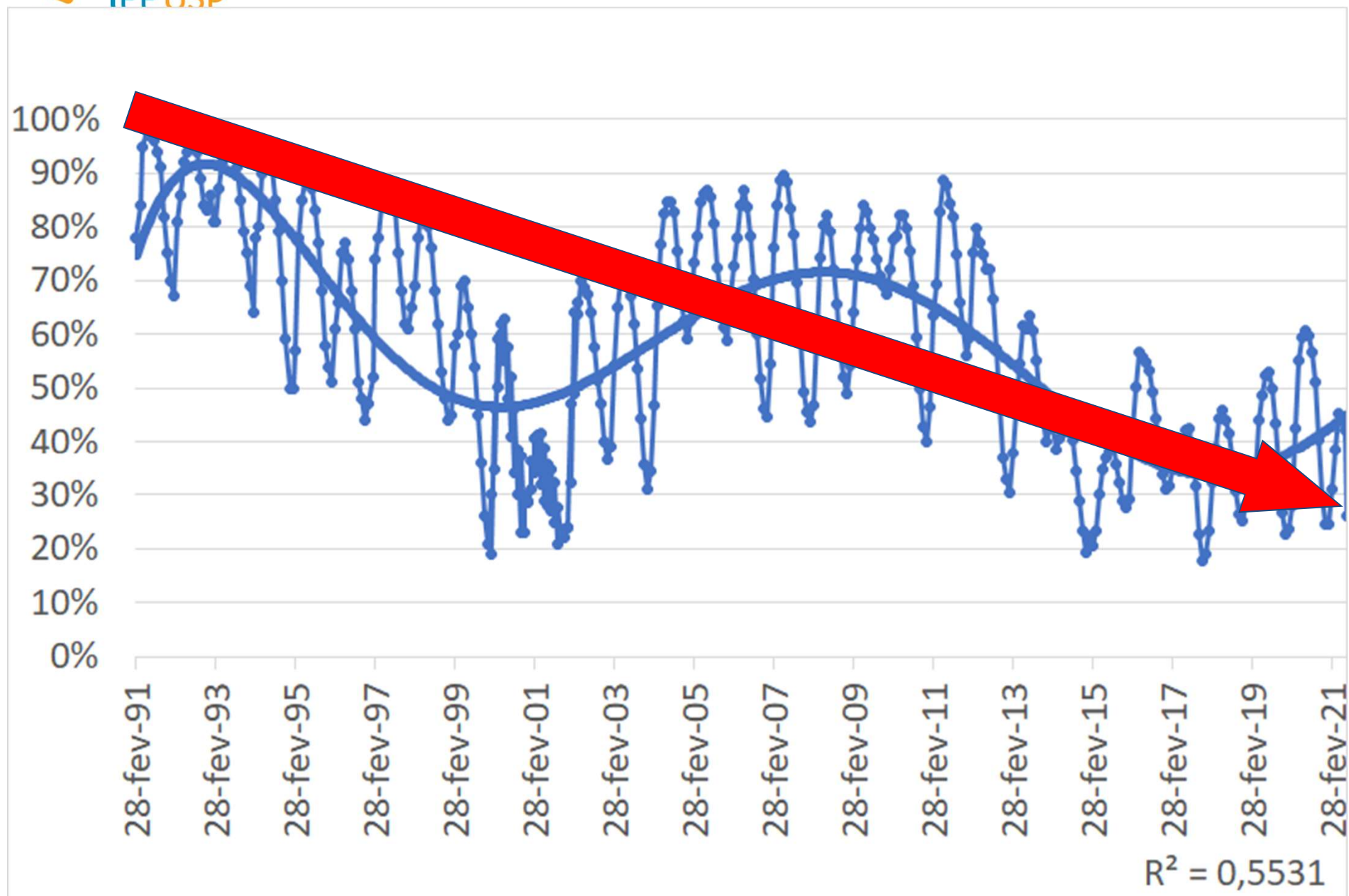


AS EVIDÊNCIAS DA CRISE RISCOS NO ABASTECIMENTO EXPLOÇÃO DE CUSTOS

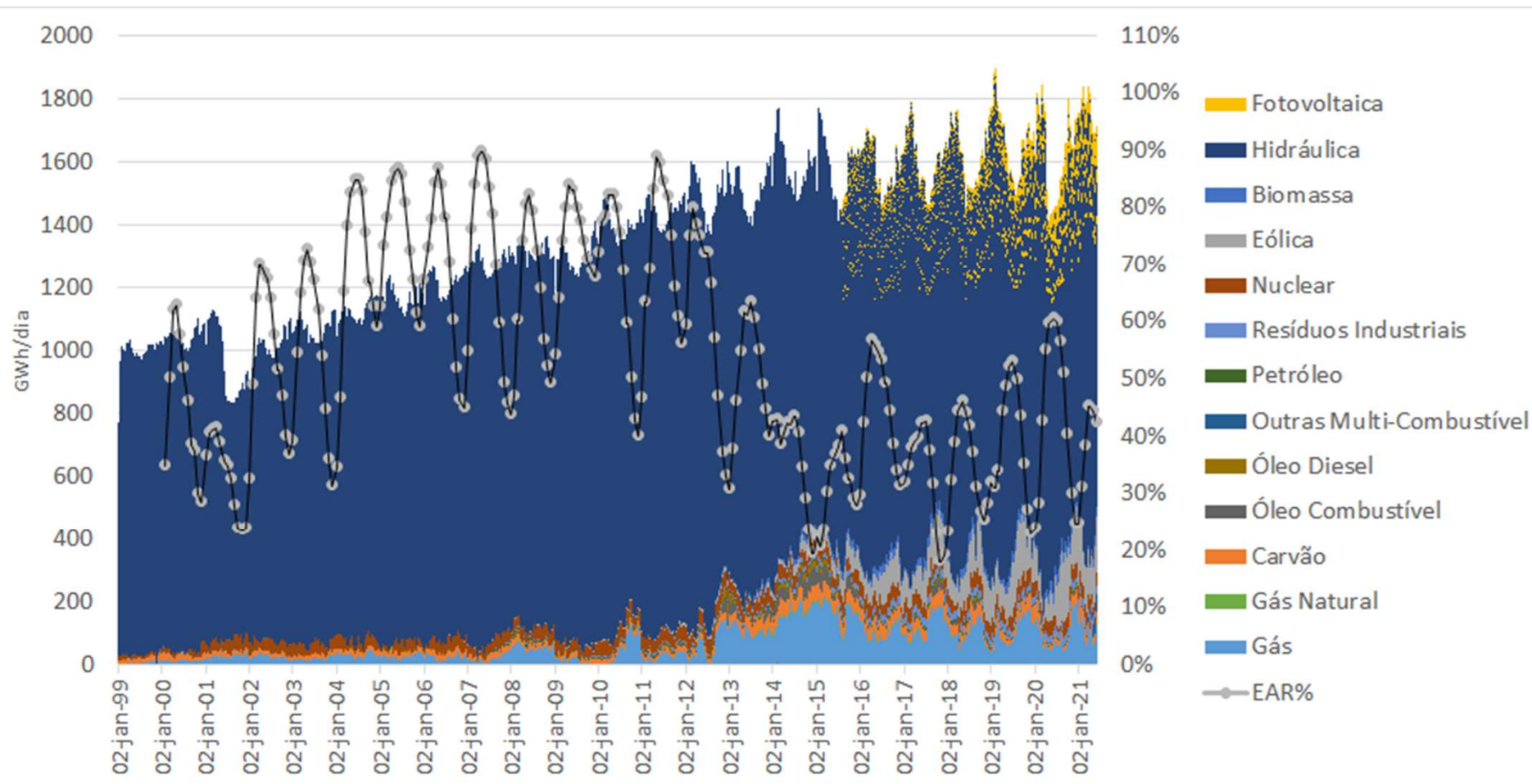
CENÁRIOS HIDROLÓGICOS BRASIL 2021

COLABORAÇÃO: Dr. Alcântaro Lemes Rodrigues,
CPLEN

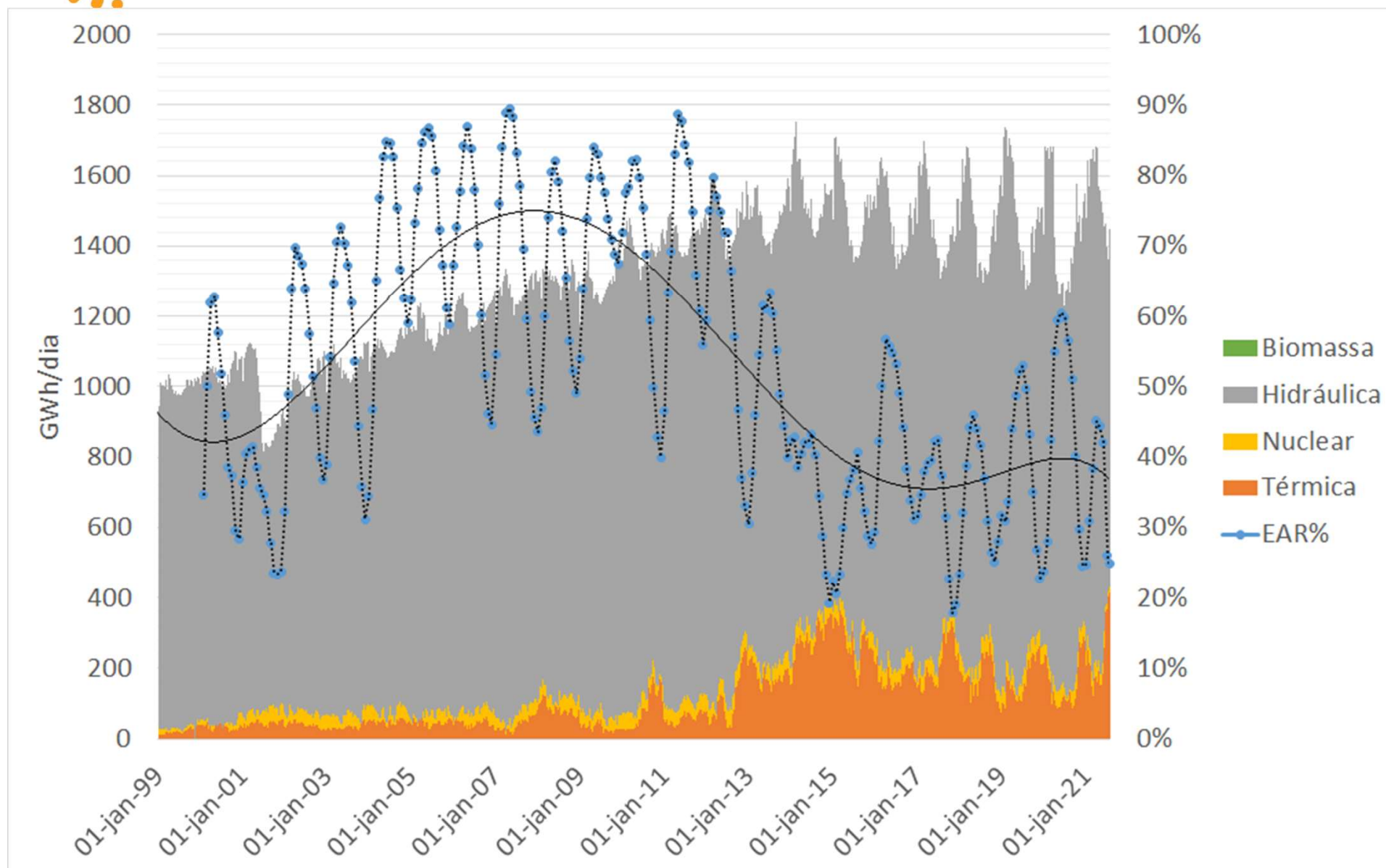
Armazenamento Região Sudeste



Geração Brasil 1999 a 2021

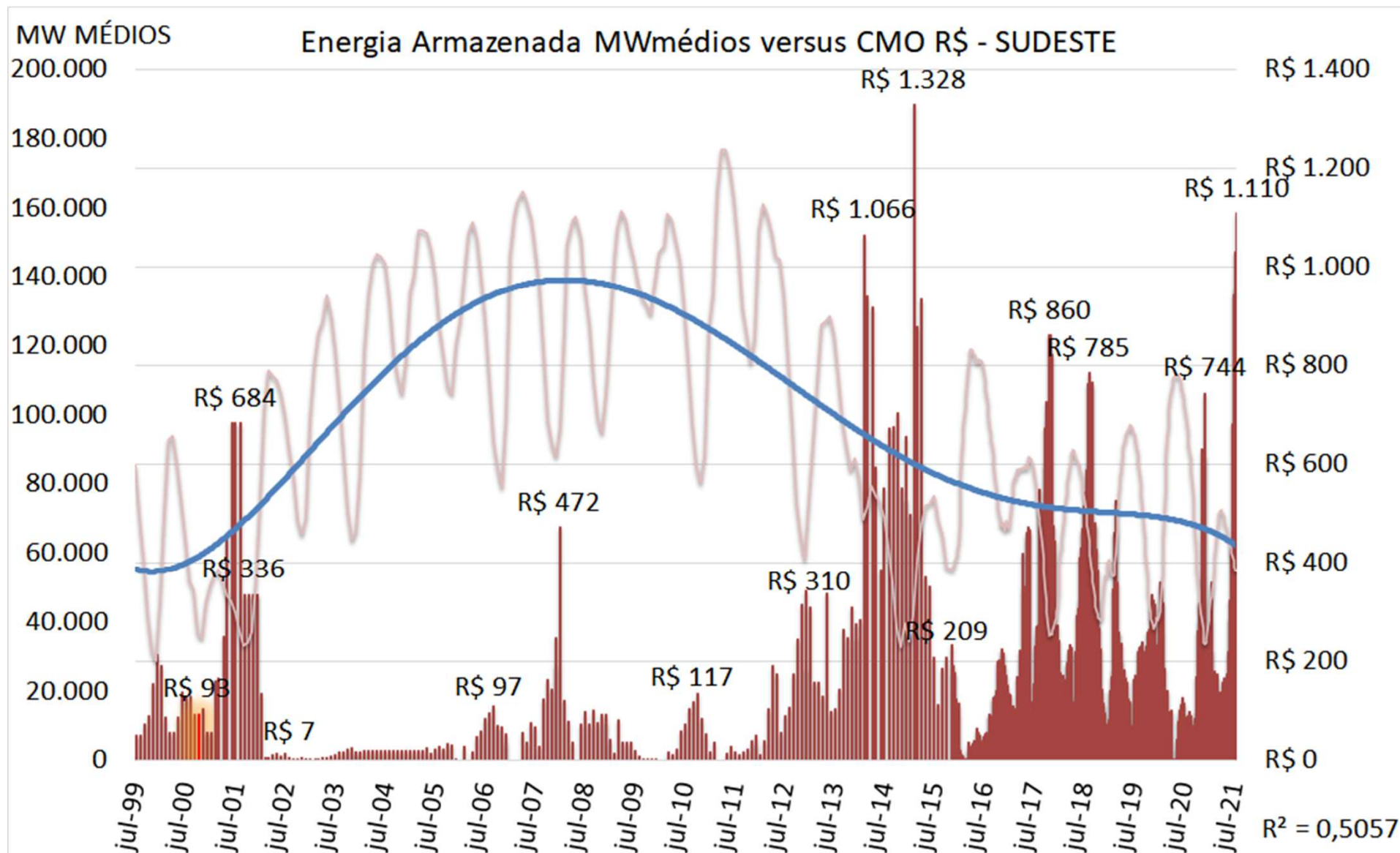


Geração Brasil 1999 a 2021



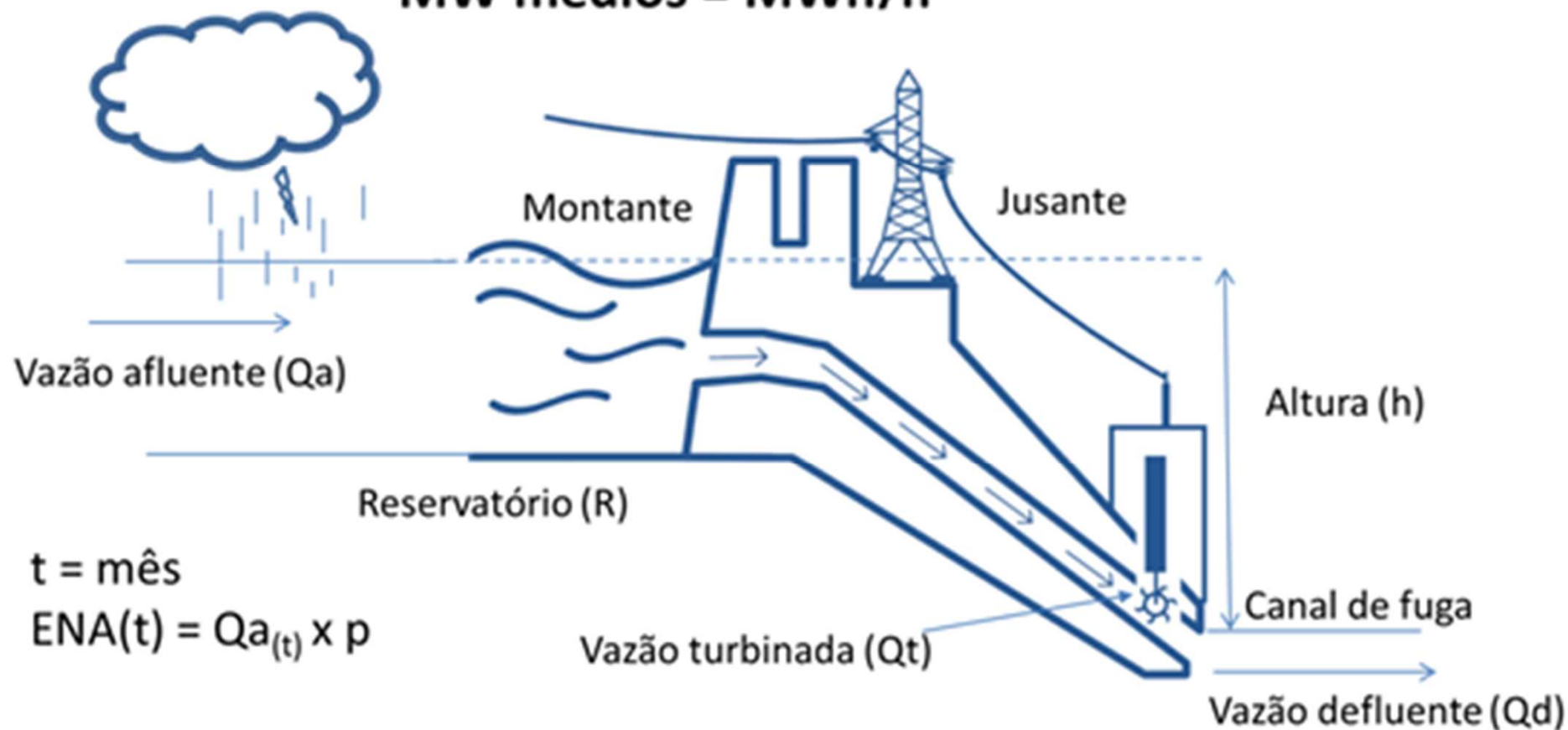
SUDESTE

CMO X ARMAZENAMENTO



CONCEITO DE ENERGIA NATURAL AFLUENTE - ENA

Energia Natural Afluente - ENA
MW médios = MWh/h

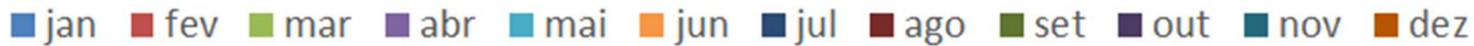


Variáveis modelo reduzido usina com reservatório

- t corresponde ao mês corrente;
- A transformação da energia e suas unidades são demonstradas da equação 1 até 9;
- $ENA_{(t)}$ energia natural afluenta, correspondente à média de energia potencial turbinável do mês t , calculada através da equação 10;
- p é a índice de produtibilidade média do conjunto turbina-gerador do aproveitamento hidrelétrico;
- h é valor altura entre o nível do reservatório e o nível do rio a jusante (pós) a barragem;
- Q_a é a vazão afluenta turbinável medida em m^3s^{-1} ;
- Q_t é a vazão turbinada medida em m^3s^{-1} ; e
- Q_d é a vazão defluente medida em m^3s^{-1} .

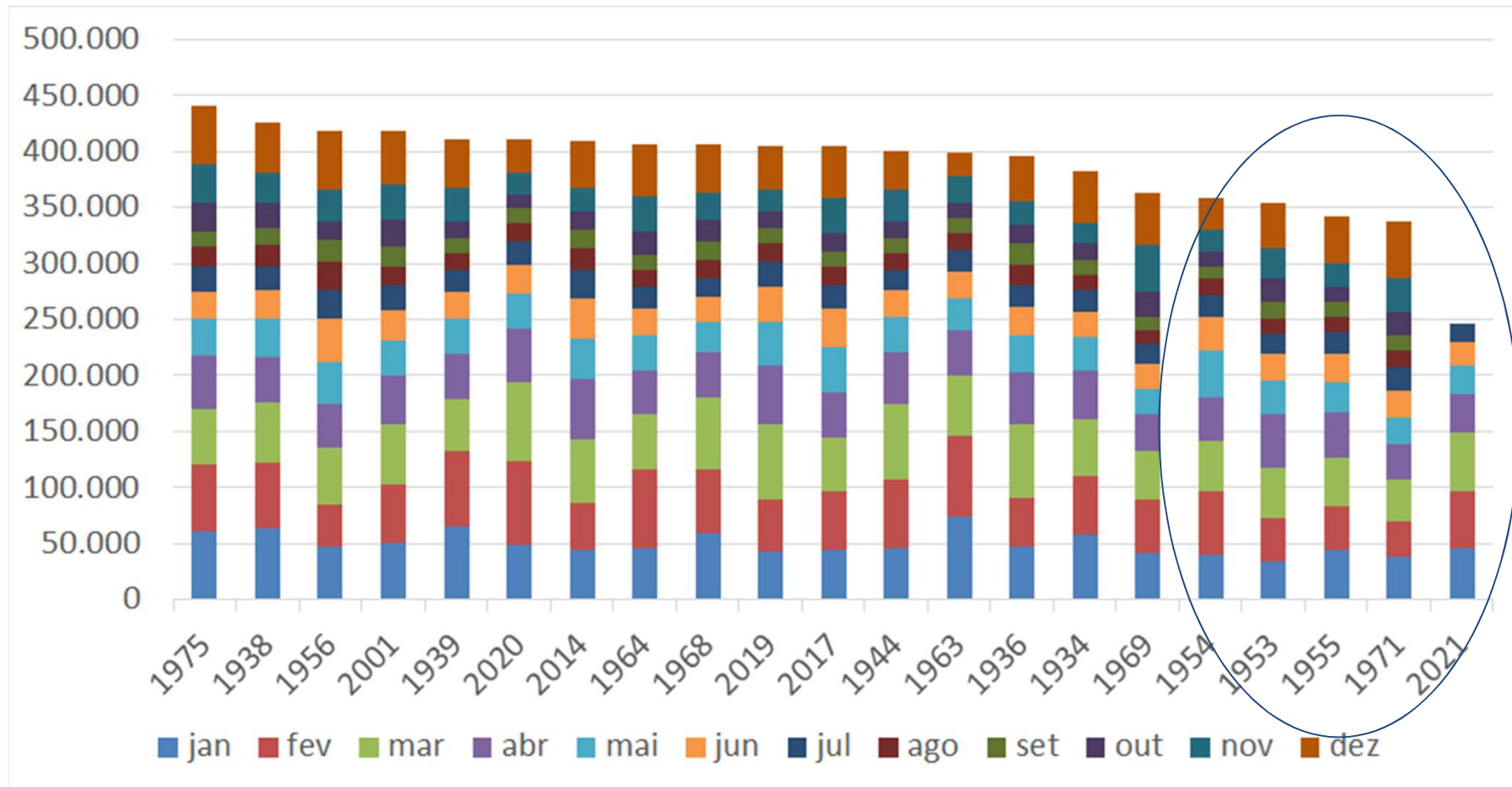
EQUAÇÕES CÁLCULO DA ENA

$E = m \times g \times h \times \eta$	1
$\tau = F \times d = m \times a \times d$	2
$[\tau] = Kg \times \frac{m}{s^2} \times m = \frac{Kg \times m^2}{s^2}$	3
$E = m \times g \times h \times \eta = \rho \times V \times g \times h \times \eta = \rho \times \underbrace{\frac{V}{t}}_Q \times g \times h \times t \times \eta$	4
$E = Q \times \underbrace{(\rho \times g \times h \times t)}_{\text{produtibilidade} = p} \times \eta$	5
$p = \rho \times g \times h \times t \times \eta$	6
$[p] = \frac{Kg}{m^3} \times \frac{m}{s^2} \times m \times s \times 1 = \frac{Kg}{m \times s}$	7
$E = Q \times p$	8
$[E] = \frac{m^3}{s} \times \frac{Kg}{m \times s} = \frac{Kg \times m^2}{s^2}$	9
$ENA_{(t)} = Qa_{(t)} \times p$	10



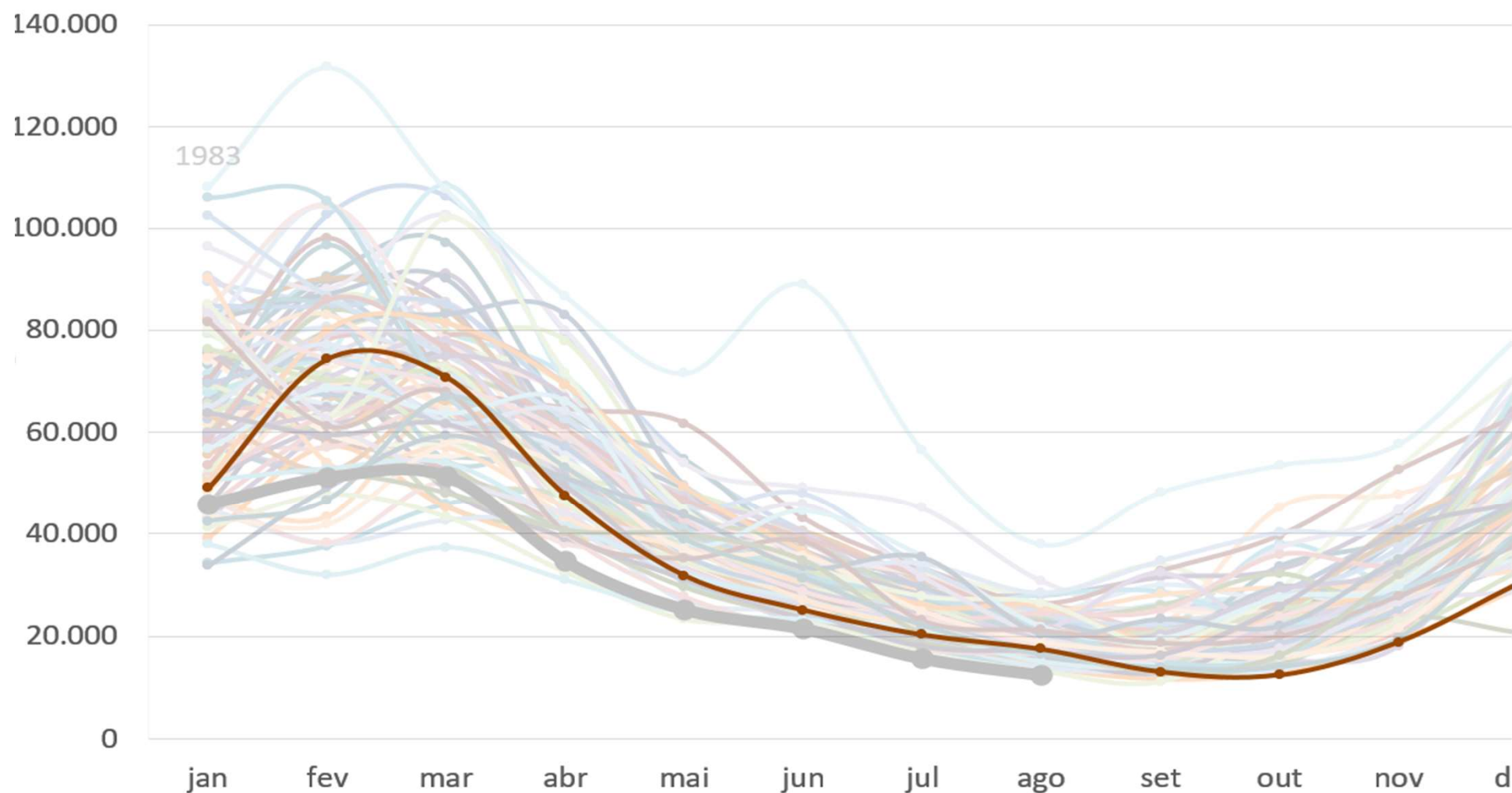
SUDESTE - PIORES ENAS

MWmédios, ONS 2021



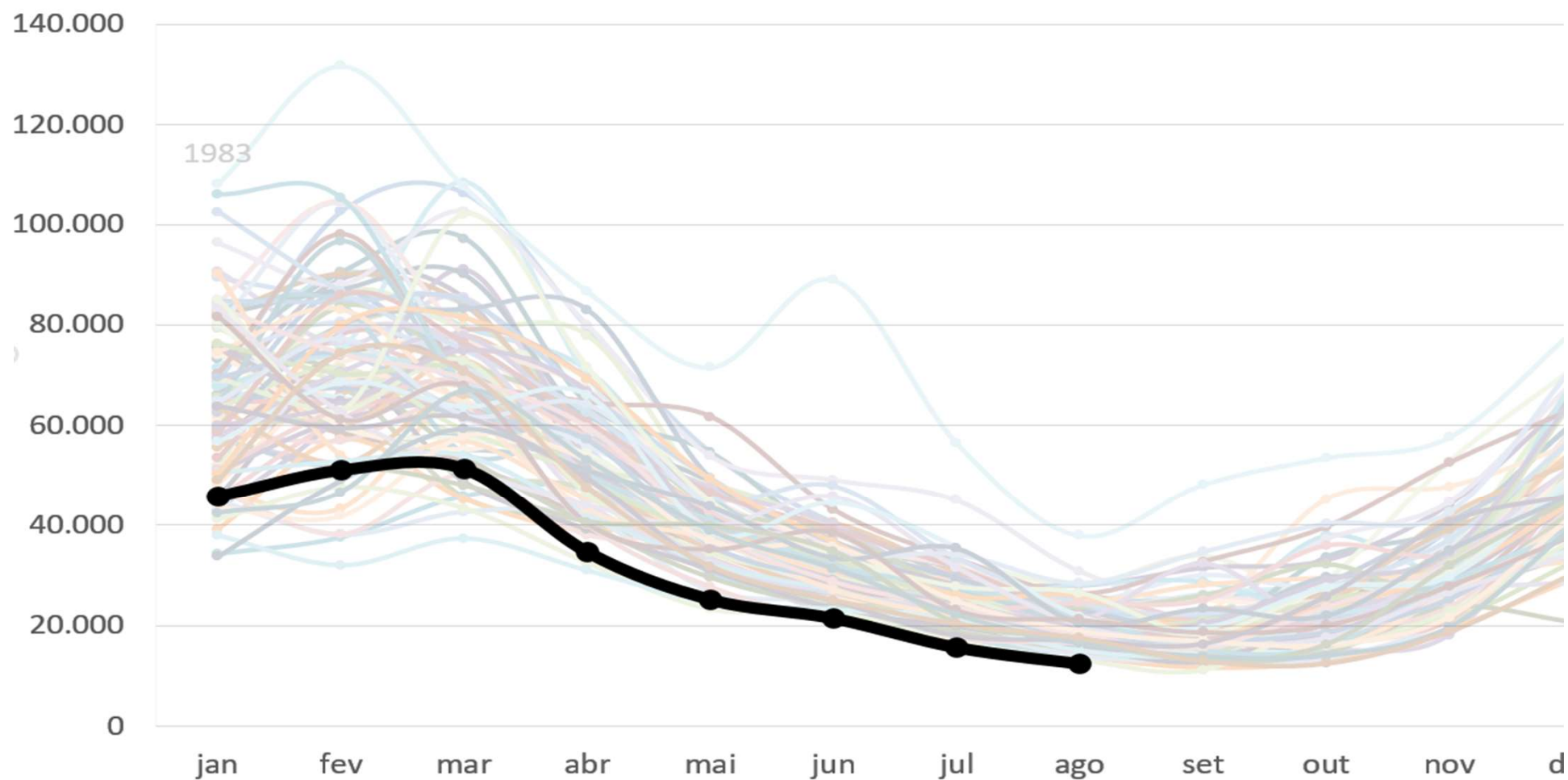
SUDESTE 91 ANOS HISTÓRICO ENAS “CHUVA” 2020

ENERGIA NATURAL AFLUENTE - REGIÃO SUDESTE - ENA-SE MWmédios

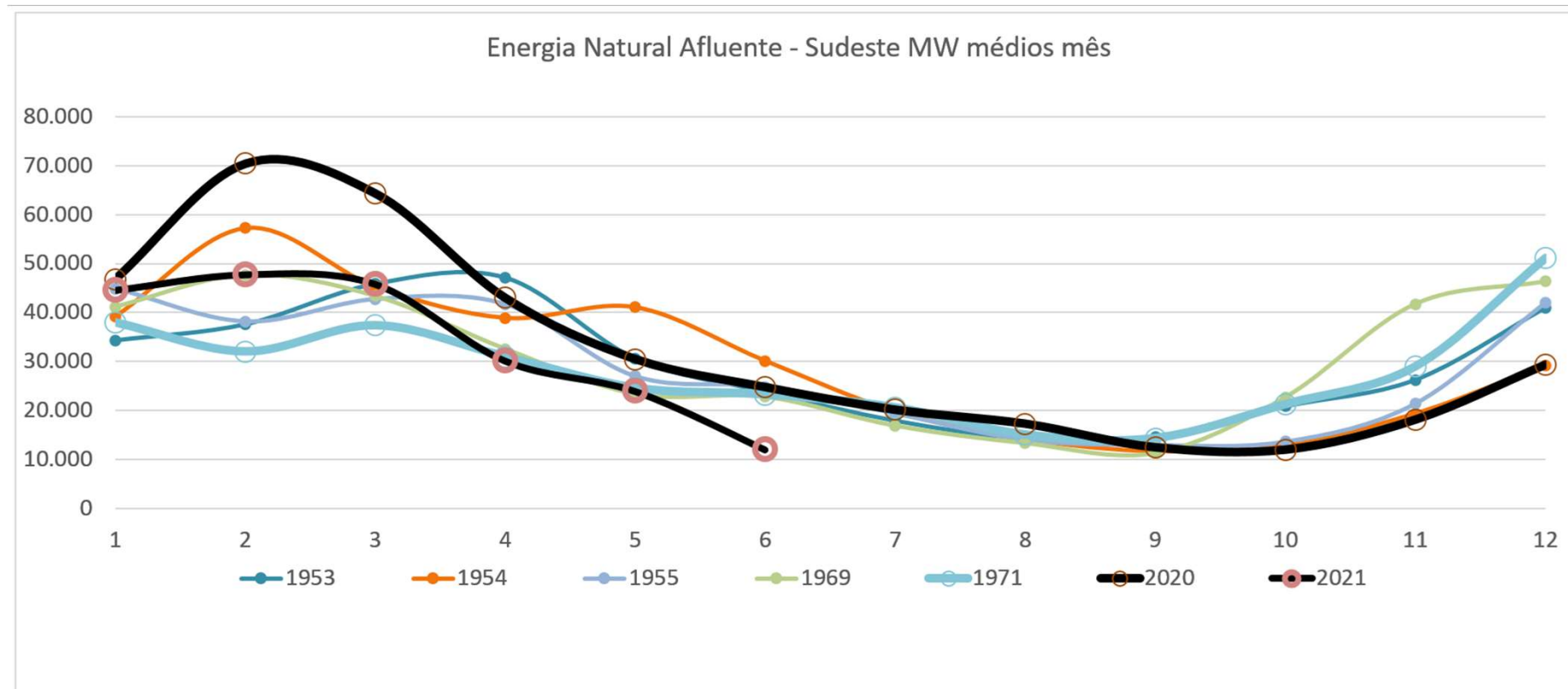


SUDESTE 91 ANOS HISTÓRICO ENAS 2021

ENERGIA NATURAL AFLUENTE - REGIÃO SUDESTE - ENA-SE MWmédios

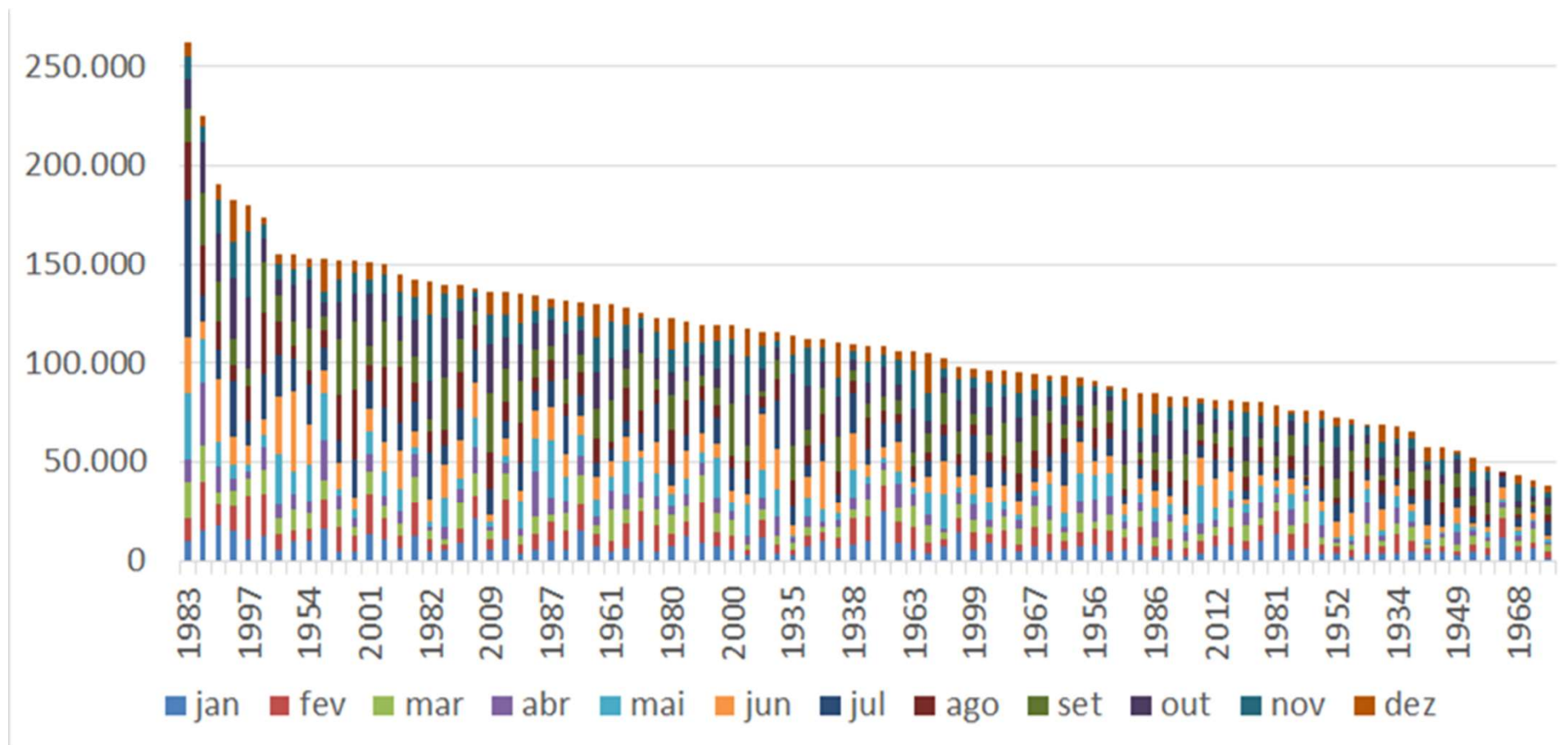


SUDESTE PIORES ENAS

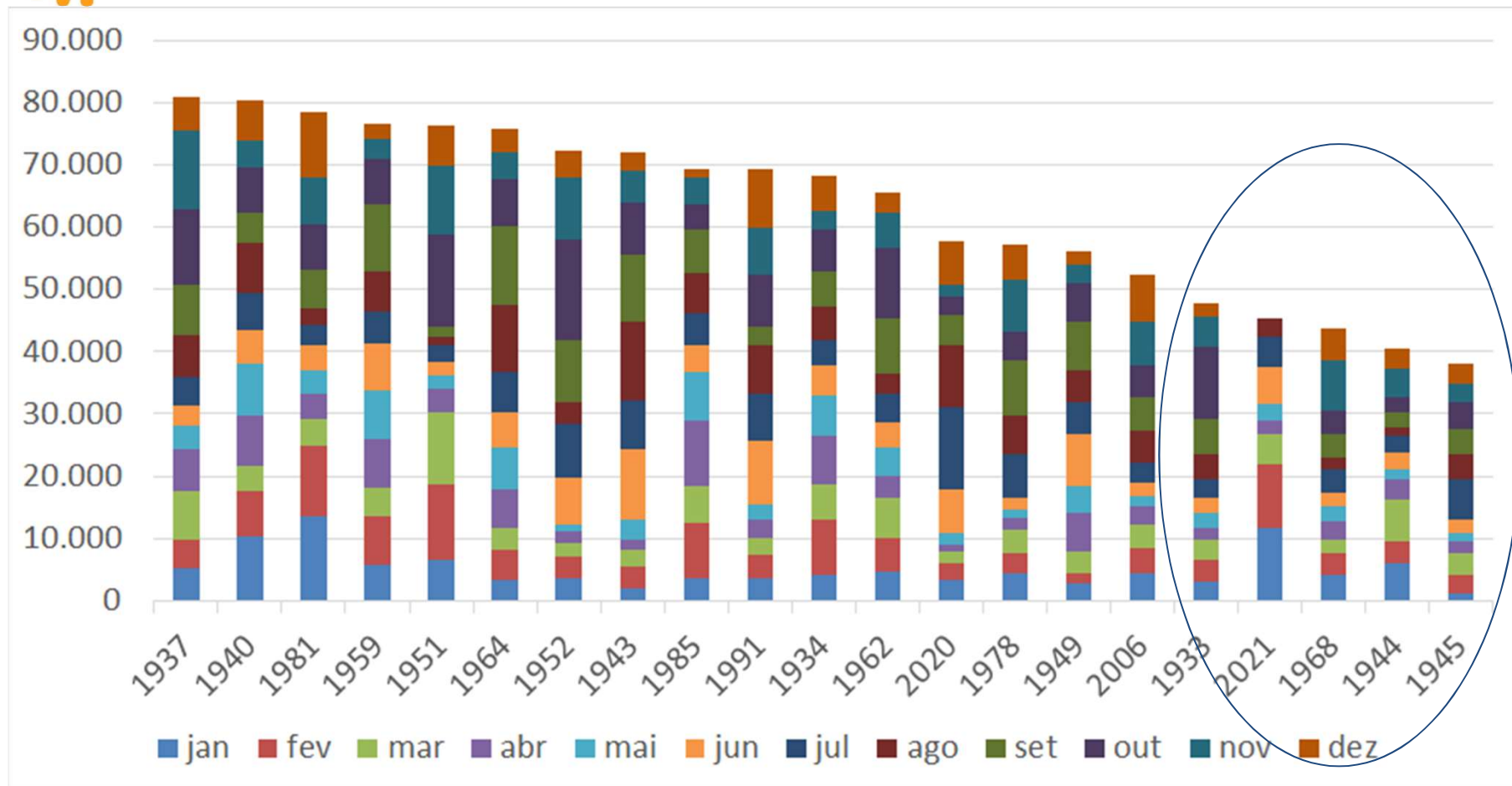


ENA - MWmédios- SUL

91 ANOS - ONS, 2021



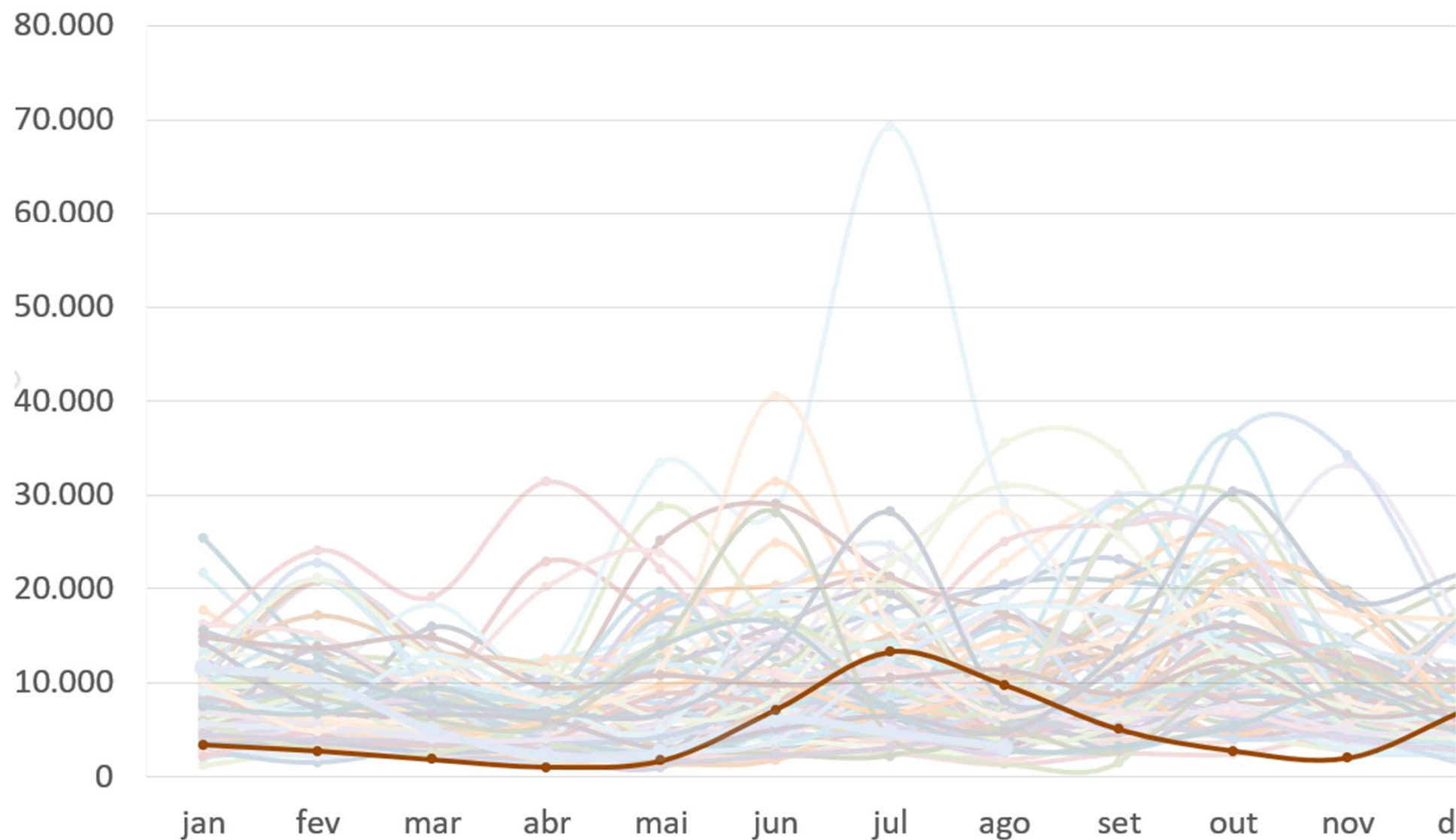
SUL - PIORES ENAS
MWmédios, ONS 2021



SUL 91 ANOS HISTÓRICO

ENAS - 2020

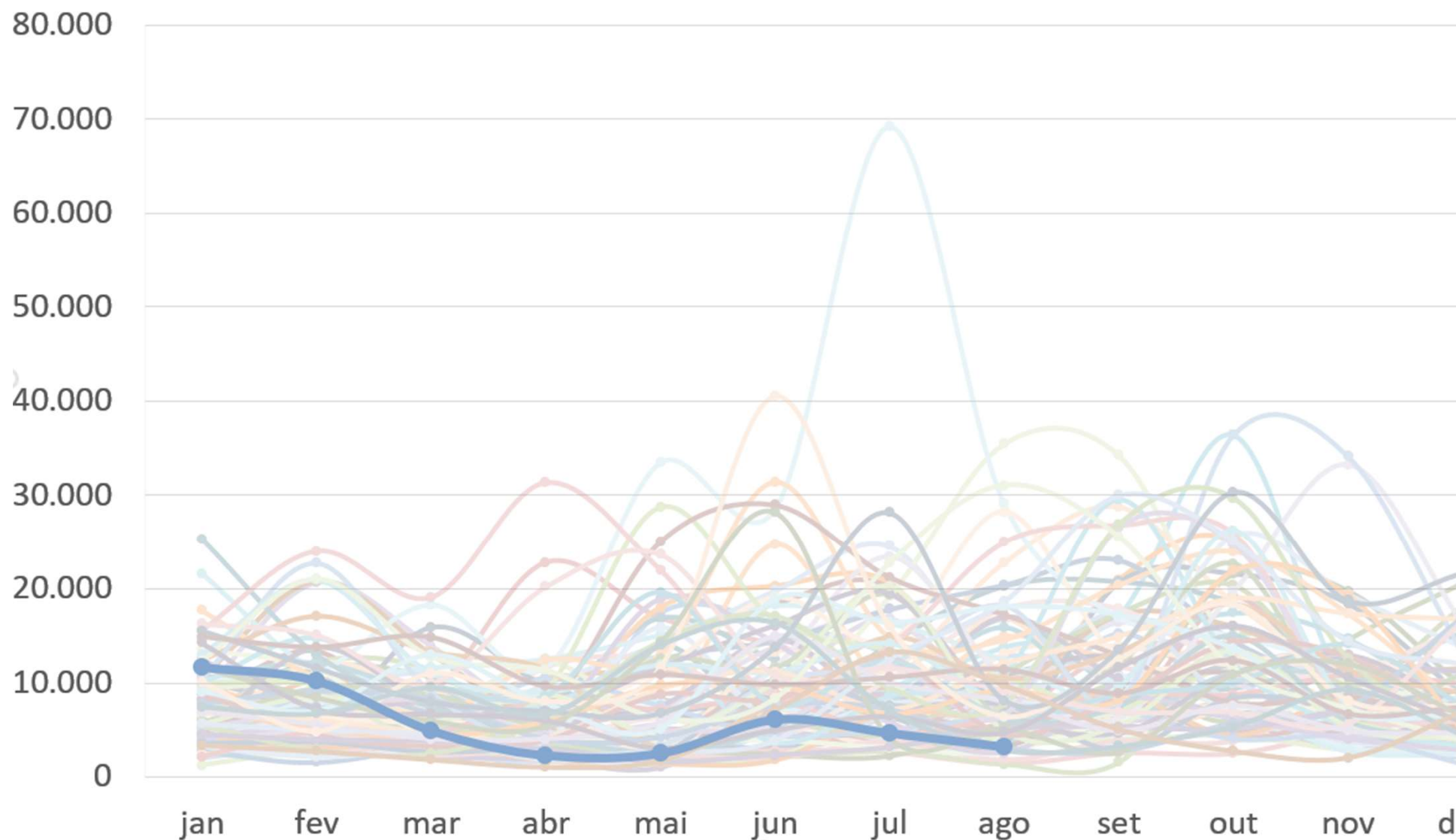
ENERGIA NATURAL AFLUENTE - REGIÃO SUL - ENA-S MWmédios



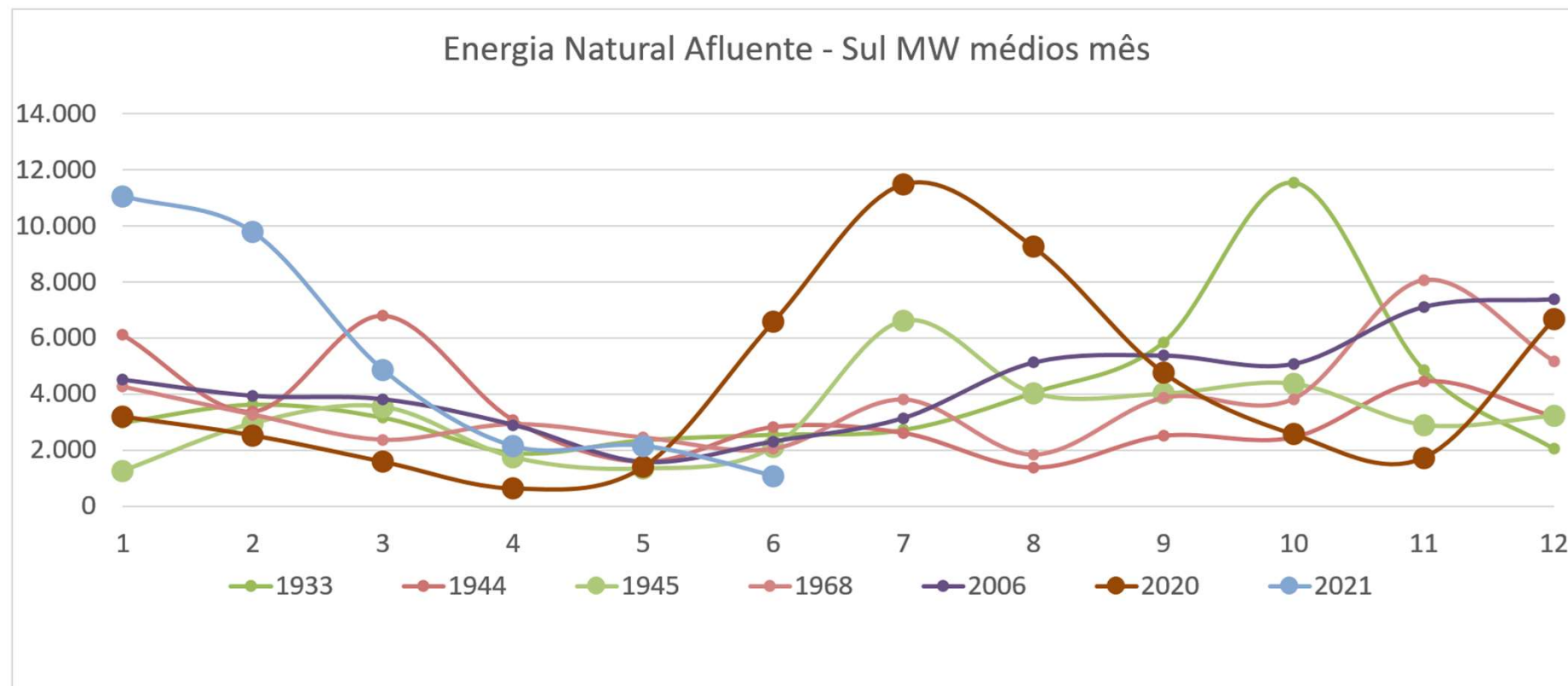
SUL 91 ANOS HISTÓRICO

ENAS - 2021

ENERGIA NATURAL AFLUENTE - REGIÃO SUL - ENA-S MWmédios

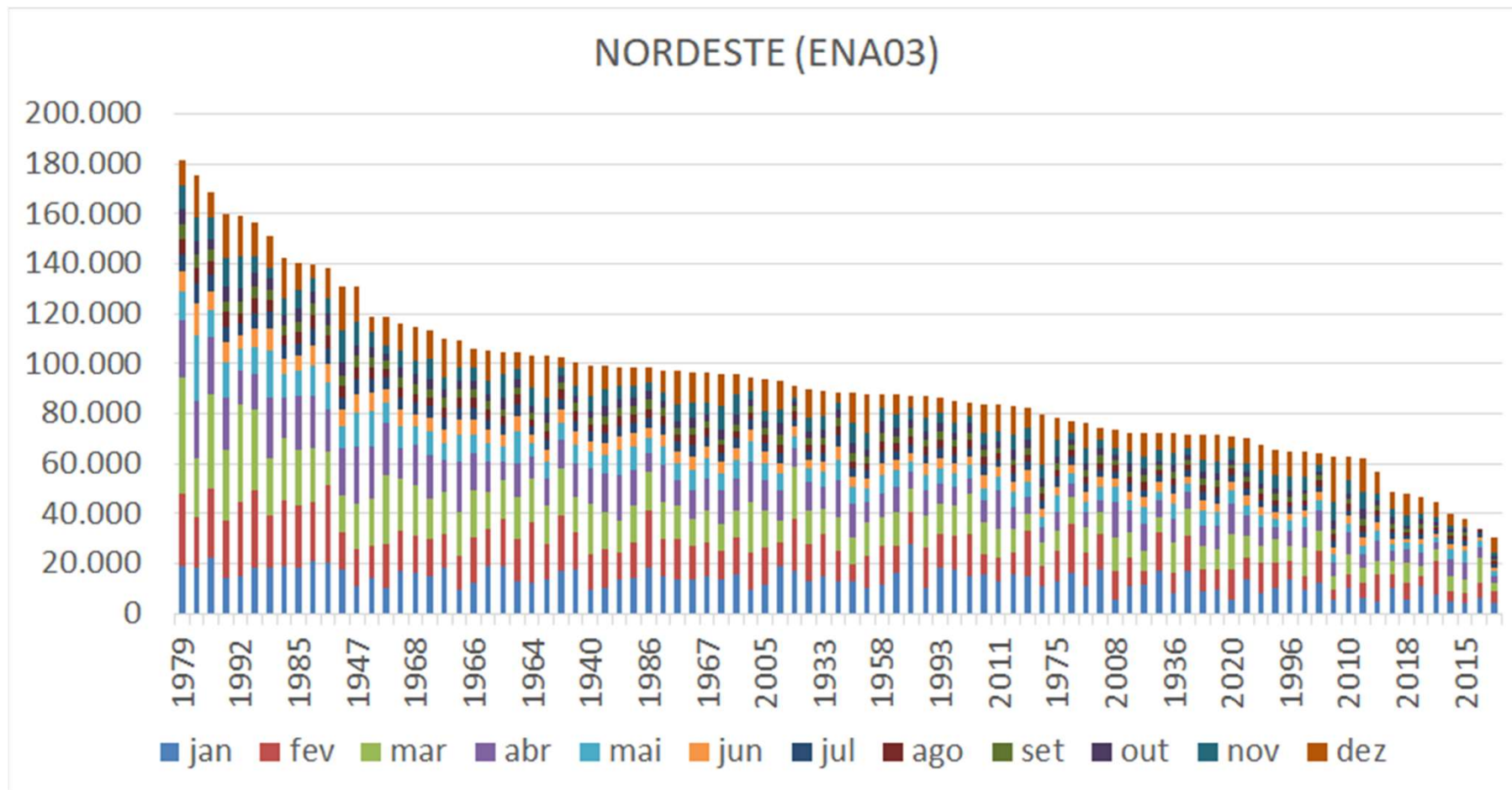


SUL PIORES ENAS



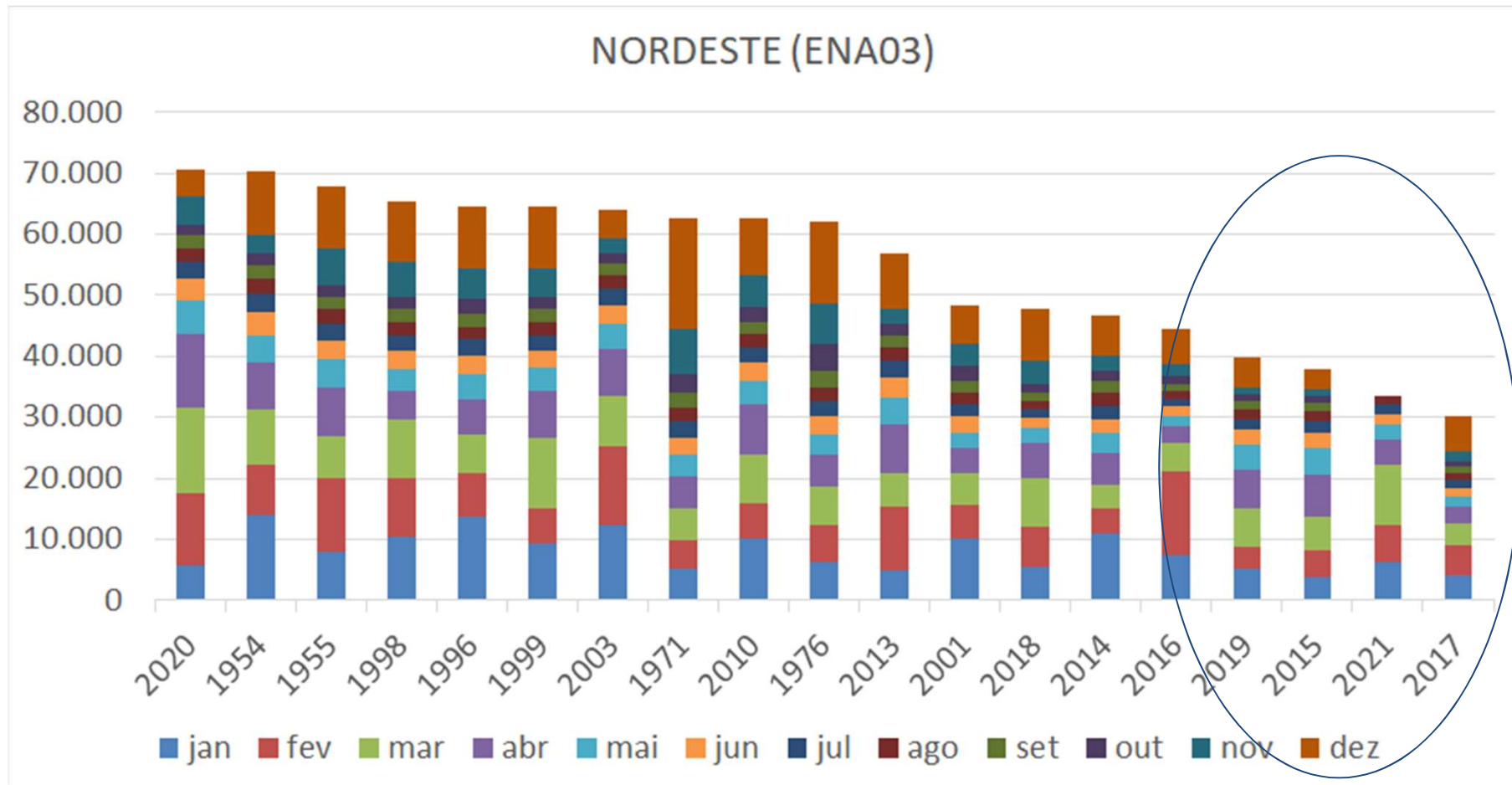
ENA - MW médios- NORDESTE

91 ANOS - ONS 2021



NORDESTE - PIORES ENAS

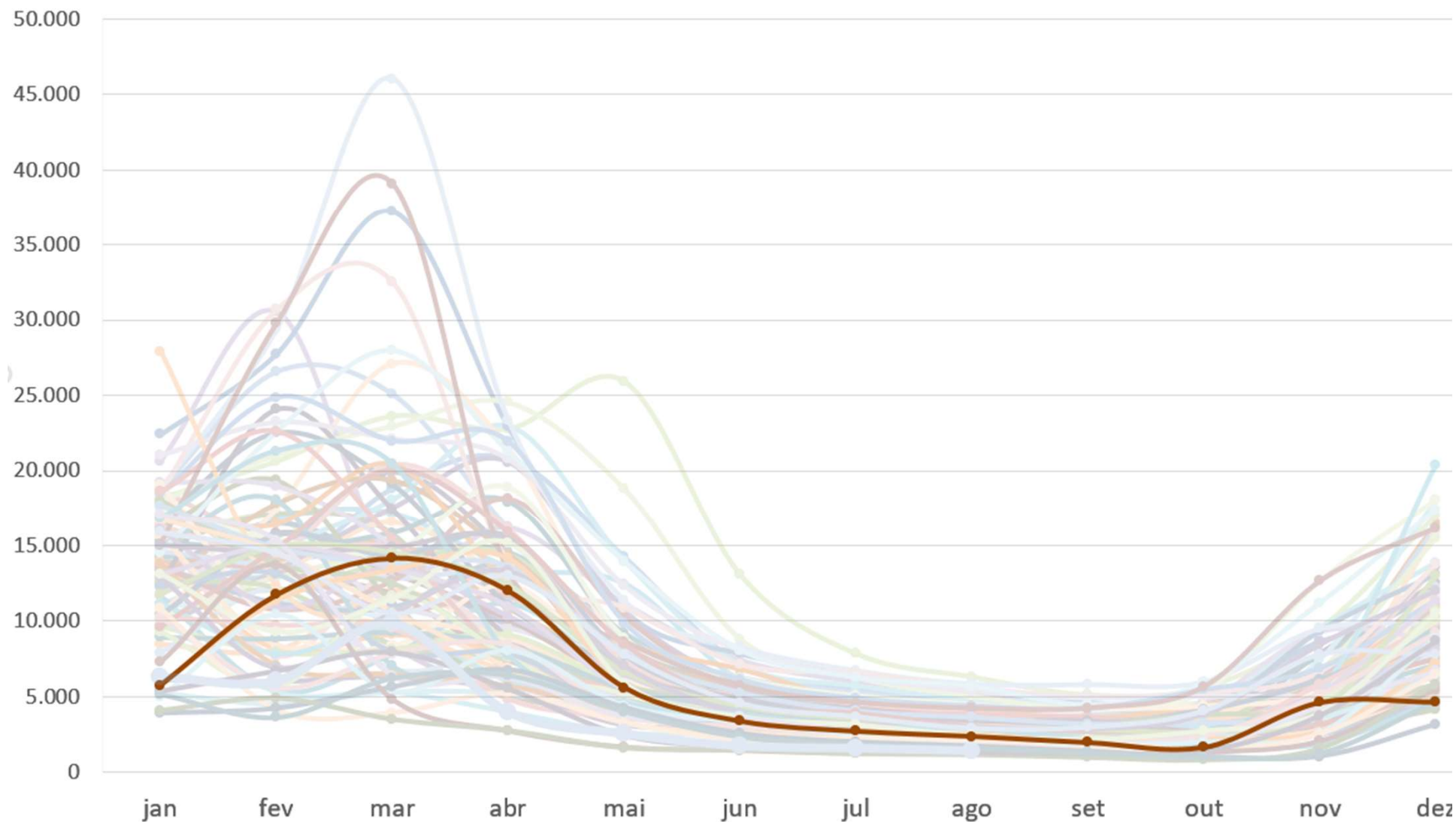
MW médios, ONS 2021



NORDESTE 90 ANOS HISTÓRICO

ENAS NE 2020

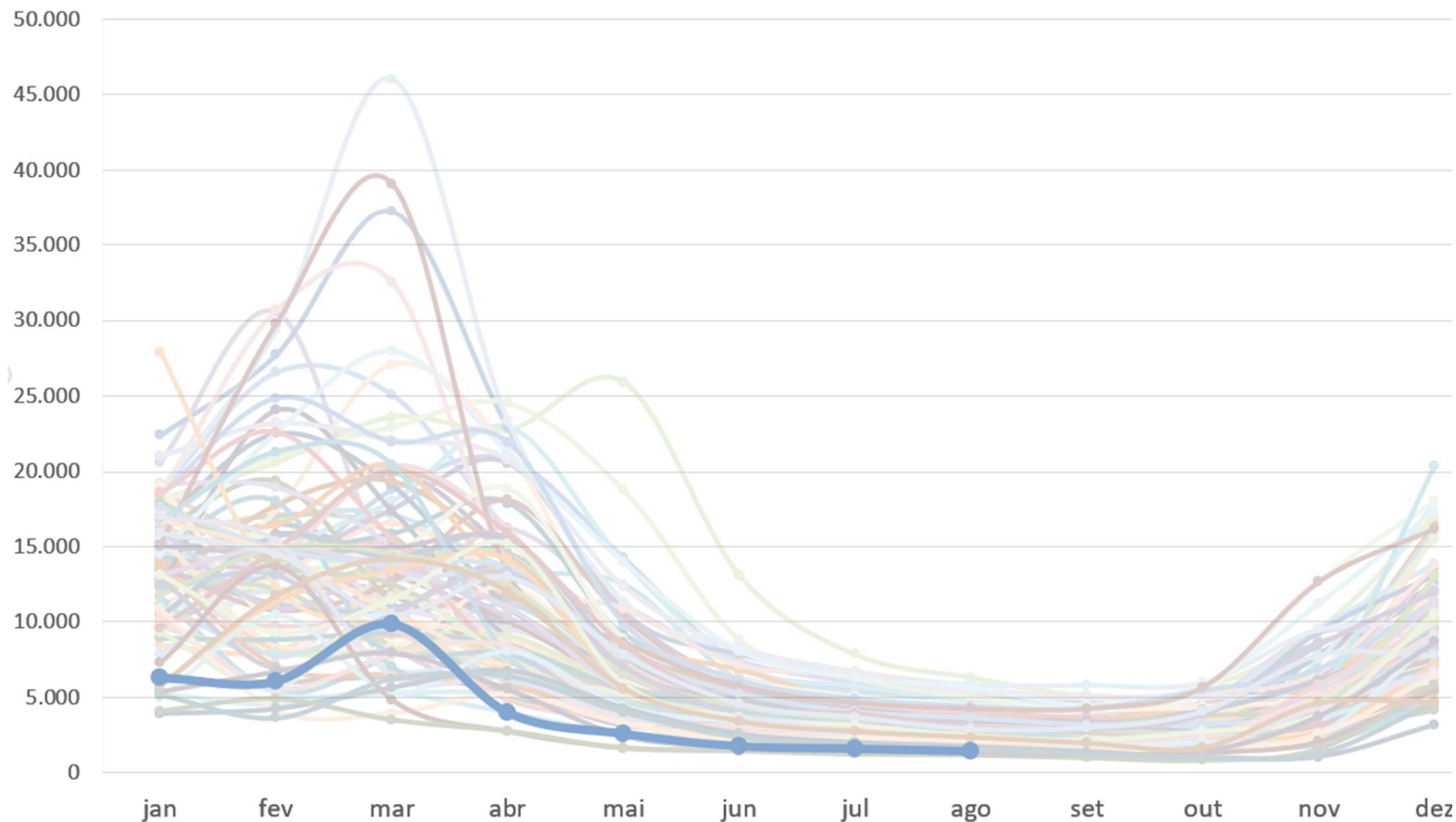
ENERGIA NATURAL AFLUENTE - REGIÃO NORDESTE - ENA-NE MWmédios



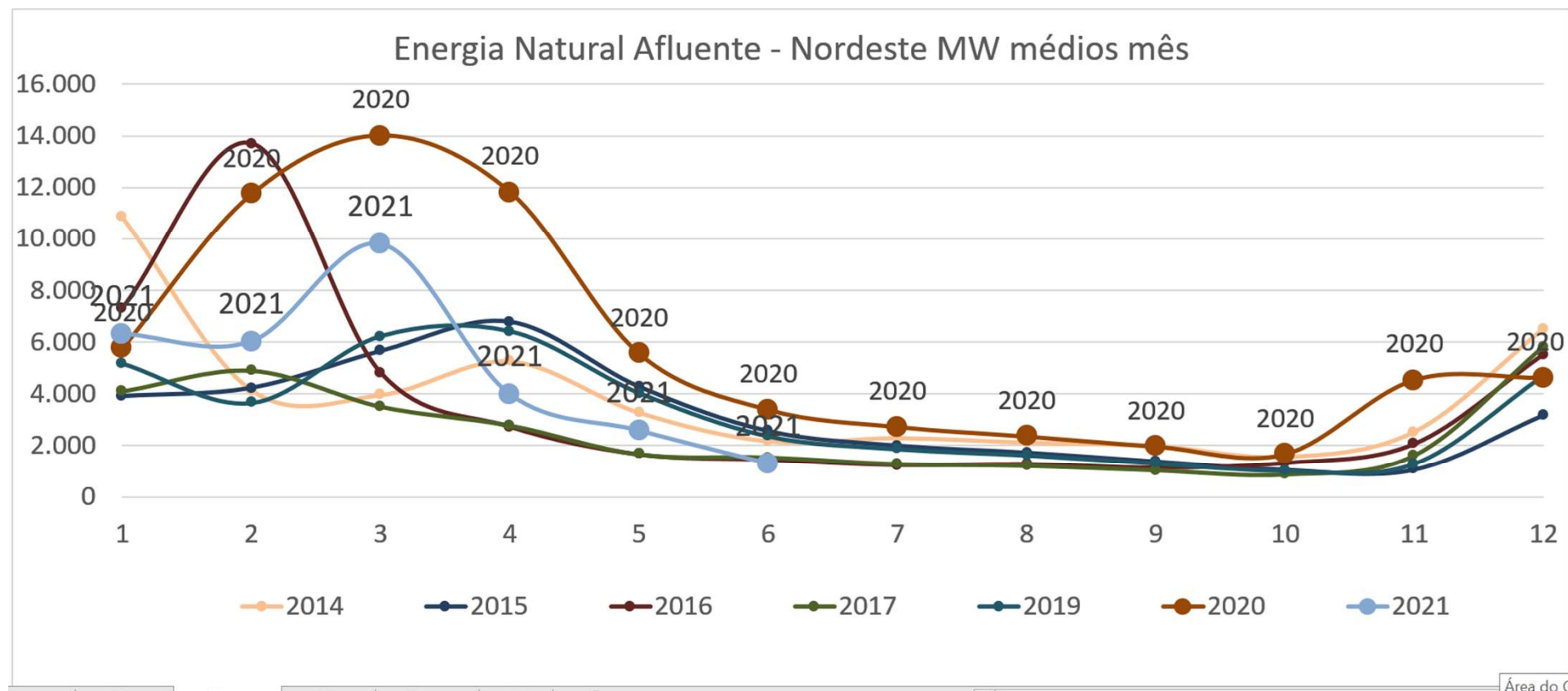
NORDESTE 91 ANOS HISTÓRICO

ENAS NE 2021

ENERGIA NATURAL AFLUENTE - REGIÃO NORDESTE - ENA-NE MWmédios

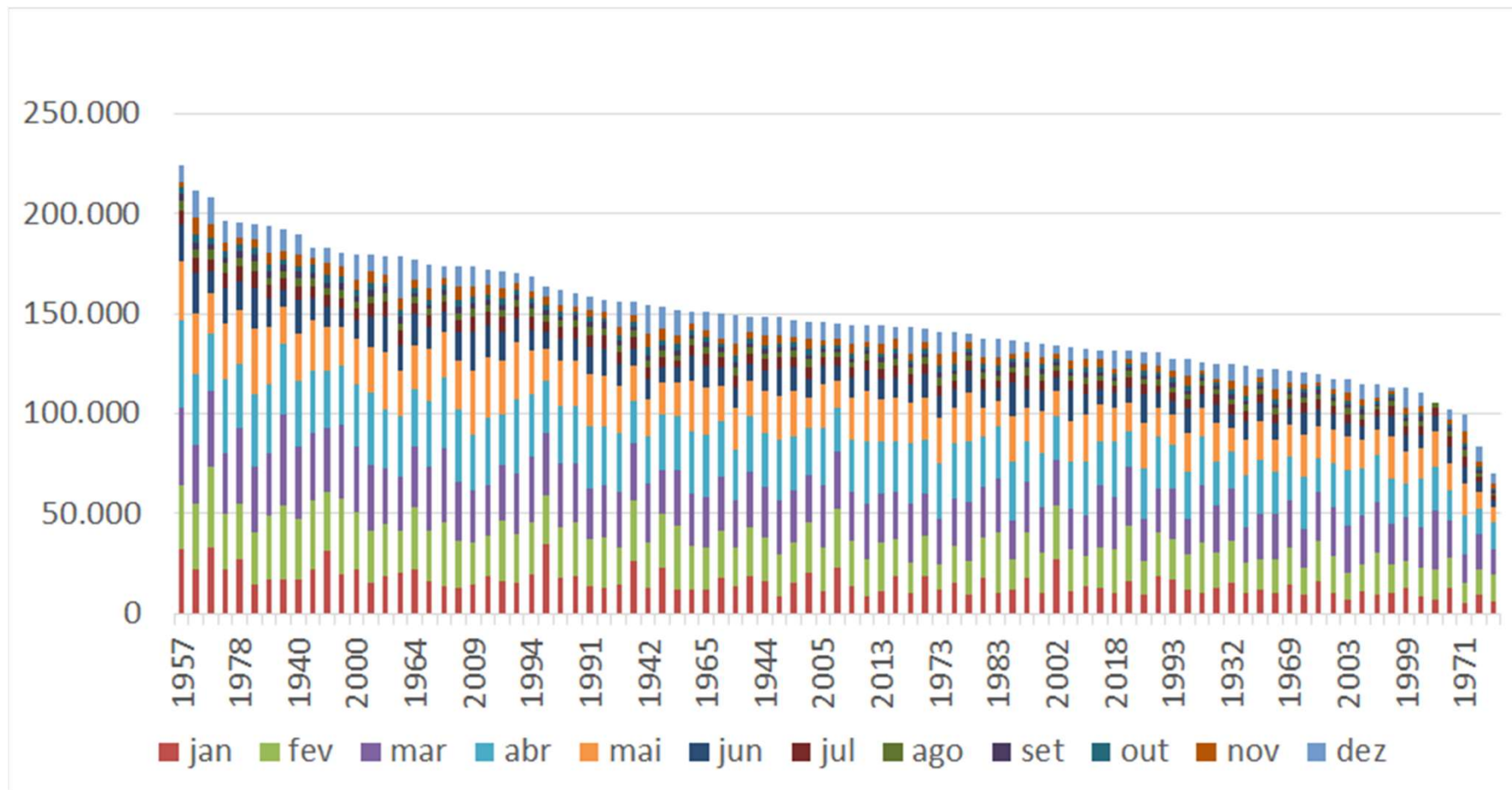


NORDESTE PIORES ENAS

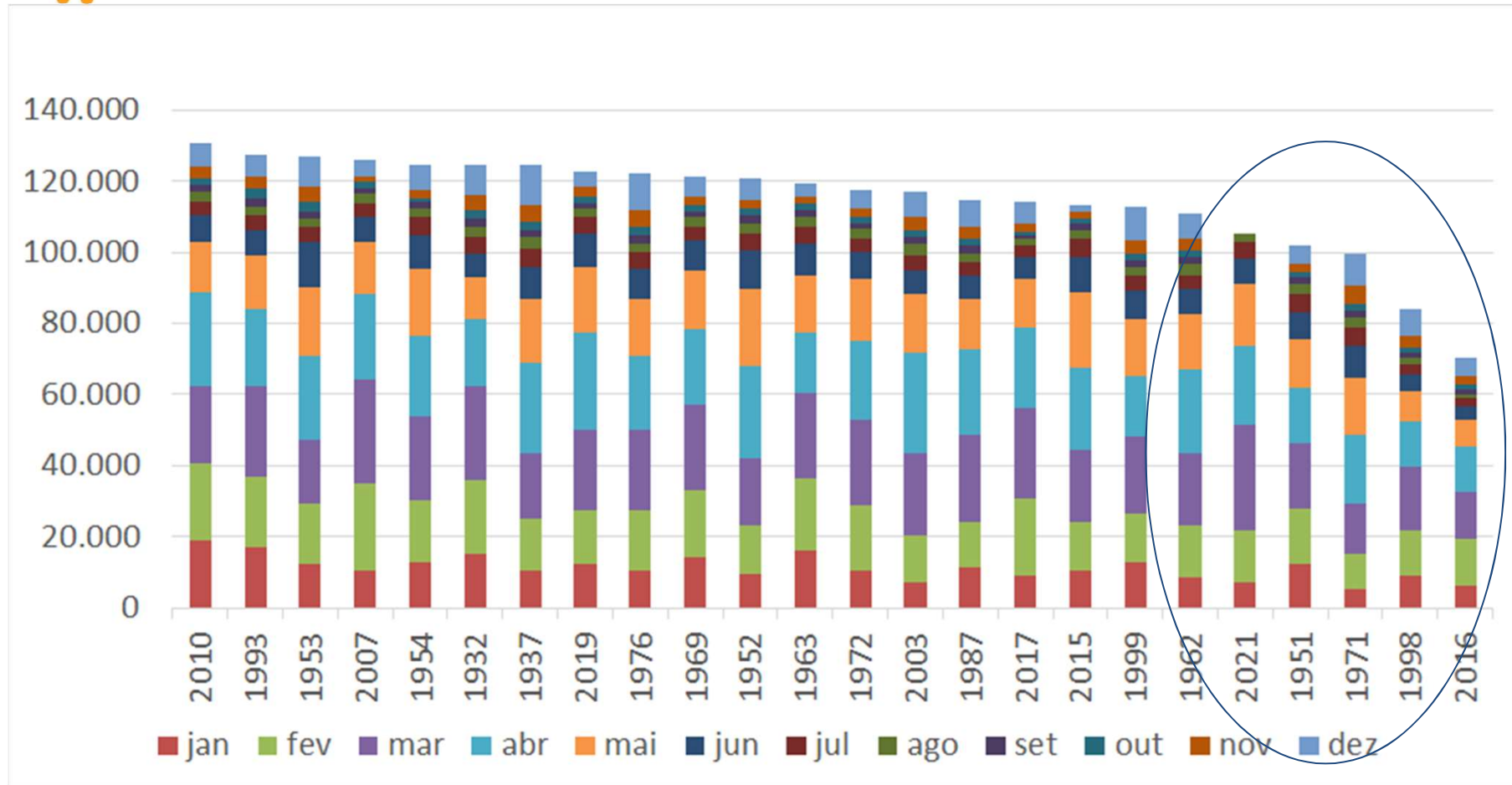


ENA - MW médios- NORTE

91 ANOS - ONS, 2021

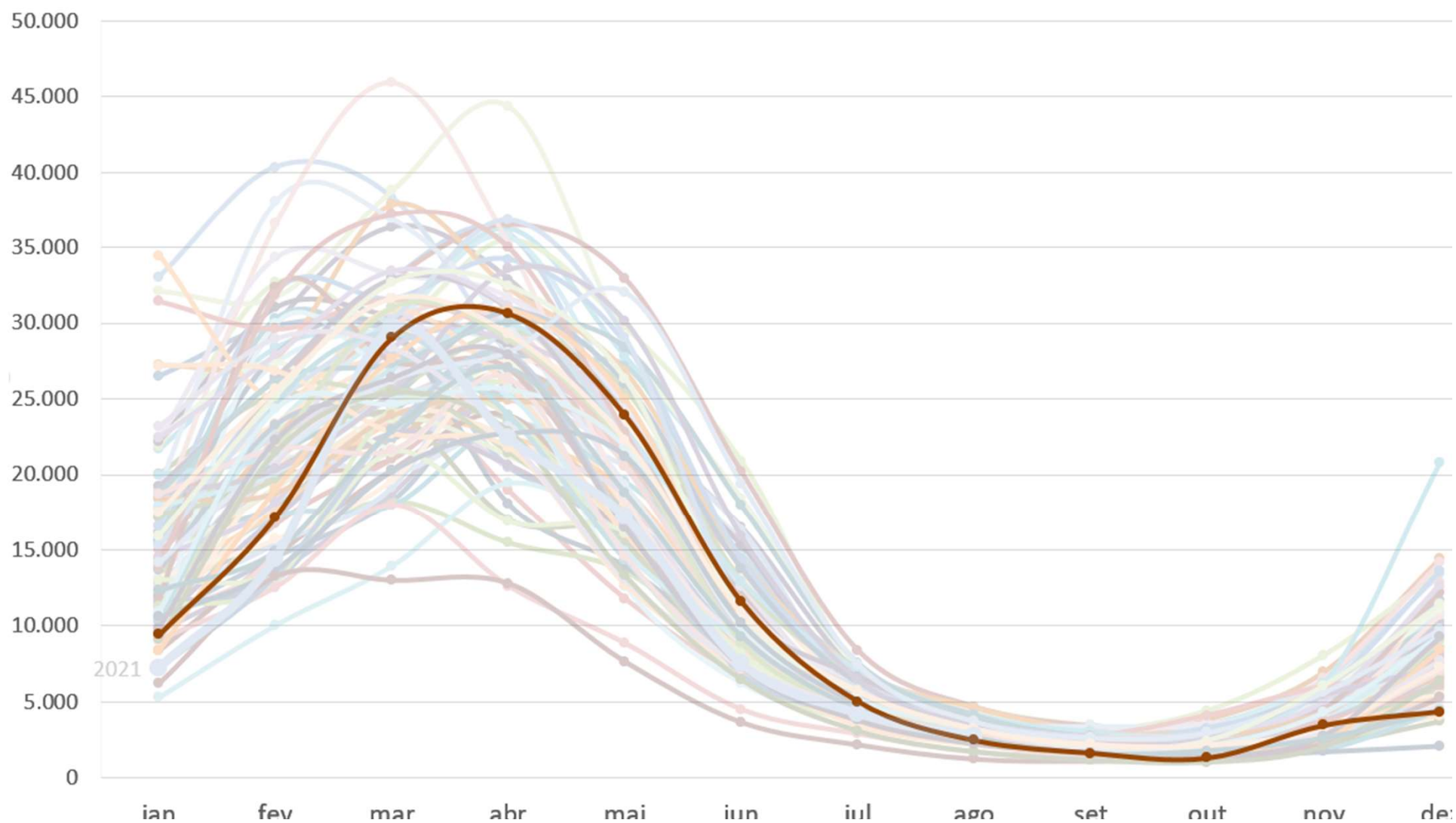


ENA - N - PIORES ENAS
MWmédios, ONS 2021



NORTE 91 ANOS HISTÓRICO ENAS N - 2020

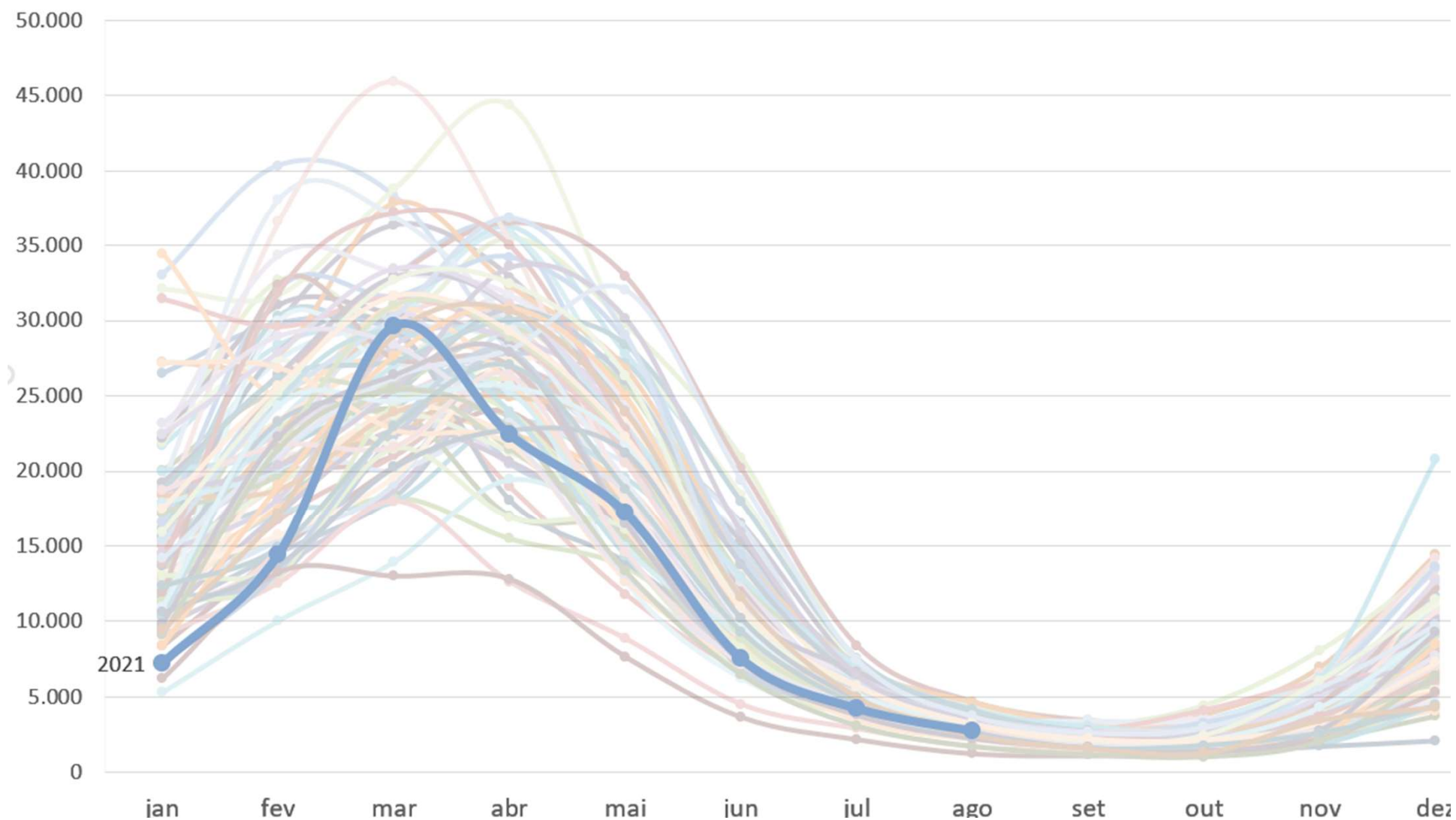
ENERGIA NATURAL AFLUENTE - REGIÃO NORTE - ENA-N MWmédios



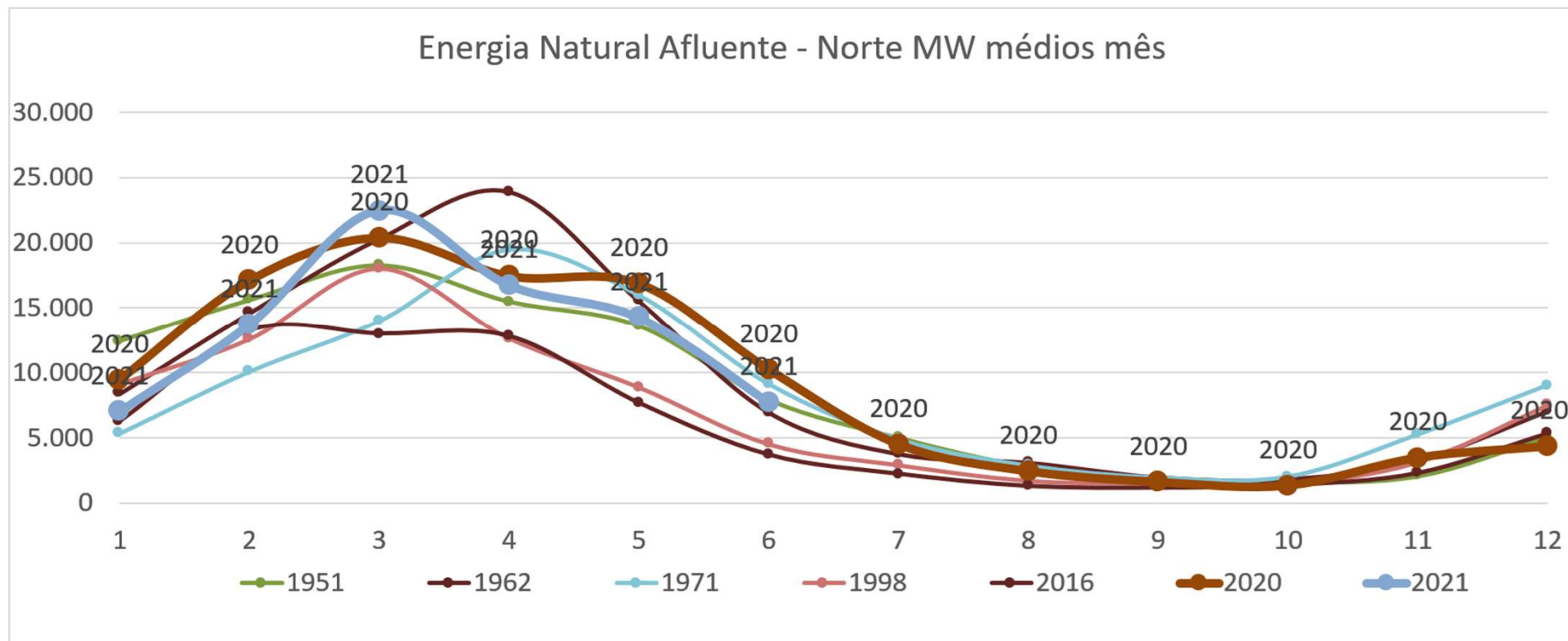
NORTE 91 ANOS HISTÓRICO

ENAS N - 2021

ENERGIA NATURAL AFLUENTE - REGIÃO NORTE - ENA-N MWmédios

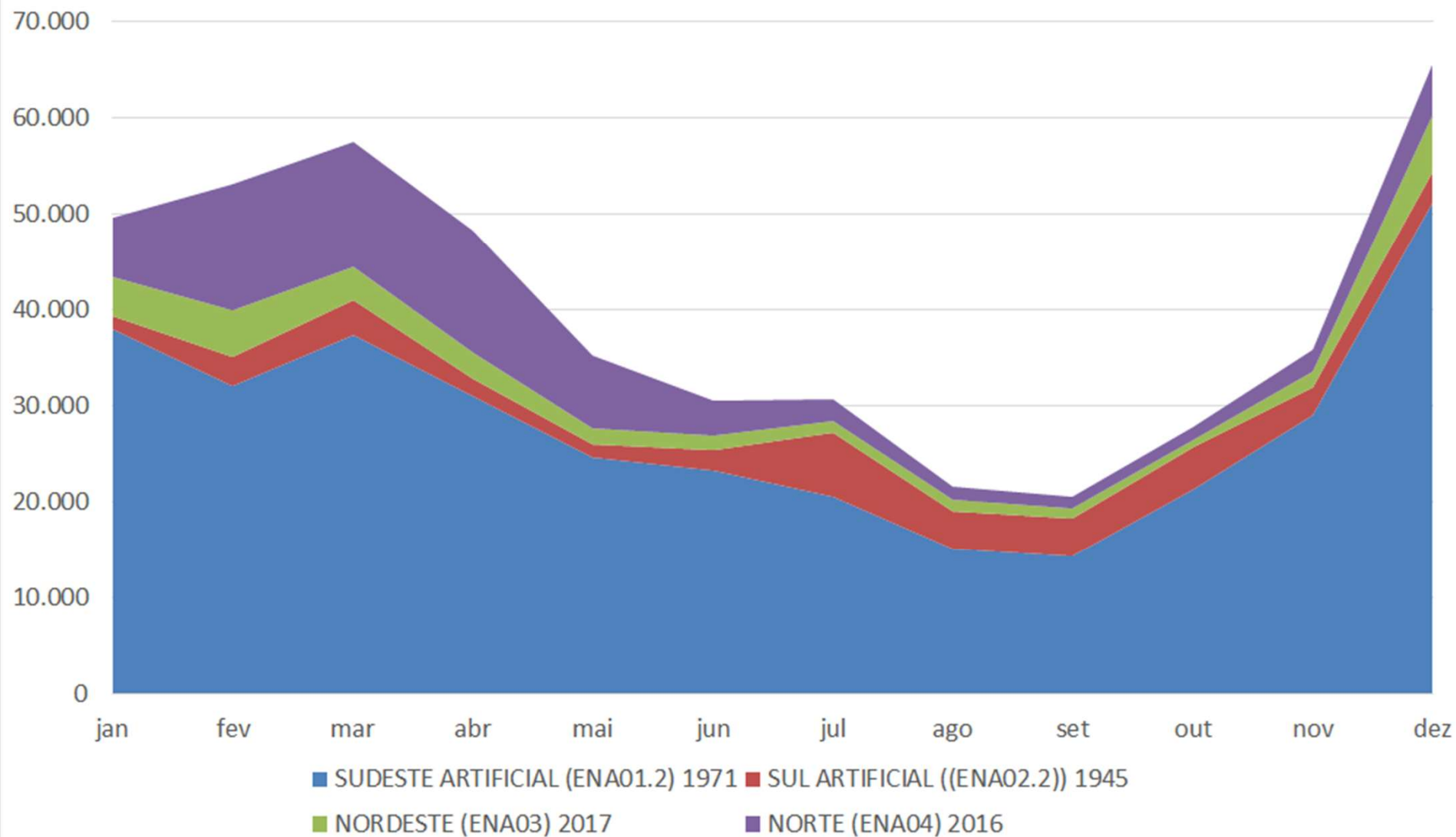


NORTE PIORES ENAS



PIORES ENAS

PIORES ENAS HISTÓRICO DE 90 ANOS



Usinas fonte fóssil

Matriz por Origem de Combustível					SCG - Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração																																																																														
					Data de referência dos dados: 6/6/2021 01:00																																																																														
Por Fonte UFV UHE UTE UTN Por Estado AC CE DF ES GO AP PB PE PI PR RS SC SE SP TO de Combustível Fóssil	<table> <tr> <th>Origem</th><th>Tipo</th><th>Combustível</th><th>Quantidade</th><th>Potência Outorgada (kW)</th><th>% Potência Outorgada</th></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Gás natural</td><td>Gás Natural</td><td>163</td><td>15.536.497,39</td><td>54,14%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Petróleo</td><td>Óleo Diesel</td><td>2223</td><td>4.588.345,97</td><td>15,99%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Petróleo</td><td>Óleo Combustível</td><td>68</td><td>3.471.082,48</td><td>12,10%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Carvão mineral</td><td>Carvão Mineral</td><td>13</td><td>3.202.740,00</td><td>11,16%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Petróleo</td><td>Outros Energéticos de Petróleo</td><td>16</td><td>991.108,00</td><td>3,45%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Carvão mineral</td><td>Gás de Alto Forno - CM</td><td>7</td><td>351.690,00</td><td>1,23%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Petróleo</td><td>Gás de Refinaria</td><td>6</td><td>319.530,00</td><td>1,11%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Outros Fósseis</td><td>Calor de Processo - OF</td><td>4</td><td>165.970,00</td><td>0,58%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Gás natural</td><td>Calor de Processo - GN</td><td>1</td><td>40.000,00</td><td>0,14%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Carvão mineral</td><td>Calor de Processo - CM</td><td>2</td><td>28.400,00</td><td>0,10%</td></tr> <tr> <td>Fóssil</td><td>Petróleo</td><td>Gás de Alto Forno - PE</td><td>1</td><td>1.200,00</td><td>0,00%</td></tr> <tr> <td>Total</td><td></td><td></td><td>2504</td><td>28.696.563,84</td><td>100,00%</td></tr> </table>					Origem	Tipo	Combustível	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	% Potência Outorgada	Fóssil	Gás natural	Gás Natural	163	15.536.497,39	54,14%	Fóssil	Petróleo	Óleo Diesel	2223	4.588.345,97	15,99%	Fóssil	Petróleo	Óleo Combustível	68	3.471.082,48	12,10%	Fóssil	Carvão mineral	Carvão Mineral	13	3.202.740,00	11,16%	Fóssil	Petróleo	Outros Energéticos de Petróleo	16	991.108,00	3,45%	Fóssil	Carvão mineral	Gás de Alto Forno - CM	7	351.690,00	1,23%	Fóssil	Petróleo	Gás de Refinaria	6	319.530,00	1,11%	Fóssil	Outros Fósseis	Calor de Processo - OF	4	165.970,00	0,58%	Fóssil	Gás natural	Calor de Processo - GN	1	40.000,00	0,14%	Fóssil	Carvão mineral	Calor de Processo - CM	2	28.400,00	0,10%	Fóssil	Petróleo	Gás de Alto Forno - PE	1	1.200,00	0,00%	Total			2504	28.696.563,84	100,00%
Origem	Tipo	Combustível	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	% Potência Outorgada																																																																														
Fóssil	Gás natural	Gás Natural	163	15.536.497,39	54,14%																																																																														
Fóssil	Petróleo	Óleo Diesel	2223	4.588.345,97	15,99%																																																																														
Fóssil	Petróleo	Óleo Combustível	68	3.471.082,48	12,10%																																																																														
Fóssil	Carvão mineral	Carvão Mineral	13	3.202.740,00	11,16%																																																																														
Fóssil	Petróleo	Outros Energéticos de Petróleo	16	991.108,00	3,45%																																																																														
Fóssil	Carvão mineral	Gás de Alto Forno - CM	7	351.690,00	1,23%																																																																														
Fóssil	Petróleo	Gás de Refinaria	6	319.530,00	1,11%																																																																														
Fóssil	Outros Fósseis	Calor de Processo - OF	4	165.970,00	0,58%																																																																														
Fóssil	Gás natural	Calor de Processo - GN	1	40.000,00	0,14%																																																																														
Fóssil	Carvão mineral	Calor de Processo - CM	2	28.400,00	0,10%																																																																														
Fóssil	Petróleo	Gás de Alto Forno - PE	1	1.200,00	0,00%																																																																														
Total			2504	28.696.563,84	100,00%																																																																														

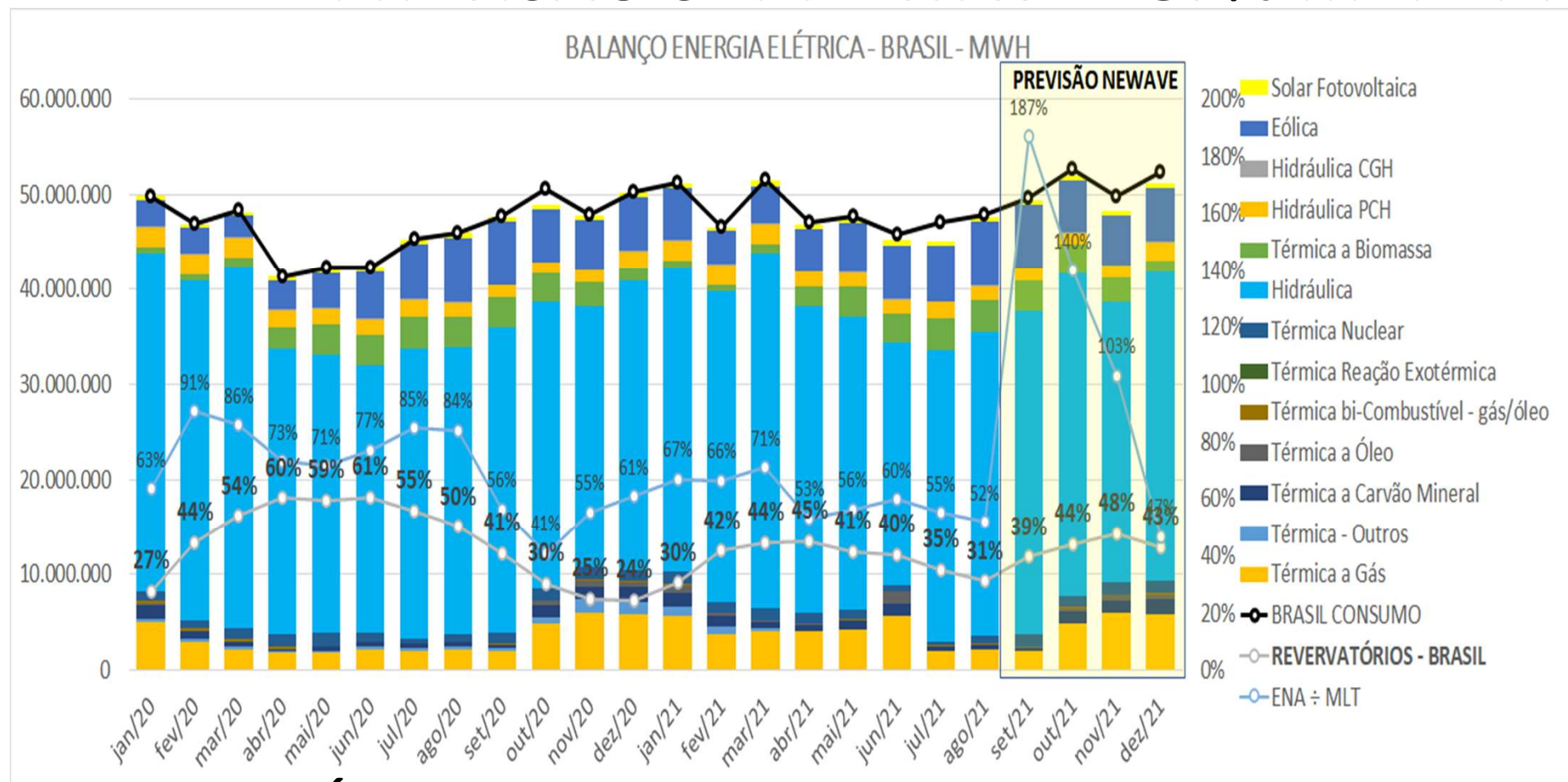
BIG Aneel: Potência de ~ 29 GW de térmicas!

FONTE: ANEEL, 2021

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>

SITUAÇÃO ATUAL BRASIL 2021 - PREVISÃO ONS

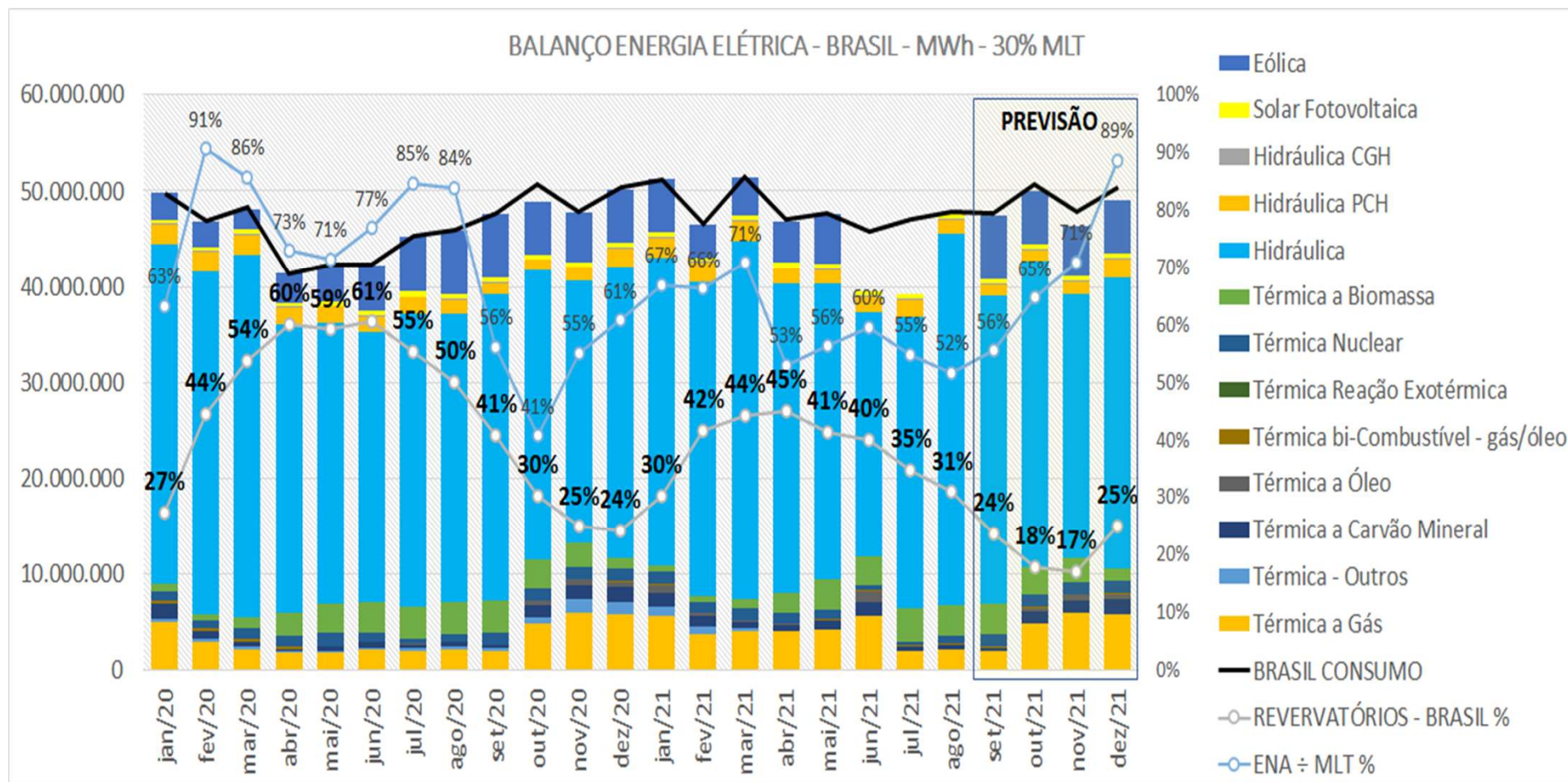
PREVISÃO SET NEWAVE 187% MLT ENA



MÉDIA DE LONGO TERMO - MLT ENA

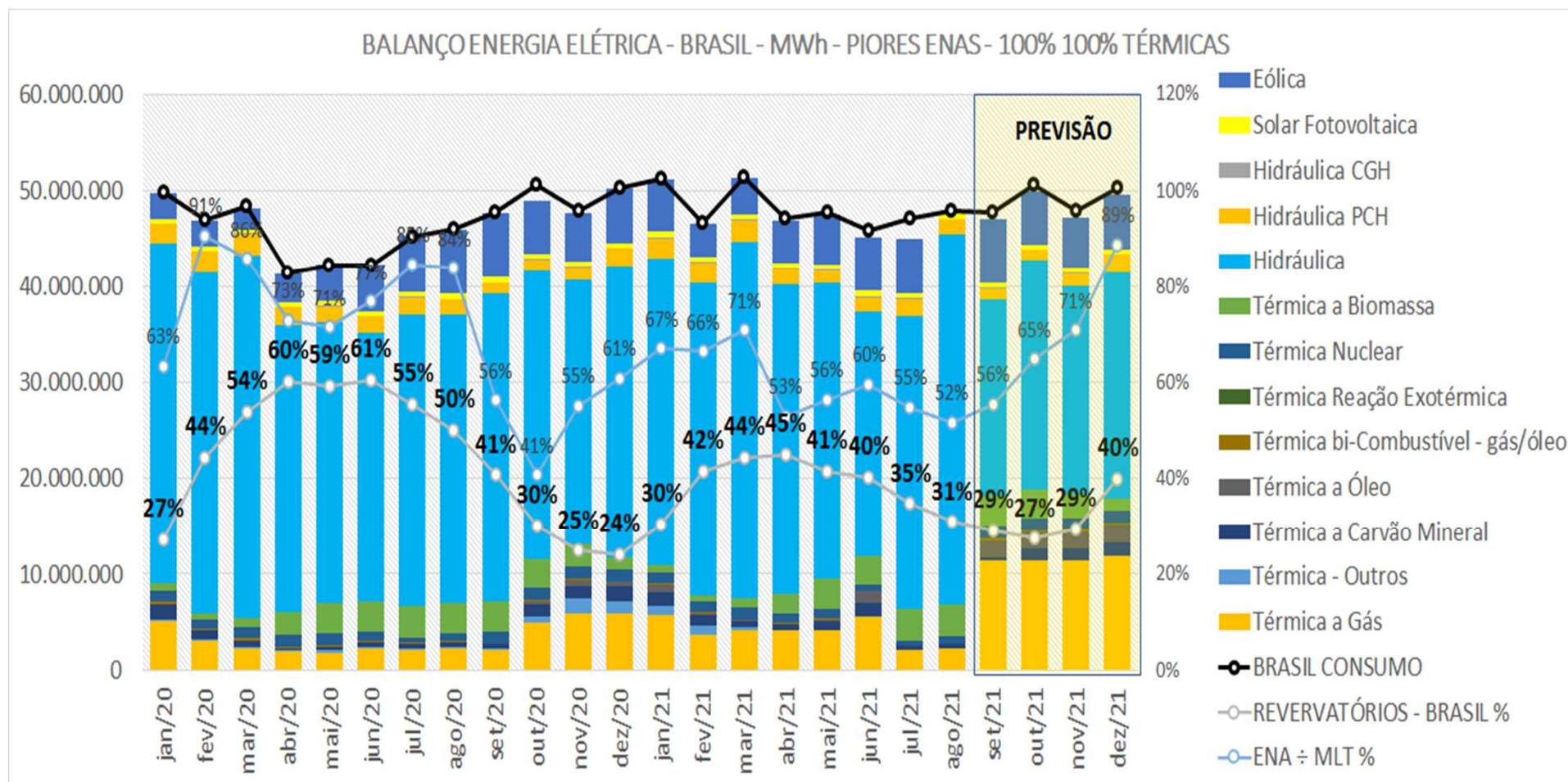
SITUAÇÃO ATUAL BRASIL 2021

PREVISÃO COM PIORES ENAS



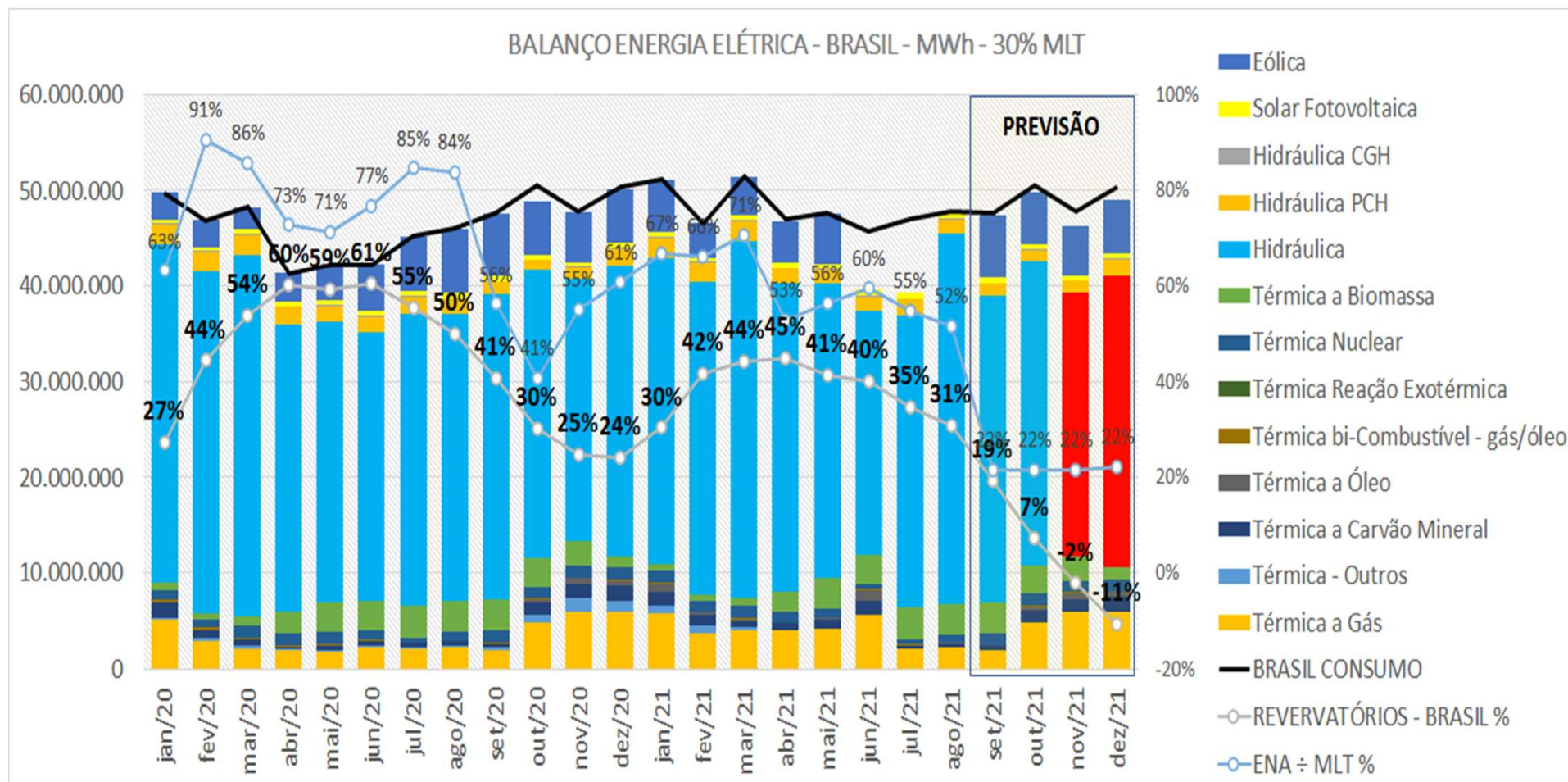
PREVISÃO COM PIORES ENAS

- 100% Térmicas

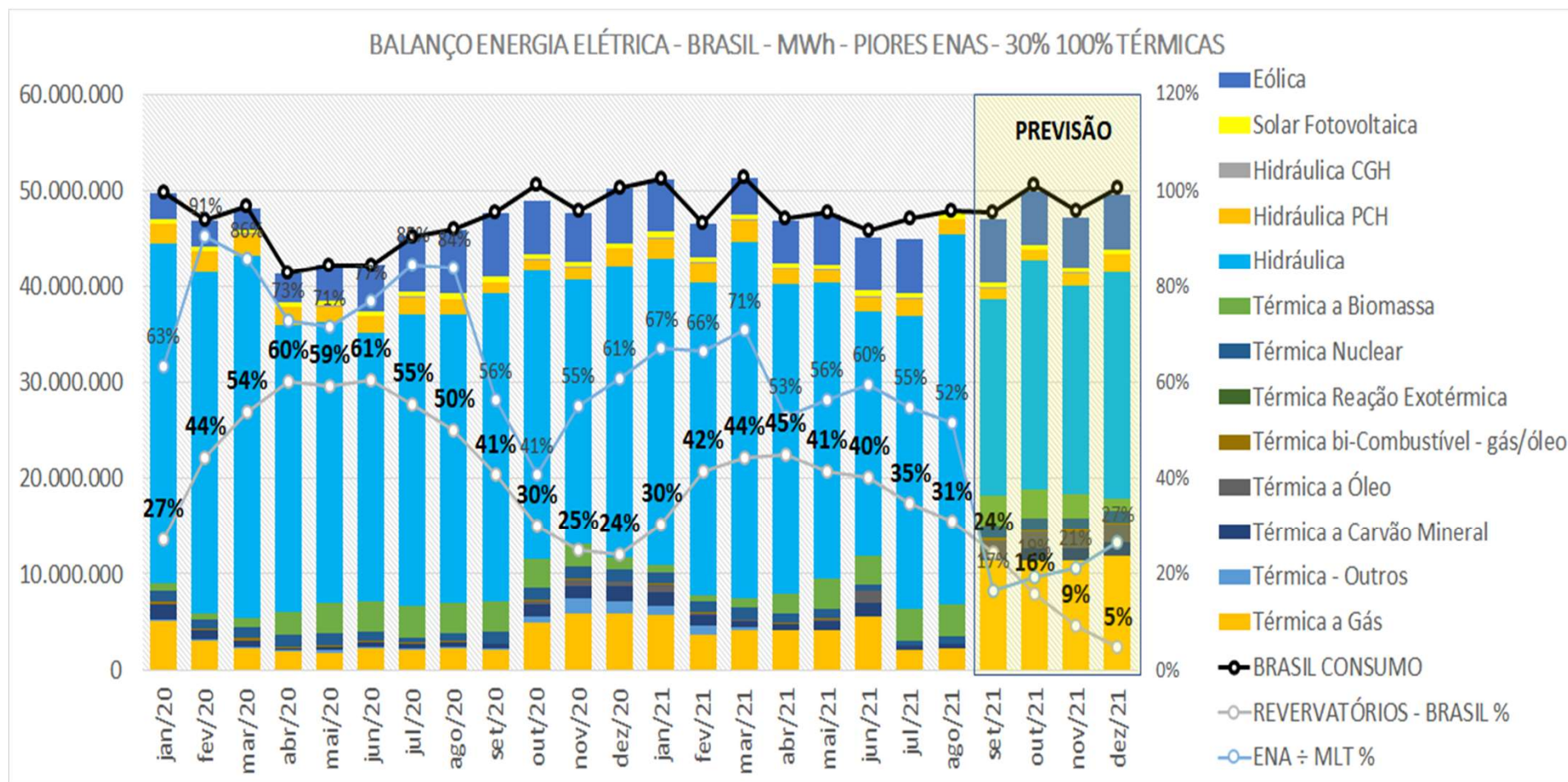


SITUAÇÃO ATUAL BRASIL

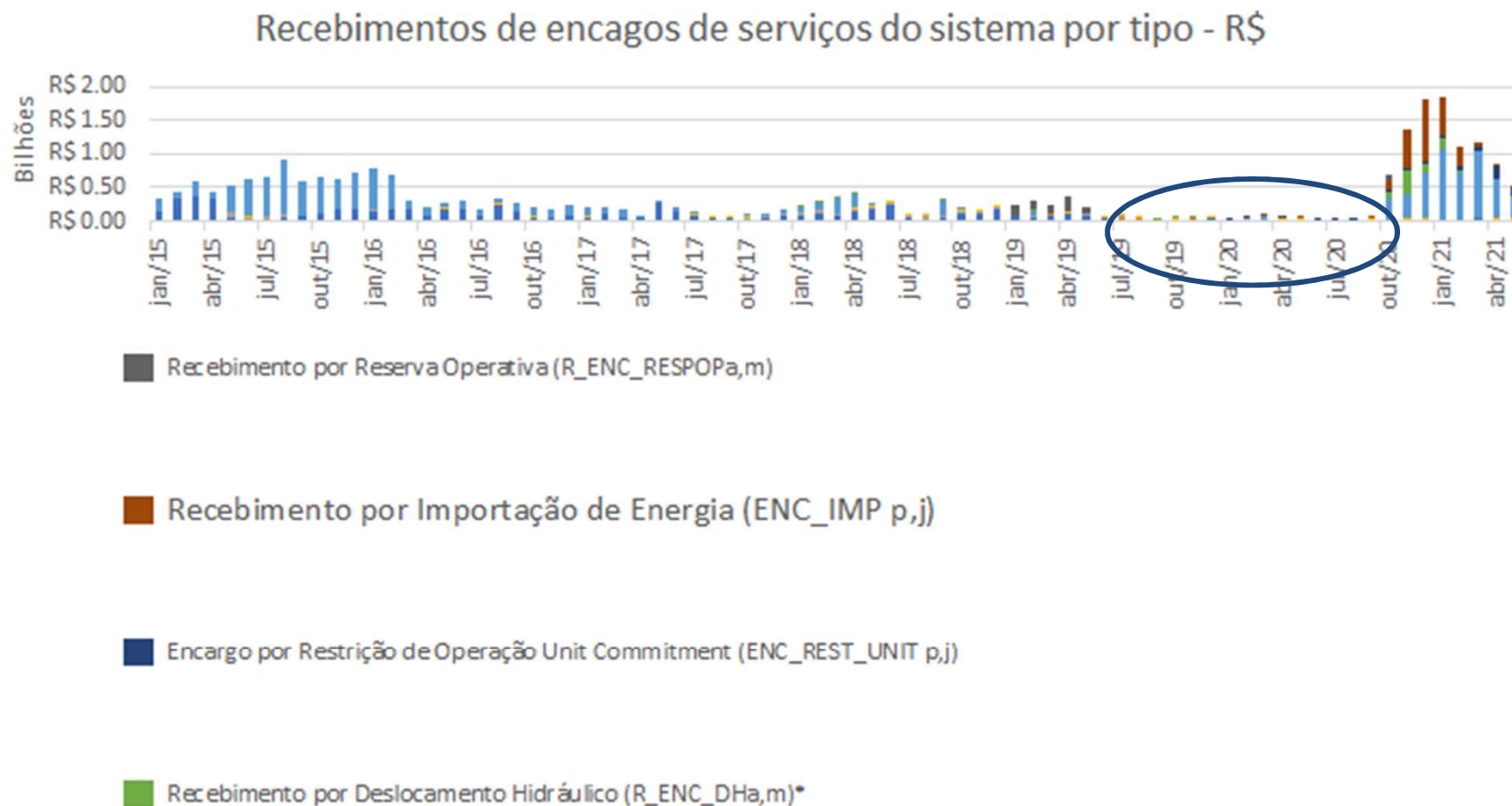
2021 PREVISÃO 30% MLT



PREVISÃO ENAS - 30% MLT TÉRMICAS - 100%



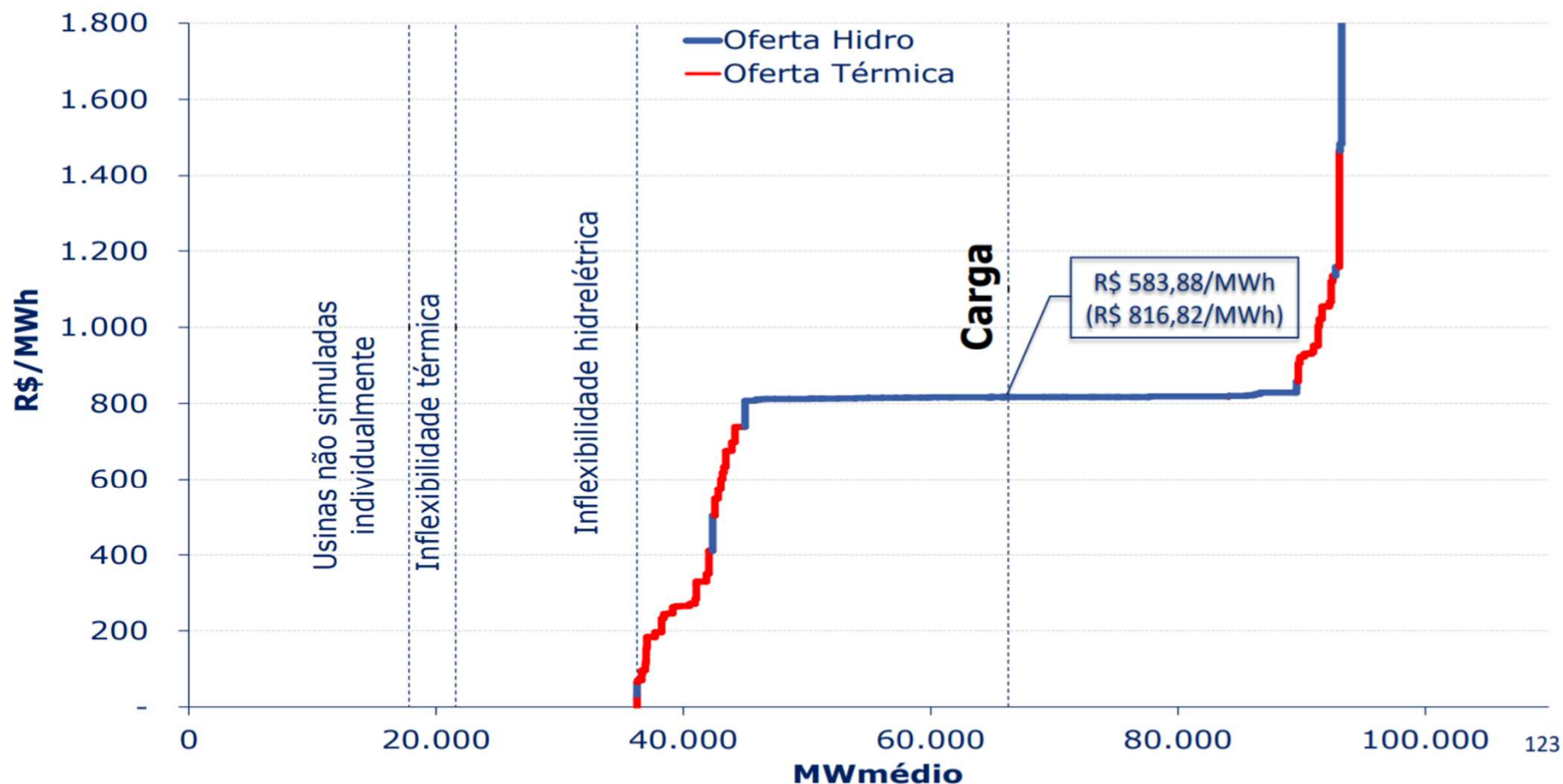
Gastos térmicas e importação energia



Ordem de mérito

► Comportamento da FCF do Decomp – Julho de 2021 – Semana 1

Curva de Oferta e Demanda – SIN



PLD e Custo de deficit

	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo estrutural (R\$/MWh)	PLD máximo horário* (R\$/MWh)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	-	4.650,00
2018	40,16	505,18	-	4.596,31
2019	42,35	513,89	-	4.981,54
2020	39,68	559,75	1.148,36	5.249,34
2021	49,77	583,88	1.197,87	6.524,05

Fonte: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_afLoop=329250541577799&_adf.ctrl-state=11l221bzxa_1#!%40%40%3F_afLoop%3D329250541577799%26_adf.ctrl-state%3D11l221bzxa_5

Bandeiras

► Bandeira Tarifária para Julho de 2021

► Valor das variáveis:

Variável	Valor
PLD_{max} (R\$/MWh)	583,88
PLD_{min} (R\$/MWh)	49,77
GH_{band} (MWmed)	31.372
GF_{band} (MWmed)	55.399
GSF_{band} (MWmed)	0,57

	Geração (MWmed)
GT Decomp ONS	14.350
Despacho Total CMSE	17.539
Despacho por GE previsto	3.189

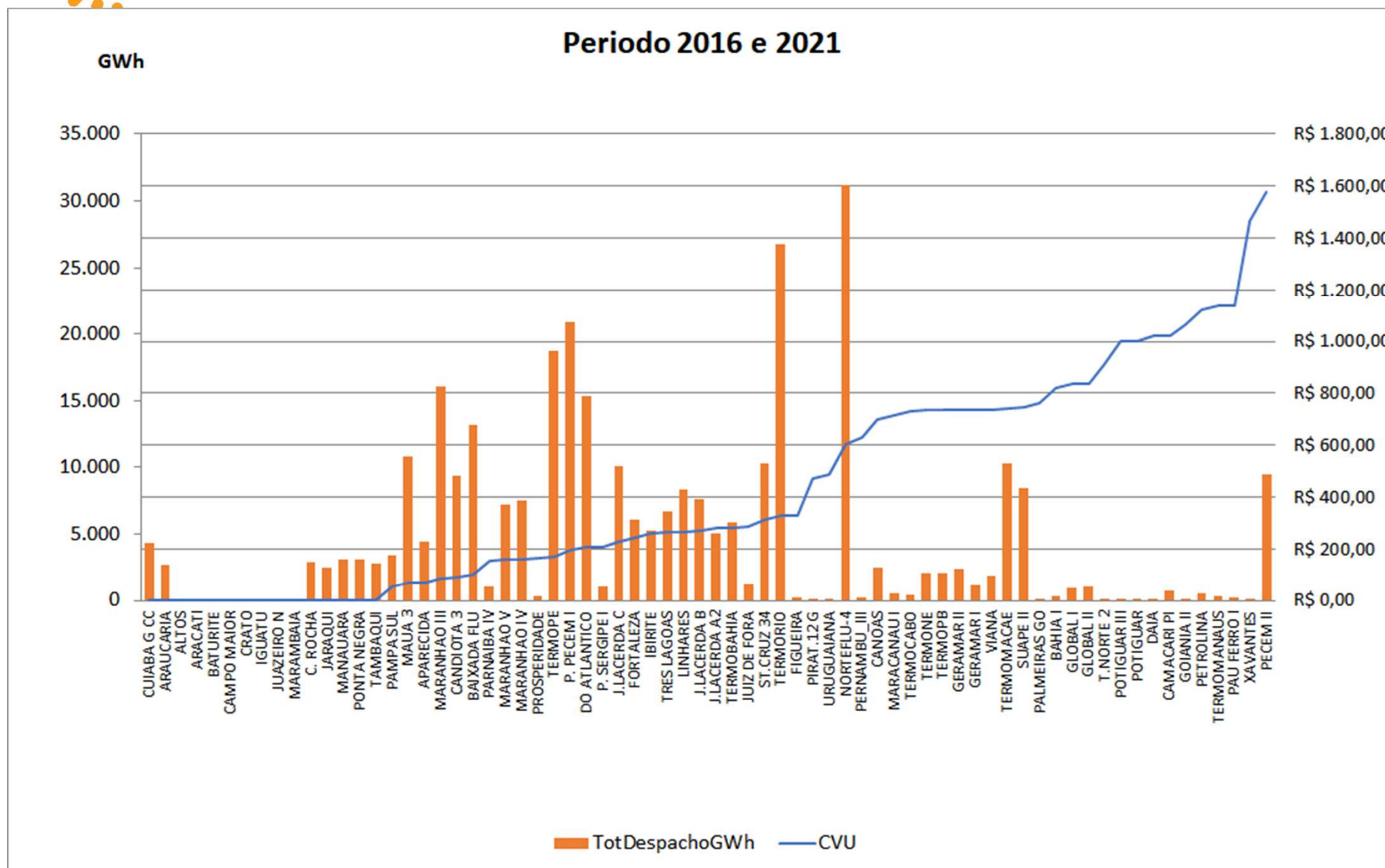
► Limites de Acionamento das Bandeiras:

Cor da Bandeira	Valor (R\$/MWh)	Gatilho
Verde	0,00	-
Amarela	13,43	$R\$ 49,77/MWh \leq PLD \leq R\$ 124,70/MWh$
Vermelho 1	41,69	$R\$ 124,71/MWh \leq PLD \leq R\$ 179,19/MWh$
Vermelho 2	62,43	$R\$ 179,20/MWh \leq PLD \leq R\$ 583,88/MWh$

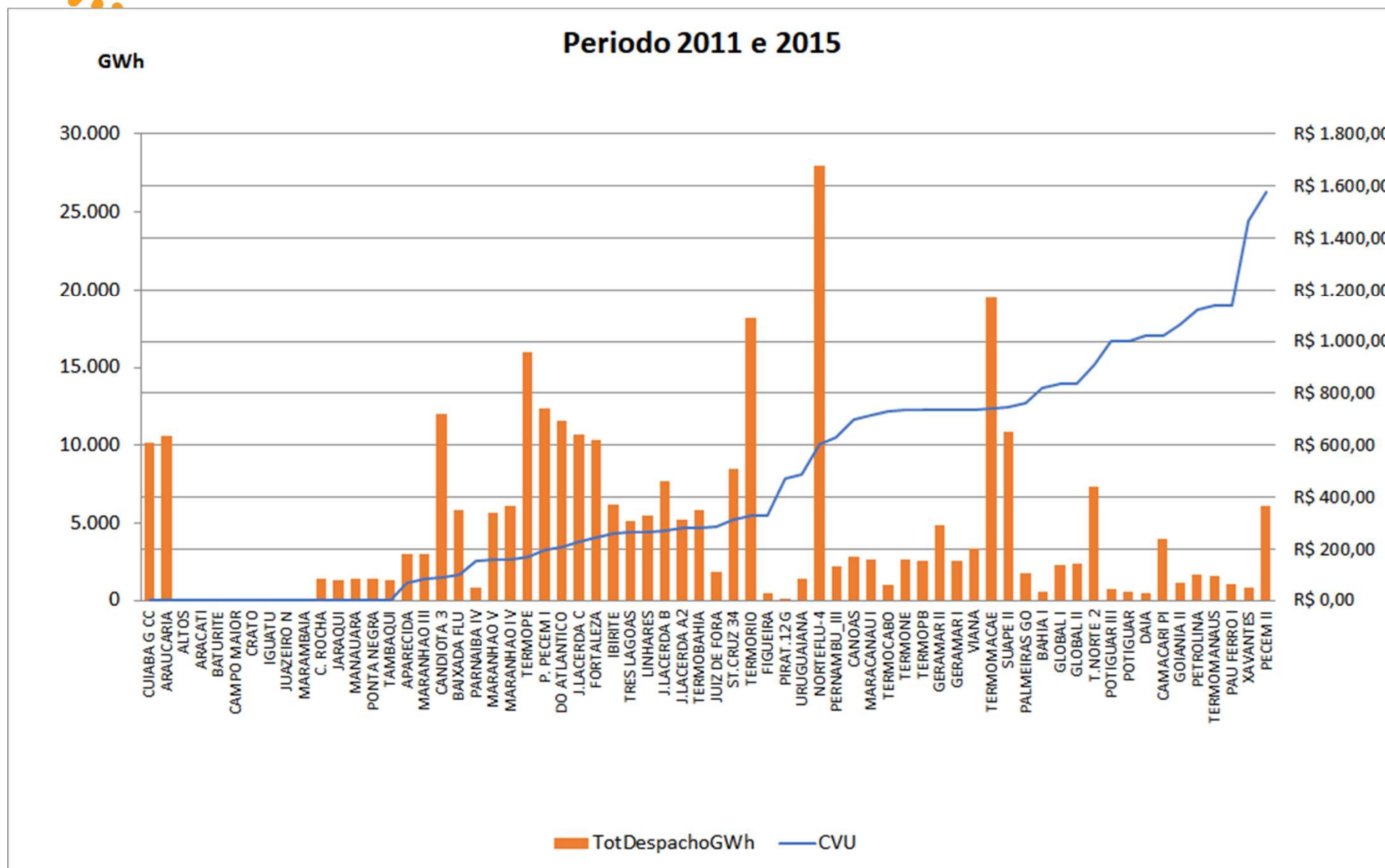
► PLD gatilho:

Variável	Valor
$PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh)	583,88

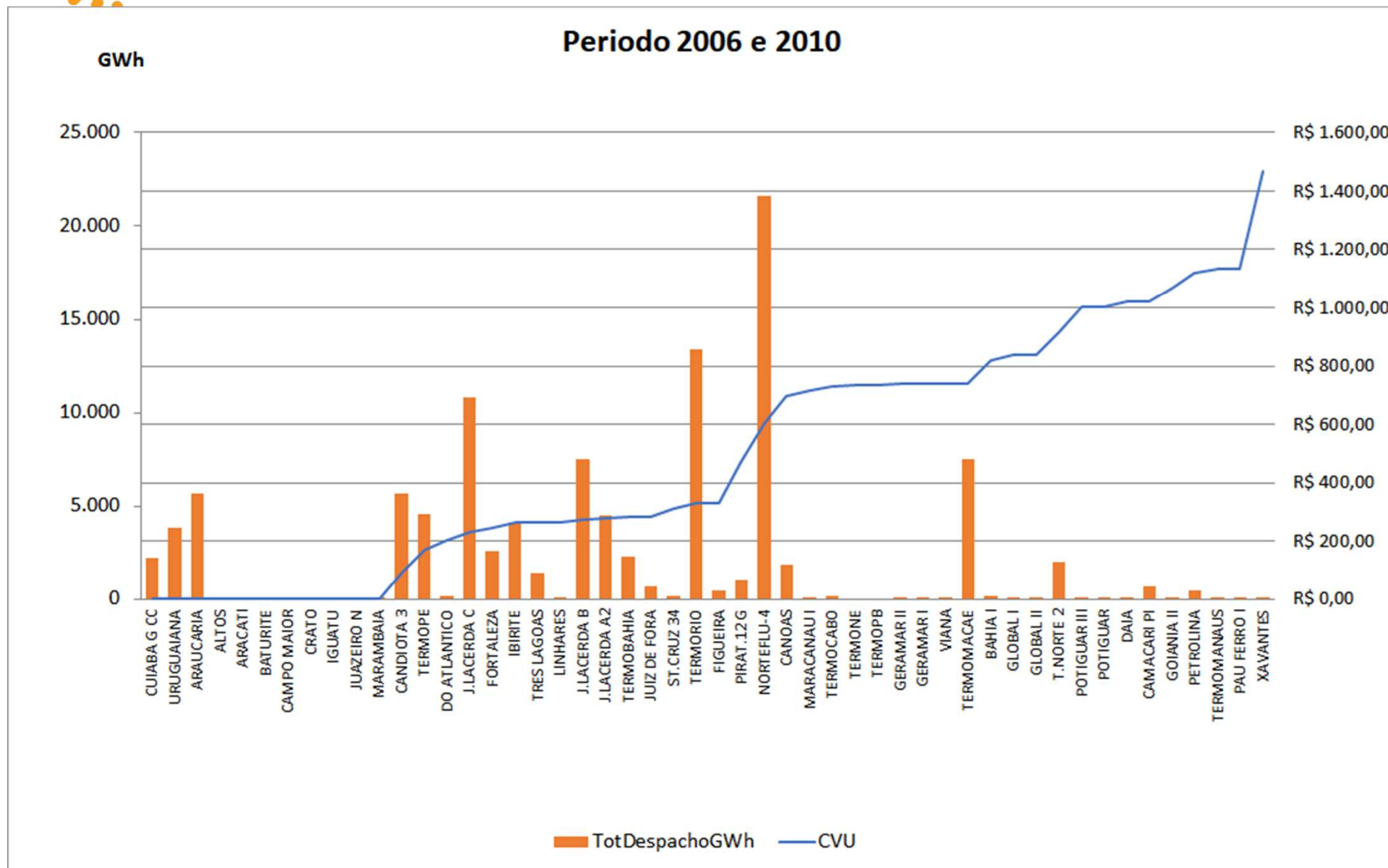
CVU Usinas (R\$) x Produção energia térmica 2016 a 2021



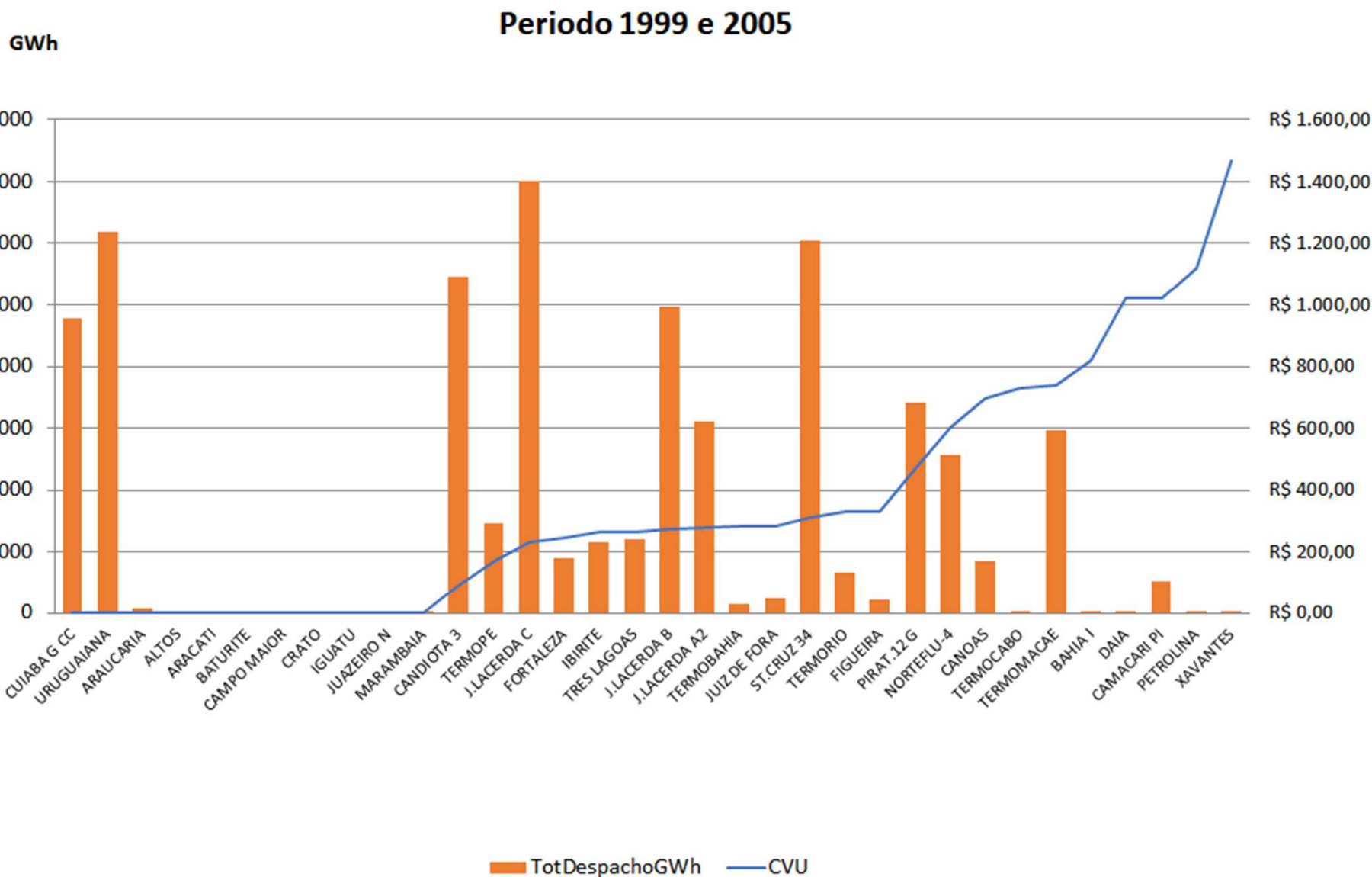
CVU Usinas (R\$) x Produção energia térmica 2011 a 2015



CVU Usinas (R\$) x Produção energia térmica 2006 a 2010

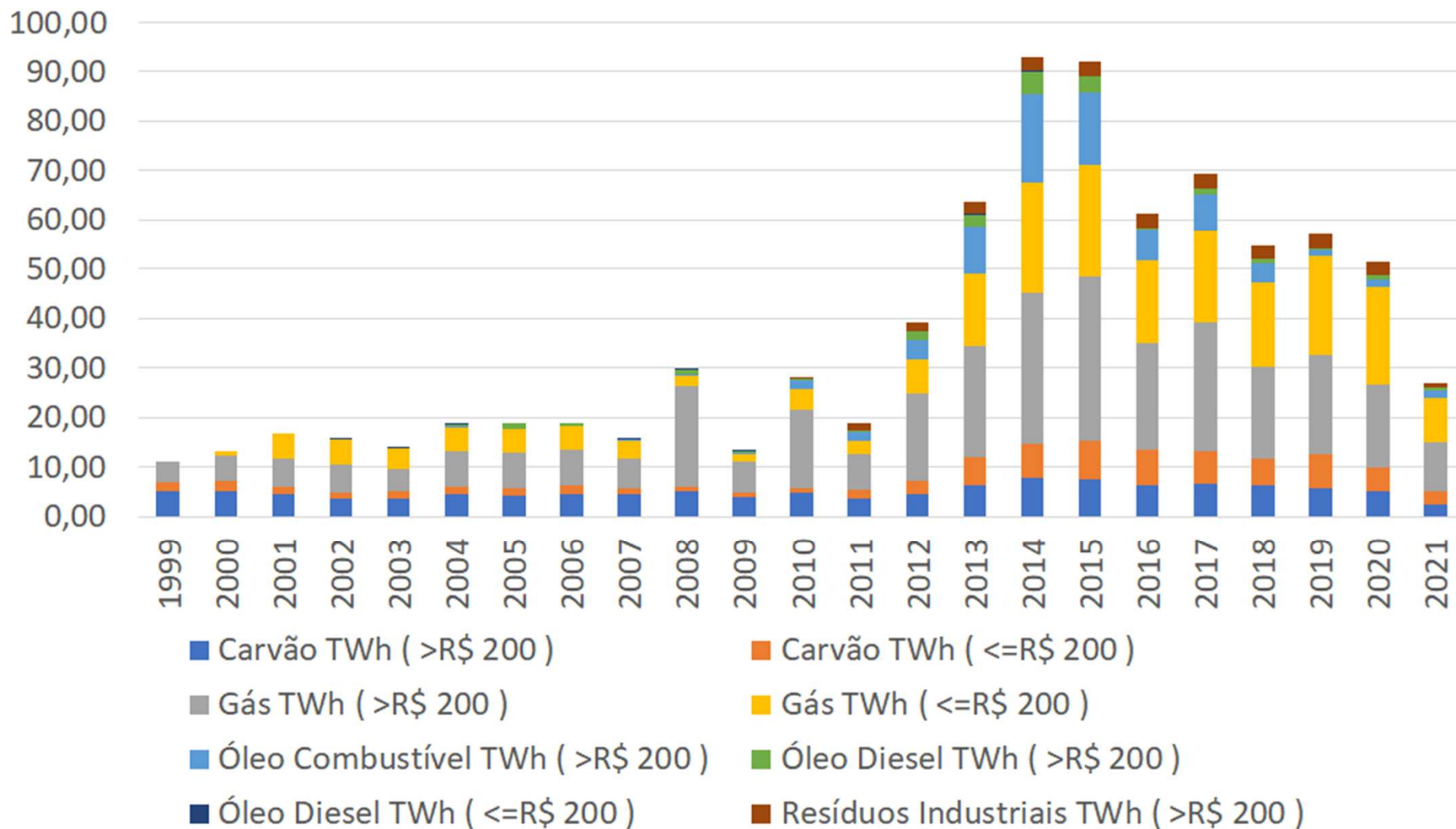


CVU Usinas (R\$) x Produção energia térmica 1999 a 2005

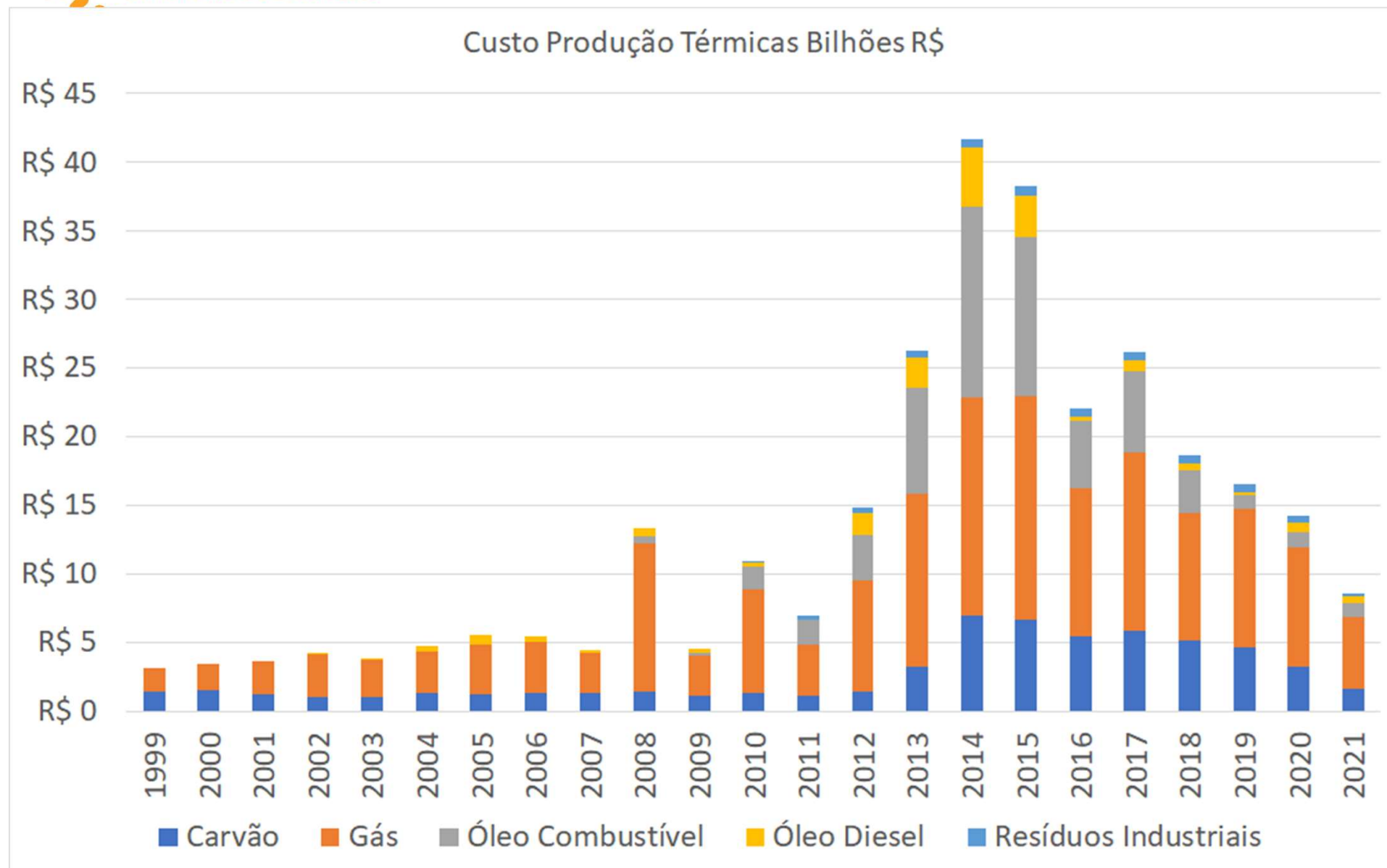


Produção Eletricidade - Térmicas

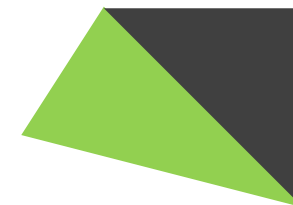
Produção Térmicas TWh



Custo Produção Eletricidade - Térmicas







APÊNDICE:

Tese de Doutorado: José Vitor Pereira Miguel
PPGE – IEE – USP

Orientador: Prof. Dr. Ildo Luís Sauer

AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL EM CONDIÇÕES DE ESCASSEZ DE RECURSOS EÓLICOS E HÍDRICOS

**“Nature,
To be commanded,
must be obeyed”**

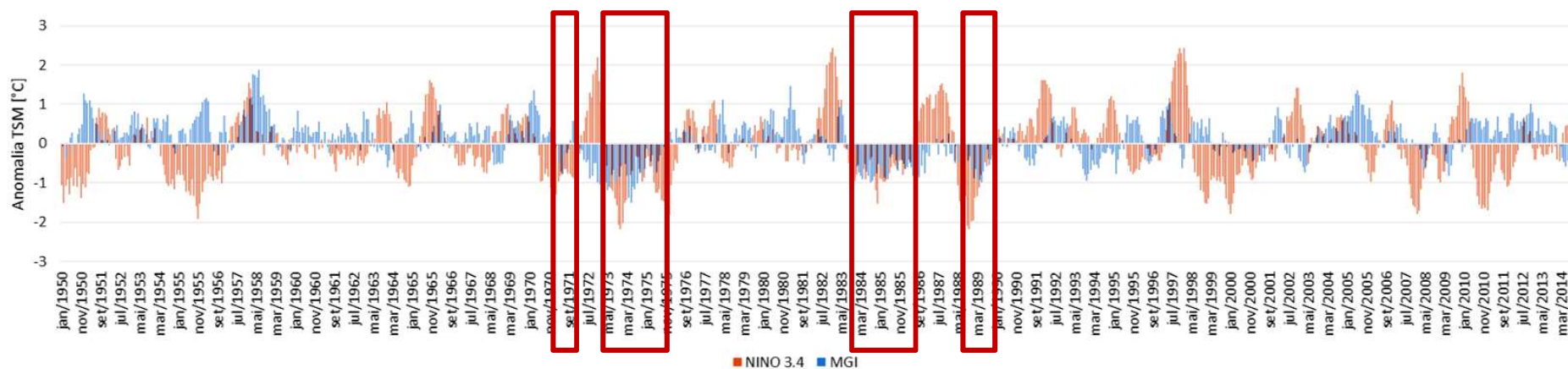
Francis Bacon (1561-1626)



Tabela 22 – Sinal dos índices NINO 3.4 e MGI em anos de escassez eólica

Ano de escassez de recursos eólicos	Sinal NINO 3.4	Sinal MGI
1963	+1	+1
1971	-1	-1
1972	+1	-1
1973	-1	-1
1974	-1	-1
1975	-1	-1
1984	-1	-1
1985	-1	-1
1989	-1	-1
1994	+1	-1
2000	-1	-1
2009	+1	-1

Figura 78 – Séries temporais dos índices NINO 3.4 e MGI de 1950 a 2014



FATORES DE INFLUÊNCIA SOBRE A VARIABILIDADE: **RECURSOS EÓLICOS**

- Velocidade do vento no NE e TSM sobre o Pacífico equatorial e sobre o Atlântico tropical são variáveis correlacionadas positivamente, em especial durante os meses do outono
 - Velocidade do vento pode ser influenciada pelos fenômenos ENOS e padrão dipolo na porção tropical do Atlântico
- Ambos, quando em fase fria, parecem modular a redução da intensidade da velocidade do vento e podem fazer intensificar condições de escassez eólica na região NE

LIMITAÇÕES

- Dados de reanálise: representam bem os recursos eólicos? Possível subestimação da velocidade do vento?
 - Medidas conservadoras para o setor elétrico
- Conversão energética: escolha dos aerogeradores para recursos eólicos e uso de dados de ENA para recursos hídricos
- Alguns aspectos do sistema elétrico não foram considerados

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Modelagem mais fidedigna do sistema elétrico
 - Gestão de reservatórios
 - Critérios de operação e restrições do SIN
 - Contemplar diversidade de sistemas de conversão energética
- Inclusão de outras fontes e subsistemas
 - Solar, biomassa, etc.
 - Uso de tecnologias de armazenamento
- Análises econômicas de alternativas de complementação levando em conta modelos de precificação de energia

CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

- Variáveis climáticas que representam recursos eólicos e hídricos foram exploradas para melhor compreender a ocorrência de eventos extremos de escassez
 - **Escassez eólica:** 1973, 1974, 1984 e 1985 piores anos de disponibilidade e estão associados à concomitância de fases negativas do ENOS e do padrão dipolo no Atlântico tropical
 - **Escassez conjunta:** nos anos de 1964 e 1971 a disponibilidade da velocidade do vento no NE e as vazões naturais em rios da região SE/CO mostraram-se, conjuntamente, muito abaixo de suas médias históricas

CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

- A geração pelas fontes eólica e hídrica é severamente afetada quando em eventos de escassez destes recursos
- O parque gerador deve ser dimensionado para um mínimo de potência instalada de geração que sustente um dado patamar de segurança energética e que seja robusto a ponto de resistir à variabilidade interanual inerente aos recursos energéticos como eólicos e hídricos

CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

- Advoga-se a favor da instalação massiva de potencial de geração pela fonte eólica, com a ressalva de que se alcance um entendimento das particularidades que reservam os recursos eólicos
- Partiu-se de motivações e aspirações de promover uma melhor compreensão dos recursos naturais e suas variabilidades intrínsecas para que, em última instância, se aprimore o aproveitamento do potencial energético que eles têm a oferecer à sociedade

GERAÇÃO DE ENERGIA EM CONDIÇÕES DE **ESCASSEZ EÓLICA E HÍDRICA**

- Em anos escassos, a fonte eólica, por ser não despachável, implica em uma acentuação do perfil sazonal caso sua capacidade instalada aumente
 - Geração mais expressiva nos meses do segundo semestre
- A gestão da operação dos reservatórios de UHEs deve se adaptar a estas condições
- Outras fontes energéticas e tecnologias devem ser capazes de suprir o restante