

Abraceel

# Abertura do mercado

GT, 05-out



The better the question. The better the answer.  
The better the world works.

**EY**

Building a better  
working world

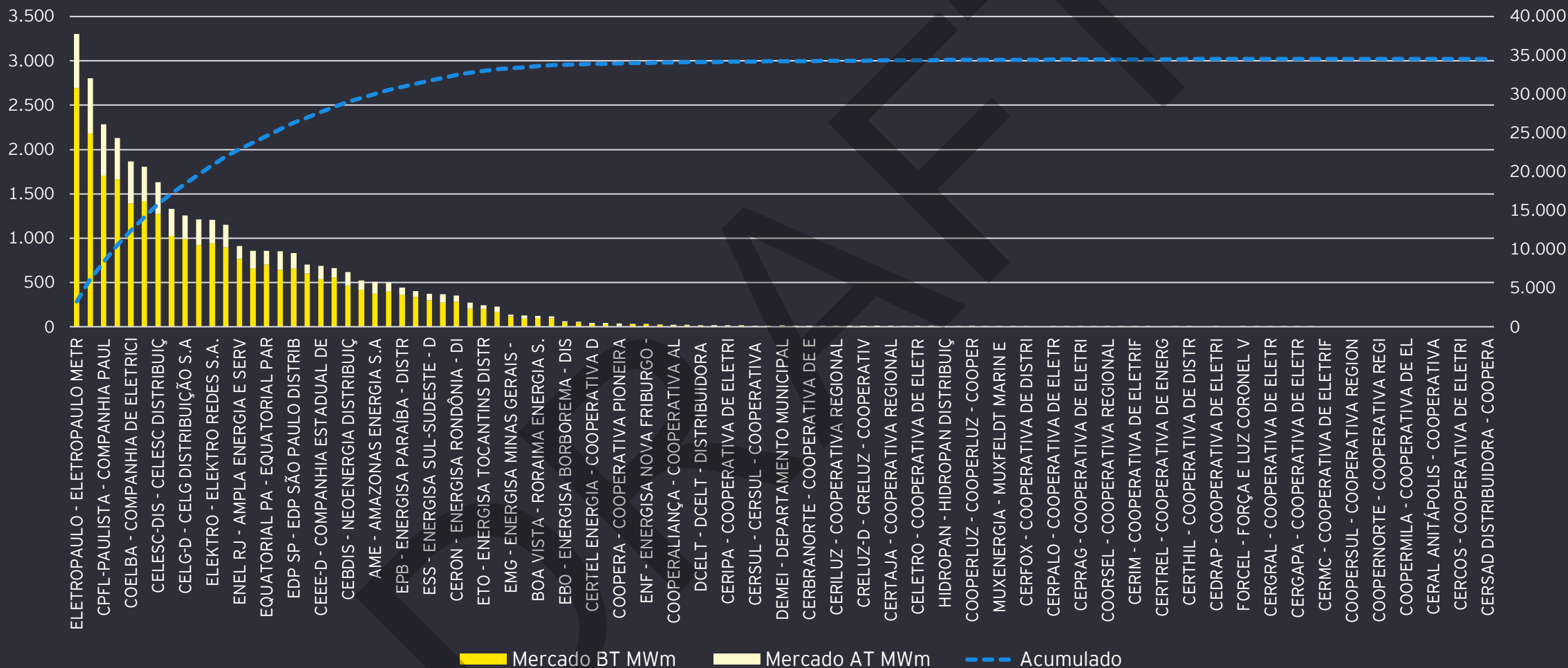


# 1

## Diagnóstico

---

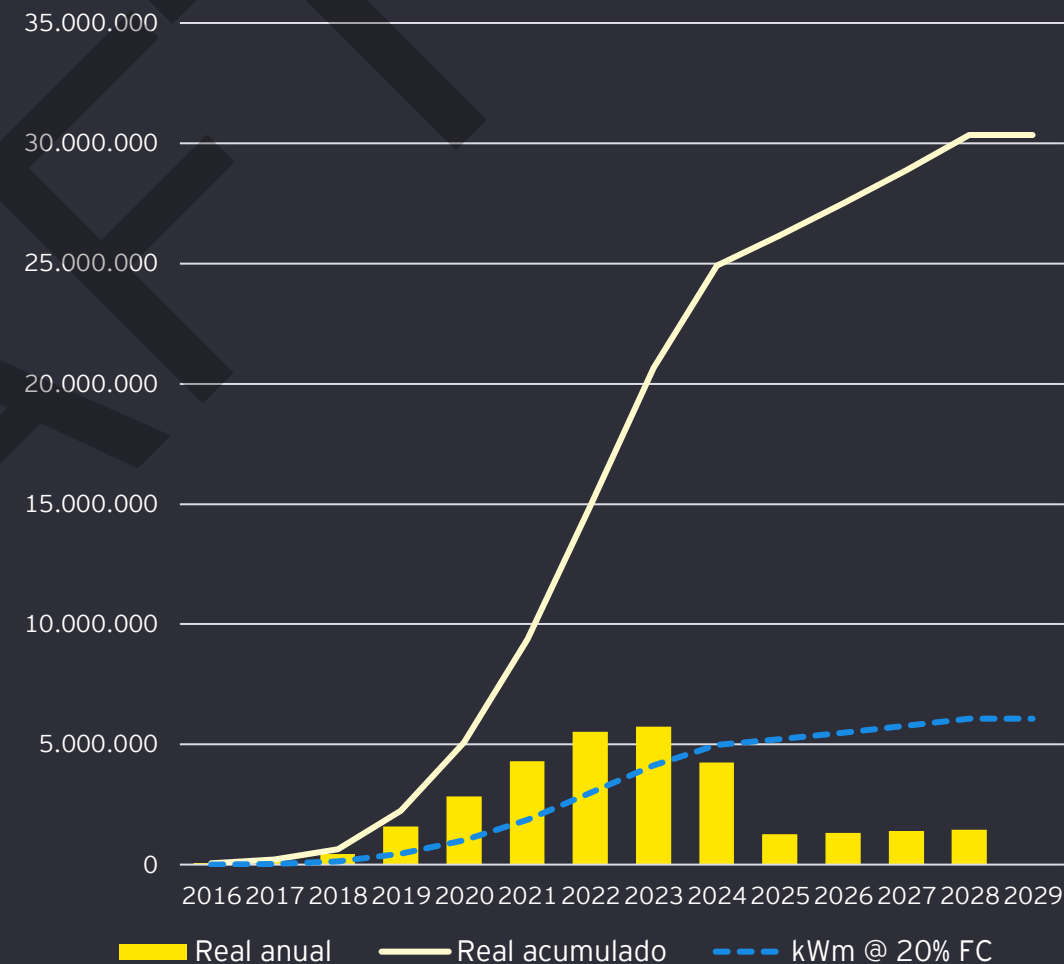
# Mercado atual das distribuidoras (2021)



Fonte: ANEEL. <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/cativo>

# Avanço da MMGD

	Ano	Real anual	Real acumulado	Crescim.	Redução do ritmo	kWm @ 20% FC	Observação
	2016	63.858	63.858			<b>12.772</b>	
	2017	156.361	220.219	345%		<b>44.044</b>	
	2018	431.642	651.861	296%	0,86	<b>130.372</b>	
	2019	1.589.492	2.241.353	344%	1,16	<b>448.271</b>	
	2020	2.835.435	5.076.788	227%	0,66	<b>1.015.358</b>	
	2021	4.302.438	9.379.226	185%	0,82	<b>1.875.845</b>	
	2022	<b>5.533.964</b>	14.913.190	159%	0,86	<b>2.982.638</b>	Dado real até 16/set. Projetado p/ 31/dez
Projeção (3)	2023	5.740.160	20.653.351	138%	0,87	<b>4.130.670</b>	Média redução de velocidade
	2024	4.259.697	24.913.048	121%	0,87	<b>4.982.610</b>	Média redução de velocidade
	2025	1.261.525	26.174.572	105%	0,87	<b>5.234.914</b>	Média redução de velocidade
	2026	1.325.405	27.499.977	105%		<b>5.499.995</b>	Fixa crescimento 2025
	2027	1.392.519	28.892.496	105%		<b>5.778.499</b>	Fixa crescimento 2025
	2028	1.463.032	30.355.528	105%		<b>6.071.106</b>	Fixa crescimento 2025
	2029	0	30.355.528	100%		<b>6.071.106</b>	Estabiliza mercado (apenas reposição)



Fonte (histórico): ANEEL.

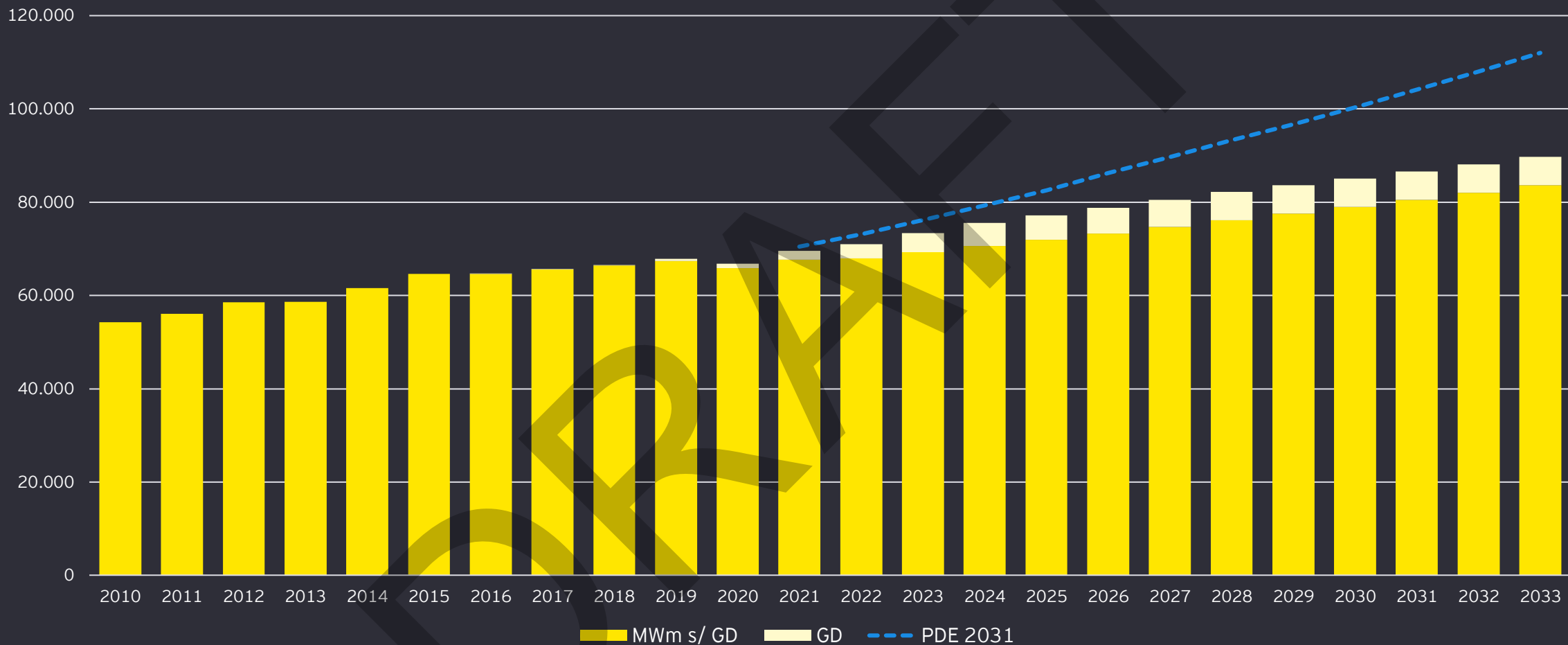
Projeção de crescimento: elaboração própria baseada nas seguintes premissas: redução do ritmo de crescimento aplicada até 2025, a partir de quando espera-se uma estabilização na expansão do mercado, da ordem de 5% ao ano, até 2029, quando se encerram os novos benefícios.

# Carga: histórico e projeção

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Carga total	70.952	73.392	75.561	77.155	78.787	80.458	82.171	83.617	85.091	86.593	88.124	89.684
(-) GD	2.983	4.131	4.983	5.235	5.500	5.778	6.071	6.071	6.071	6.071	6.071	6.071
Carga líquida	67.969	69.261	70.578	71.920	73.287	74.680	76.100	77.546	79.020	80.522	82.053	83.613
ACL	23.110	23.549	26.043	28.623	31.805	33.073	34.880	37.336	40.383	43.763	47.112	50.114
Carga ACR	44.860	45.713	44.535	43.297	41.481	41.607	41.220	40.210	38.638	36.759	34.941	33.499
Mercado total ACR	34.549	35.205	33.828	32.386	30.364	30.278	29.675	28.446	26.650	24.544	22.493	20.815
Mercado BT	27.019	27.532	28.055	28.589	28.619	28.500	27.863	26.600	24.769	22.627	20.539	18.824
Mercado AT	7.530	7.673	5.773	3.798	1.745	1.778	1.812	1.846	1.882	1.917	1.954	1.991
Perdas	10.311	10.507	10.707	10.910	11.118	11.329	11.544	11.764	11.988	12.215	12.448	12.684
	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%

- Até 2033, a carga total deve aumentar 26,4% (cenário conservador - usa o crescimento histórico)
- Números da EPE (PDE 2031 - Carga de Energia / MW médio) indicam um crescimento superior a 50% no mesmo período
- Descontar a GD da carga total torna o cenário ainda mais conservador (volume similar ao projetado pela EPE)

# Carga: histórico e projeção

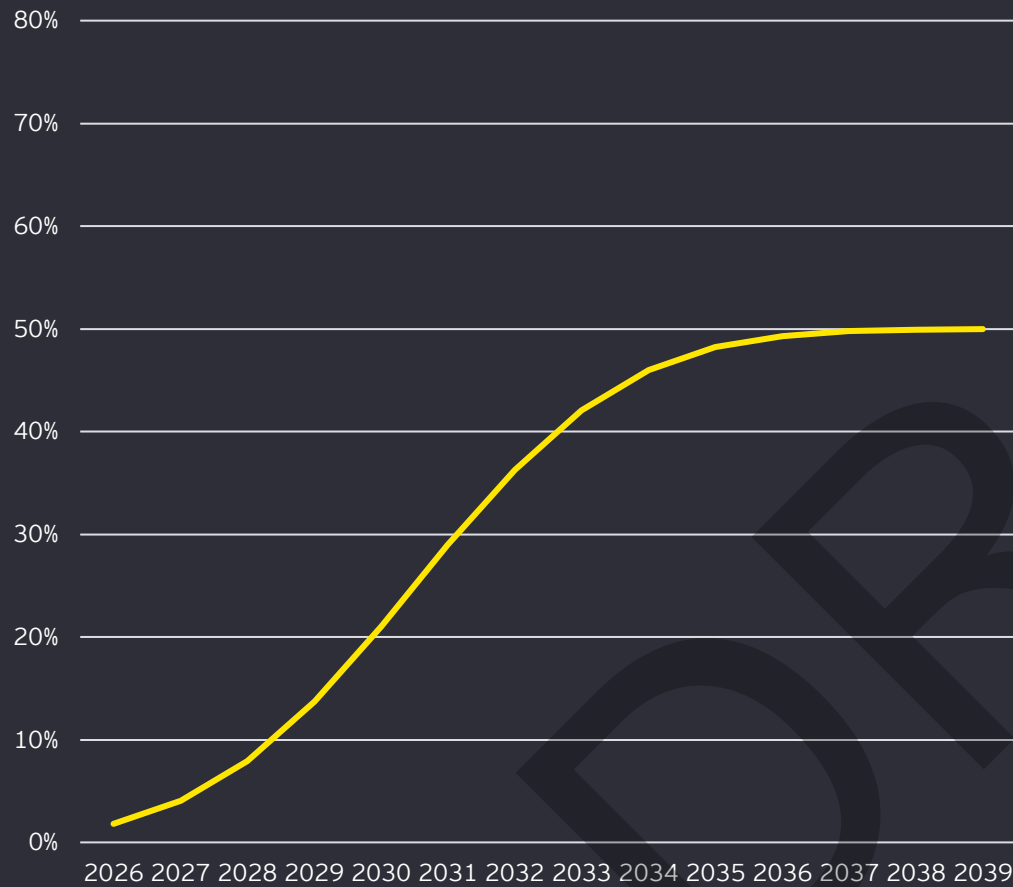


Fonte (histórico): ONS. Curva EPE retirada do PDE 2031.

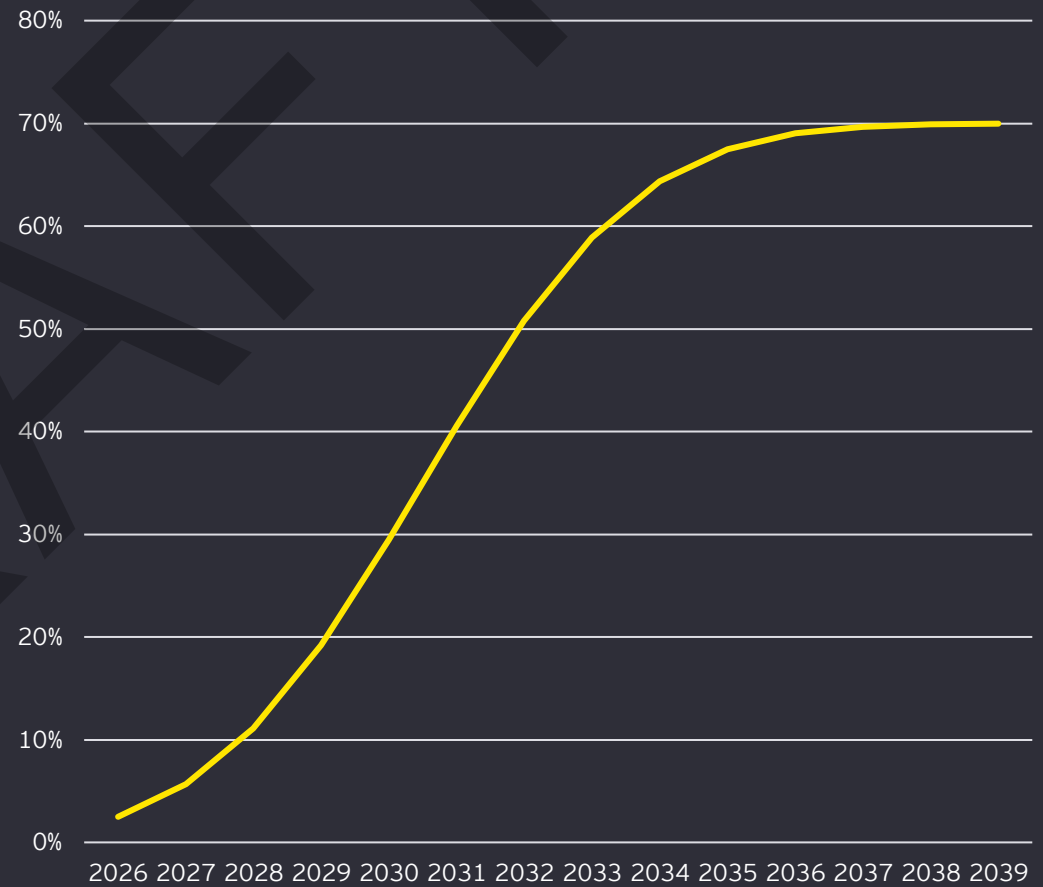
Projeção de crescimento: elaboração própria baseada na média histórica e na expectativa de avanço da MMGD.

# Perspectivas de Migração (em 14 anos)

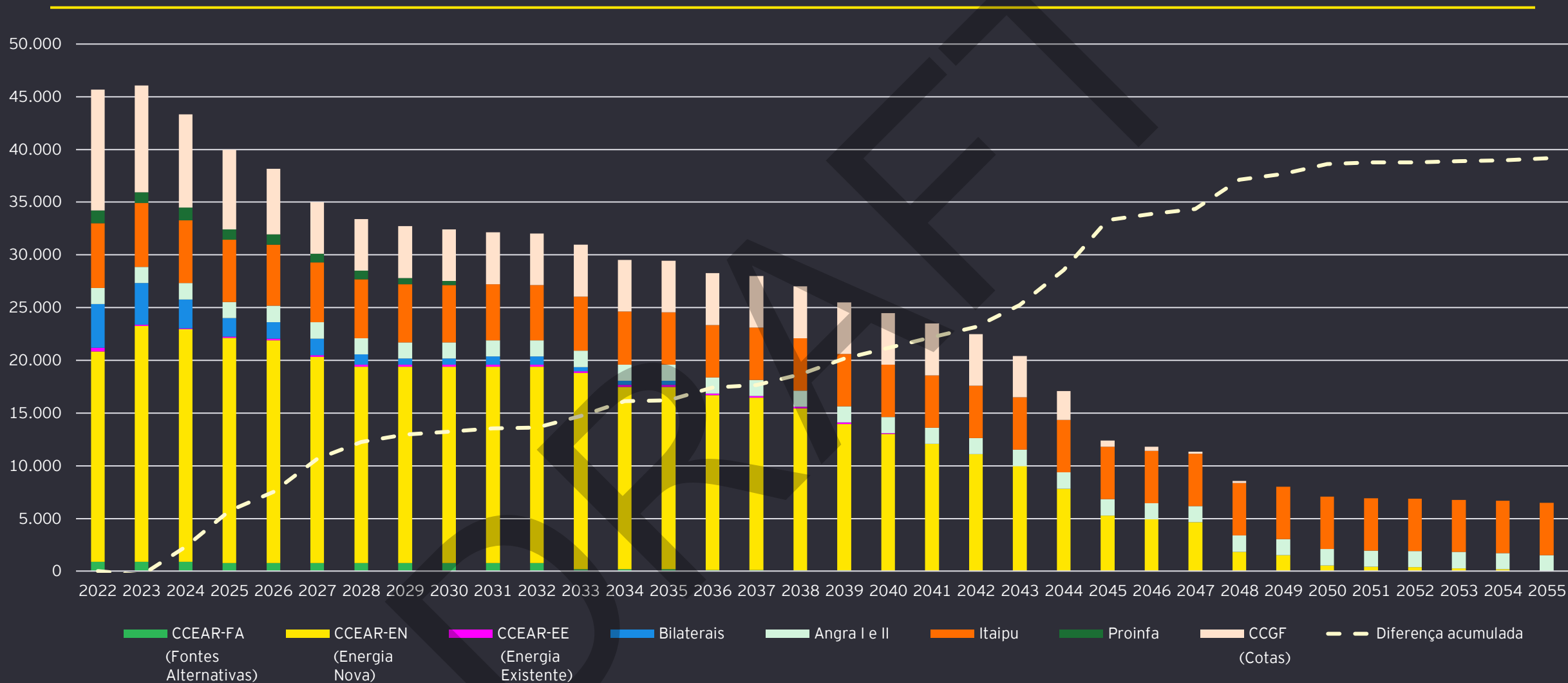
Cenário 1: Curva S, teto de 50%



Cenário 2: Curva S, teto de 70%



# Contratos-Legado (MWméd)

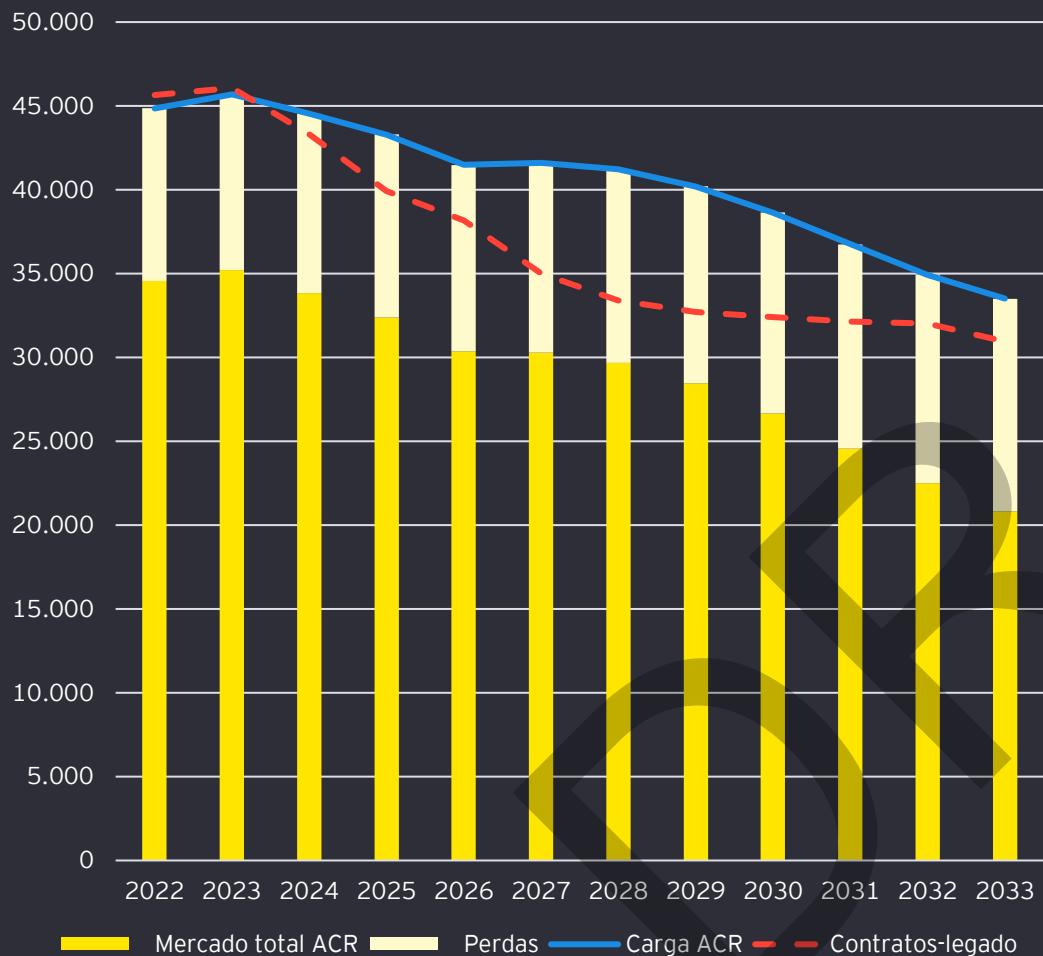


Fonte: CCEE, Relatório de Resultados Consolidados dos Leilões. Agosto de 2022. Foram desconsiderados os contratos classificados como "Agente Deslizado pela CCEE"; "Contrato não Adjudicado"; "Contrato Rescindido"; "Descontratado"; "Desistência da Venda"; e "Outorga Revogada".

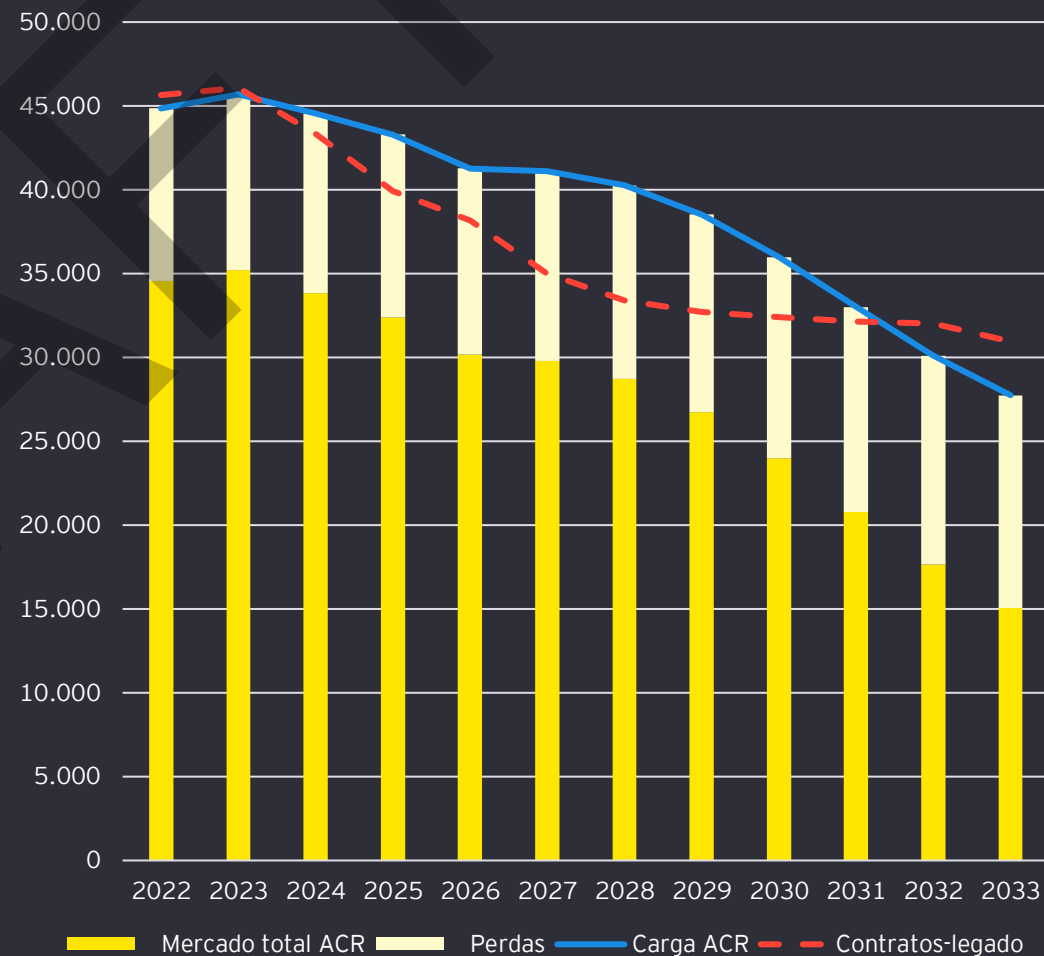


# Exposição: ACR x Contratos-legado

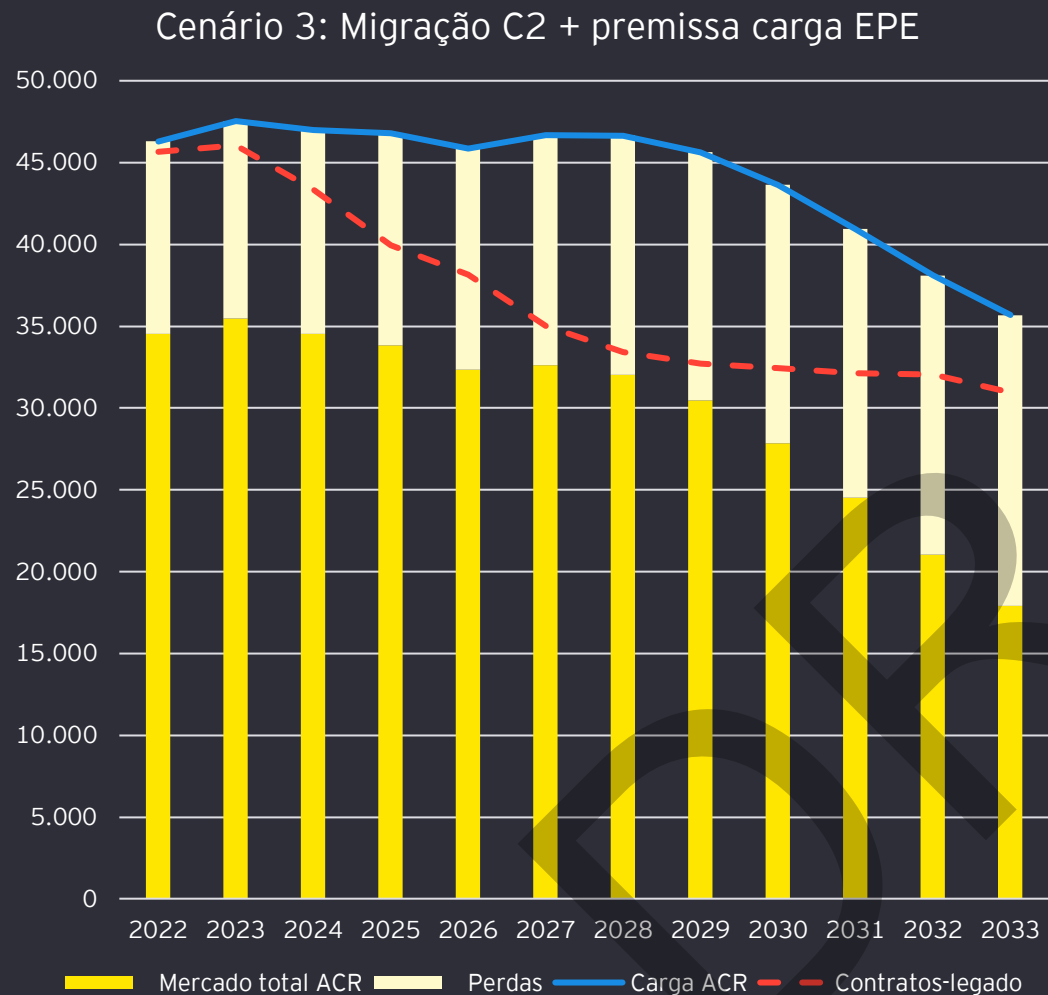
Exposição no Cenário 1 (teto migração BT = 50%)



Exposição no Cenário 2 (teto migração BT = 70%)



# Exposição: ACR x Contratos-legado



## Portanto:

- Único cenário de exposição ocorre na premissa conservadora de mercado, somada à premissa agressiva de migração do ACR para o ACL de 70% (cenário de stress máximo)

## Porém:

- Mesmo nesse cenário, as distribuidoras poderiam pleitear exposição involuntária pelo art. 21 da lei 13.400/2022, posto que o volume de MMGD é superior ao total da sobrecontratação que se observa (6GWm de MMGD versus 4,7GWm de diferença entre ACR e contratos-legado)
- Caso seja considerado um cenário mais conservador de migração (50%), ou caso seja adotado o crescimento oficial da carga (PDE 2031), não se observam sobrecontratações pela migração do ACR para o ACL.



**Eliminando a (eventual)  
sobrecontratação**

## Eliminando a (eventual) sobrecontratação

---

Como visto, é improvável que ocorra sobrecontratação junto às distribuidoras, decorrente da migração de consumidores do ACR para o ACL.

Mesmo que isso ocorra, seria possível utilizar o mecanismo do art. 21 da lei 14.300/2022 para que as distribuidoras classifiquem a migração para a MMGD como exposição involuntária, uma solução que delimita a resolução do problema de “créditos” de energia no ACR dentro do próprio ACR.

No entanto, caso a preocupação quanto a uma eventual sobrecontratação ainda persista, oferece-se na sequência cinco potenciais medidas que poderiam “enxugar” os contratos do ACR, garantindo, dessa forma, a eliminação do problema.

Algumas medidas requereriam alteração legal; outras, podem ser conduzidas de maneira infralegal, mediante acordo entre as partes (voluntário).

# “Seguro”: Soluções para a eventual sobrecontratação

(1.1) Transferência de contratos de UHE do ACR para o ACL, mediante prorrogação de outorga.

A diferença de preços, até o vencimento do contrato, seria trazida a VPL. O efeito seria compensado pela prorrogação da outorga da usina. Necessária alteração legislativa.

(1.5) Novo mecanismo de descontratação (Lei 10.848, art. 2º, §20).

Possibilitaria a venda de contratos do ACR para o ACL, desde que fossem competitivos. A diferença entre preço do ACL e o preço do contrato precisaria ser positiva, e ficaria na DISCO para modicidade tarifaria; no entanto, mesmo assim, poderia haver um impacto sobre o Pmix.

(1.4) Fim das cotas de Itaipú no ACR.

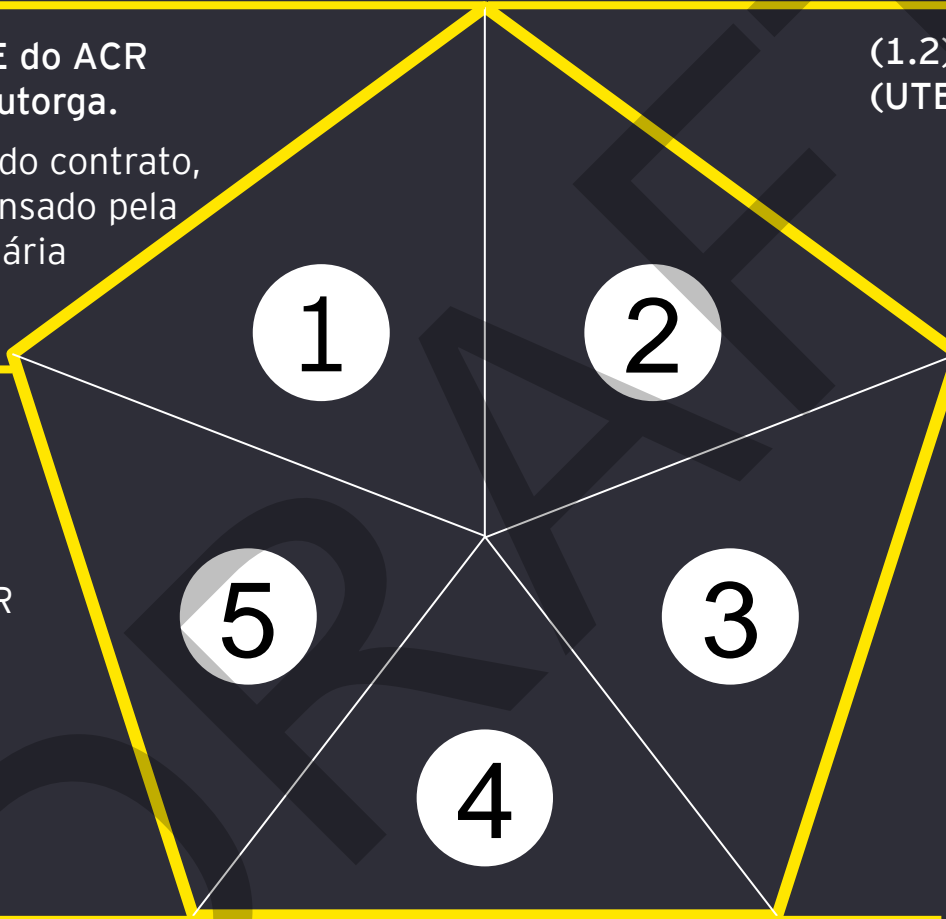
A descotização seria progressiva (4-5 anos). No entanto, dependeria do preço de Itaipú ser competitivo no ACL - o que seria possível, retiradas as ineficiências do acordo. Necessária alteração legislativa.

(1.2) Transferência de contratos fontes de potência (UTE ou UHE) do ACR para reserva de capacidade.

O mais simples seria UTEs, por não ser necessária alteração legal. A contratação seria por processo competitivo, com o objetivo de contratar fontes mais baratas para a RC (mas, ainda assim, acima do Pmix).

(1.3) Transferência de Angra 1 e 2 para reserva de capacidade ou energia de reserva.

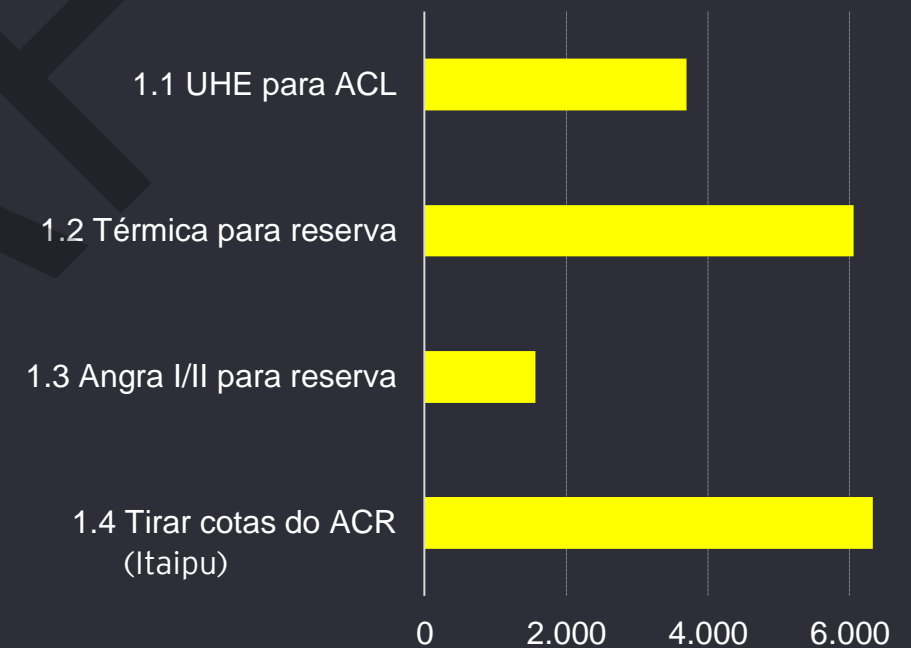
Faria sentido pela titularidade do ativo (ENBPar). No entanto, seria necessário dispositivo legal, posto que não haveria processo competitivo para a contratação.



# Potencial impacto das propostas

- **Medidas propostas podem resolver eventual problema de sobrecontratação sem elevação do Pmix:**
  - Considerando apenas a descontratação de energia com preço superior ao Pmix das distribuidoras, seria possível descontratar mais de 17 GW médios
- **Combinação de medidas pode permitir descontratar energia barata, sem elevar Pmix médio das distribuidoras:**
  - Uso do novo mecanismo de descontratação (1.5) para descontratar energia competitiva no ACL

## MW médios que poderiam ser descontratados sem elevação do Pmix das distribuidoras

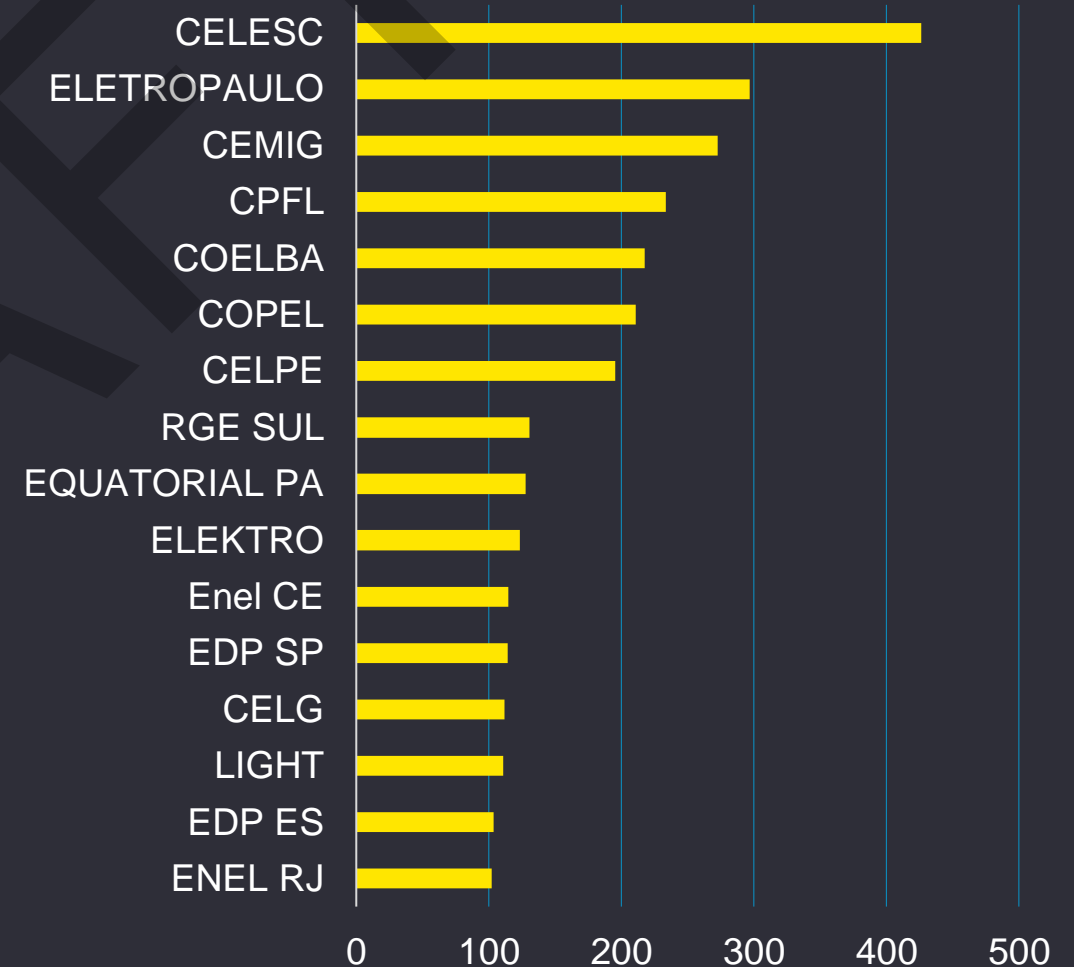


Fonte: planilhas SPARTA e resultados dos leilões (CCEE)

# (1.1) Transferência de contratos de UHE do ACR para o ACL, mediante prorrogação de outorga

- **Premissa:** considerar migração apenas de UHEs com tarifa maior que o Pmix das distribuidoras
- **Resultados:**
  - Medida com potencial de descontratar **3,7 GW médios**
  - Impacto médio no **Pmix de -1,8%**
  - Pmix do volume descontratado: R\$ 296,58

Descontratação MW médios - maiores impactos

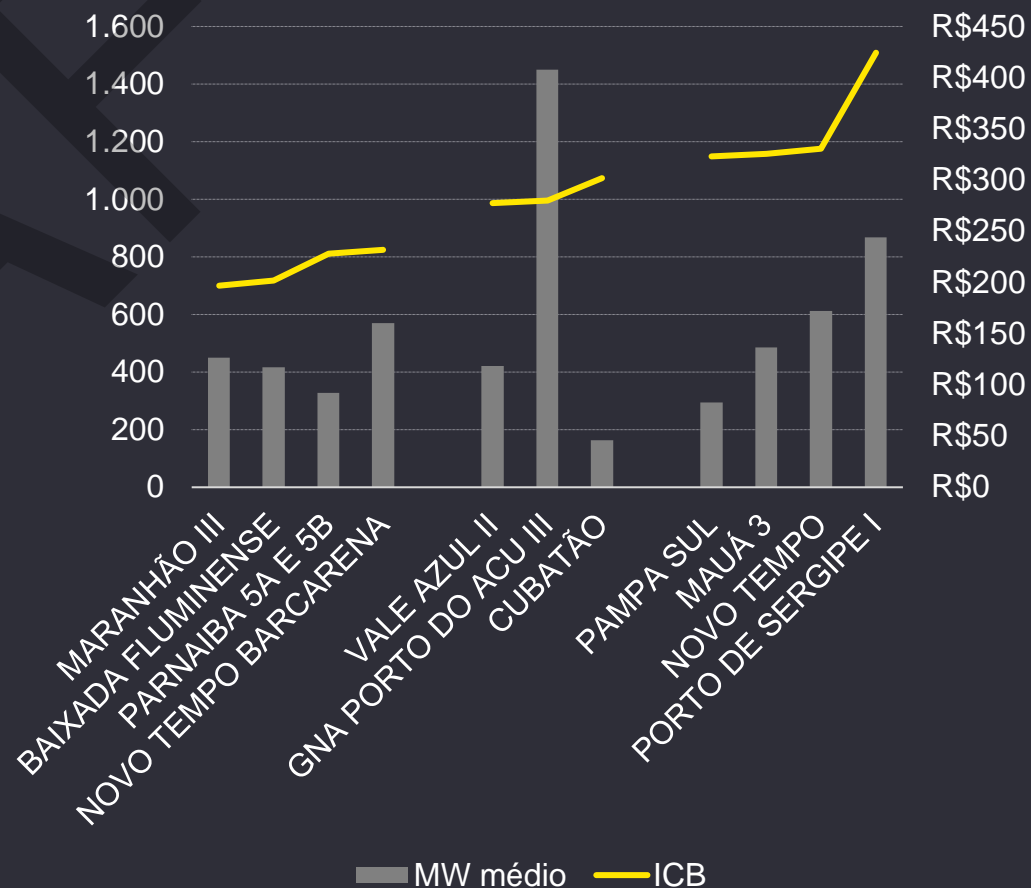


## (1.2) UTE transferidas para reserva de capacidade

- **Premissa:** considerar migração das maiores UTE, com conclusão de contrato igual ou posterior a 2030
- **Resultados:**
  - Medida com potencial de descontratar até **6 GW médios**
  - Impacto em preço condicionado aos empreendimentos selecionados:

	Mais baratos	Intermediário	Mais caros
ICB médio	R\$ 215/MWh	R\$ 281/MWh	R\$ 365/MWh
Volume	1,8 GWm	2 GWm	2,3 GWm
Custo total	R\$ 3,3 Bi	R\$ 5,0 Bi	R\$ 7,2 Bi
Custo médio	R\$ 5,6/MWh	R\$ 8,4/MWh	R\$ 12,1/MWh

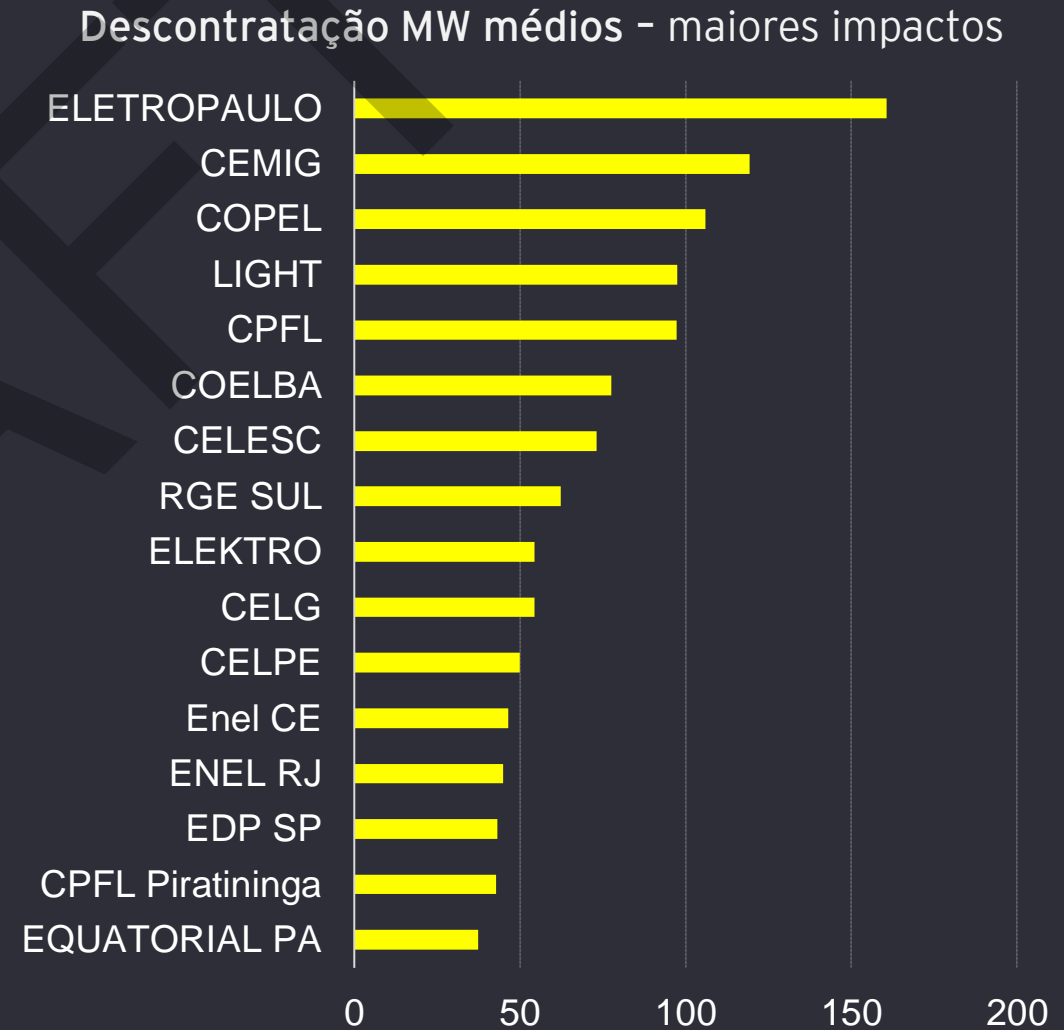
Maiores contratos UTE (vencimento >= 2030)  
MW médios e R\$/MWh





# (1.3) Transferência de Angra 1 e 2 para reserva de capacidade ou energia de reserva

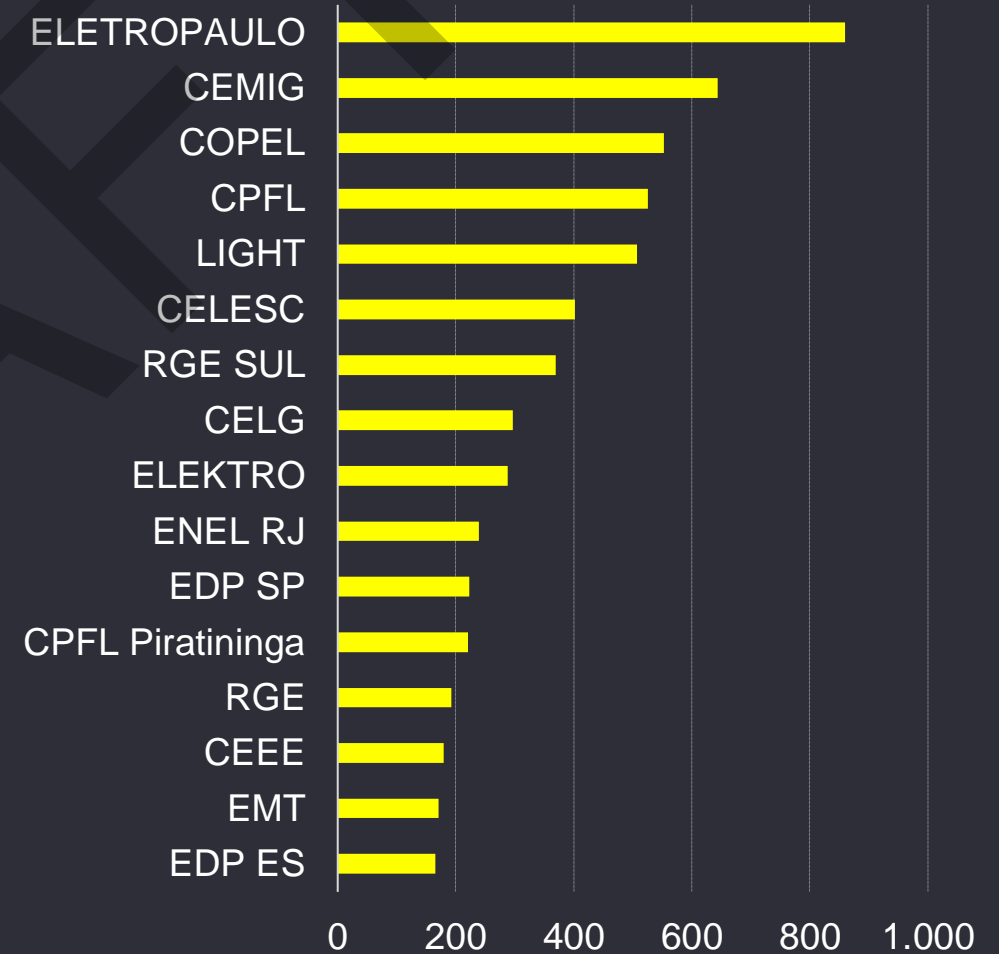
- **Premissa:** considerar migração de todo volume de Angra I e II
- **Resultados:**
  - Medida com potencial de descontratar **1,6 GW médios**
  - Impacto médio no **Pmix de -1,1%**
  - Pmix do volume descontratado: R\$ 329,40



## (1.4) Fim das cotas de Itaipu no ACR

- **Premissa:** considerar migração de todo volume de Itaipu
- **Resultados:**
  - Medida com potencial de descontratar **6,3 GW médios**
  - Impacto médio no **Pmix de -3,3%**
  - Pmix do volume descontratado: R\$ 297,86

Descontratação MW médios - maiores impactos



MMGD



# MMGD e a competição com o ACR e o ACL

			ACR		ACL			
			Normal	MMGD	Livre	Especial		
TUSD	Transporte	Fio A	●	○	●	●	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Pagante</li> <li>◐ Pagante com exceções</li> <li>○ Não pagante</li> <li>● Arca de outra forma</li> </ul>	
		Fio B	●	○	●	●		
	Perdas	Perdas técnicas	●	○	●	●		
		Perdas da rede básica relativa às perdas na distribuição (T/NT)	●	○	●	●		
		Perdas não técnicas	●	○	●	●		
		Receitas irrecuperáveis	●	○	●	●		
	Encargos	Contas TUSD - Empréstimo conta COVID (2020) e conta de escassez hídrica 2022		●	○	●		●
		Taxa de fiscalização de Serviços de E. Elétrica (TFSEE)		●	○	●		●
		Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE)		●	○	●		●
		Operador Nacional do Sistema (ONS)		●	○	●		●
		Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)		●	○	●		●
		Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA)		●	○	●		●
		Crédito tributário TUSD		●	○	●		●
	TE	Energia	Energia para revenda	●	○	●		●
Perdas		Perdas da rede básica sobre cativo		●	○	●	●	
Transporte		ITAIPU		●	○	●	●	
		TUST ITAIPU		●	○	●	●	
Encargos		Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE)		●	○	○	○	
		Encargo: Serviços Sistema (ESS), Energia Reserva (EER), Reserva Capacidade (ERCAP)		●	○	●	●	
		Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH)		●	○	●	●	
		Contas TE - Empréstimo de conta COVID de 2020 e conta de escassez hídrica 2022		●	○	◐	◐	
		Conta de Desenvolvimento Energético da TE (CDE) - Subsídio MMGD		●	○	○	○	
	Benefício da privatização da Eletrobras		●	○	○	○		
	Crédito tributário TE		●	○	○	○		

# Previsão da EPE de expansão da MMGD

Cenários	Adotantes (2031) Milhões	Potência (2031) GW	Geração (2031) GWm
TE + 100% C	5	47	10,6
TE + 60% C	4,3	39	8,2
Referência	4,2	37,2	7,2
TE + 40% C	4	34,7	6,9
TE + 20% C	3,6	30,5	5,6
TE + 10% C	3,4	28,7	5,2
TE + 0% C	3,2	27	4,8

Cenário EY  $\cong$   
1/3 dos custos

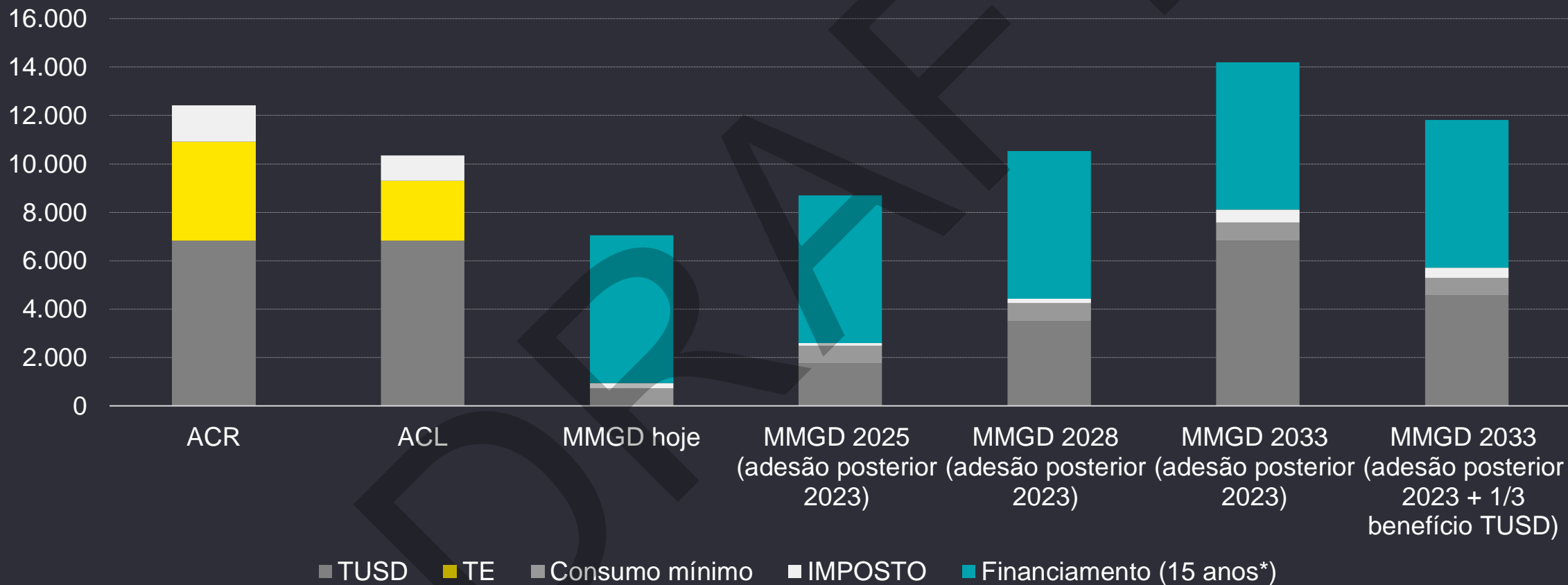


A expansão da MMGD será diretamente proporcional aos benefícios dados pela futura regulamentação da ANEEL.

Porém: o sistema de "net-metering" depende da existência de um ACR.

# MMGD e a competição com o ACR e o ACL

Simulação: custo anual de 16,7 MWh na baixa tensão em Minas Gerais, R\$



Fonte: ANEEL (PCAT CEMIG-D), Neoenergia, BBCE curva foward, CEMIG (valor tarifa rural); Tributação: ICMS 18%, PIS/COFINS 3,65% e PASEP 0,79%, ICMS não incide na TUSD e só impacta TE e consumo mínimo a partir de 2033.

# MMGD e a competição com o ACR e o ACL

---

## Portanto:

- A MMGD mostra-se competitiva apenas quando considerados os subsídios na TUSD;
- No cálculo dos benefícios da GD, a ANEEL precisará se preocupar com a diferenciação entre a modalidade “remota” e a *on-site*, atribuindo benefícios diferenciados pelo uso da rede.

A nighttime photograph of a dense city skyline with numerous skyscrapers. The buildings are illuminated from within, with many windows glowing with warm yellow and orange light, while some have blue or purple exterior lighting. A semi-transparent, light-colored organizational chart is overlaid on the left side of the image, partially obscuring the buildings. The chart shows a hierarchy starting with a top-level box, branching into two middle-level boxes, and further into several bottom-level boxes. The text 'Organização das distribuidoras no pós-abertura' is written in white, bold, sans-serif font across the center of the image, with a thin yellow horizontal line underlining the word 'distribuidoras'.

# Organização das distribuidoras no pós- abertura



# Organização das distribuidoras no pós-abertura

---

Como visto, o mercado, atualmente, já está aberto: opções de “migração” para a MMGD já existem e são facilmente encontradas no mercado, inclusive por meio de aplicativos de celular.

No entanto, essa migração não se dá de maneira organizada, pois gera “custos-legado” concentrados apenas no ACR - dada a característica de net-metering adotada pelo Brasil.

Dessa forma, uma migração do ACR para o ACL de maneira organizada, onde os custos são devidamente identificados e alocados na parte geradora, reduz o desbalanceamento verificado pela migração via MMGD, sendo, portanto, mais justa a todos os participantes tanto do mercado cativo quanto do mercado livre.

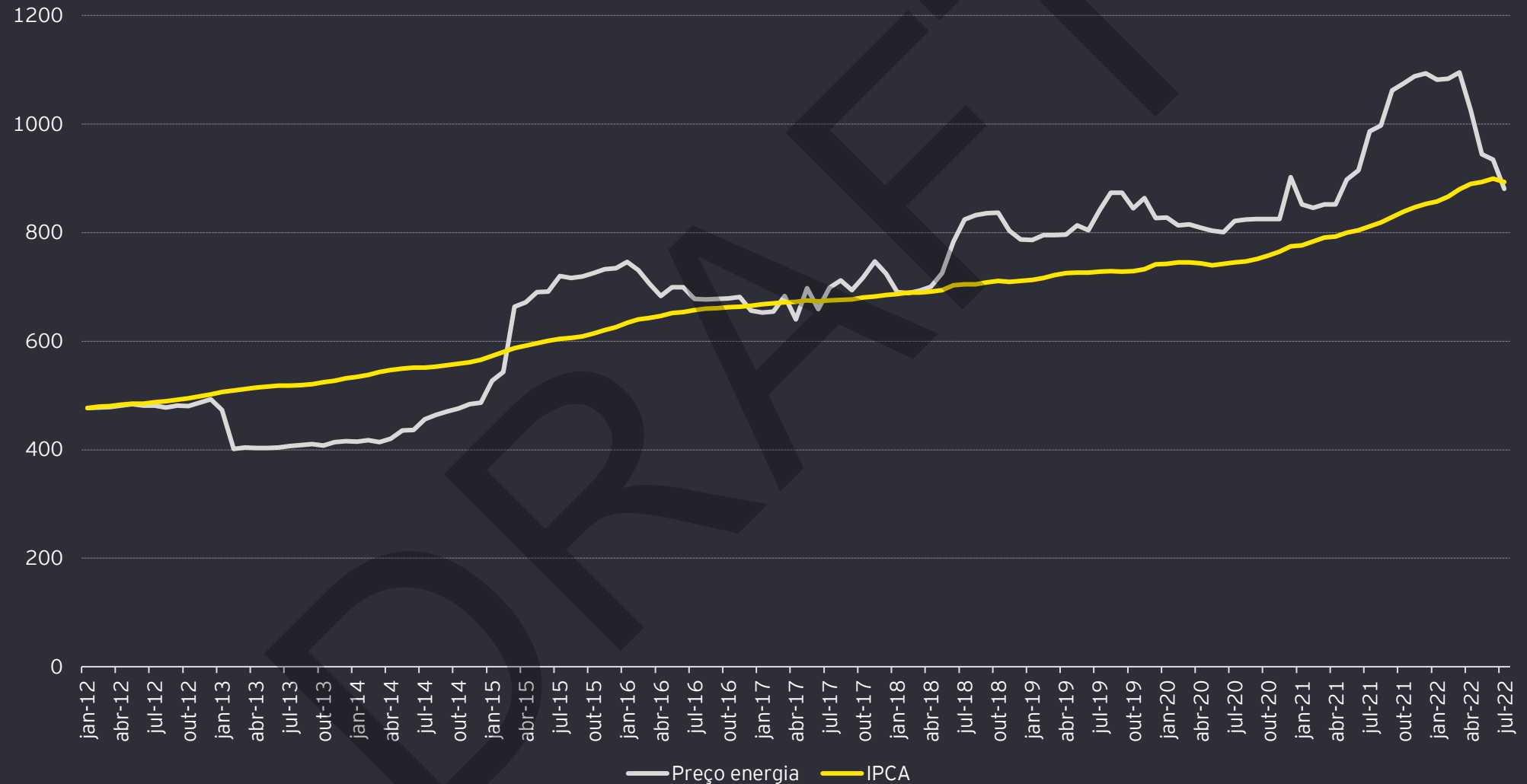
Essa migração, então, traz outros desafios - em especial, para a reorganização das atividades de distribuição, principalmente no que toca a questão comercial (tanto compra quanto venda de energia e relacionamento com o consumidor).

## 4.a) Gestão do portfolio - opções

		Mercado (quantidade - MWh)		
		DISCO repassa o risco	DISCO assume o risco	Desacopla - novo mercado
Preço R\$/MWh	DISCO assume o risco	<p>Mantém regra atual de previsão de mercado, repasse de sobrecontratação involuntária, etc.</p> <p>(1) Não aceitável</p>	<p>Sobras de contrato de energia são liquidadas por risco da distribuidora</p> <p>(2) Aceitável</p>	<p>DISCO opta por atender integralmente seu mercado por meio de comercializadora segregada, que recebe a cessão de direito dos contratos-legado.</p> <p>(3) Preferido</p>
	DISCO repassa o risco	<p>Leilões centralizados (potencialmente de curto e médio prazo), com o Pmix sendo calculado da maneira tradicional.</p> <p>(4) Atual</p>	<p>(5) Aceitável</p>	<p>(6) Não aceitável</p>

À Exceção do quadrante 4, todos os demais quadrantes aceitáveis (2, 3 ou 5) precisariam de aditivo contratual - e, portanto, dependendo de anuência da distribuidora (**adesão voluntária**).

## 4.a) Gestão de portfólio - Evolução do preço da energia no ACR

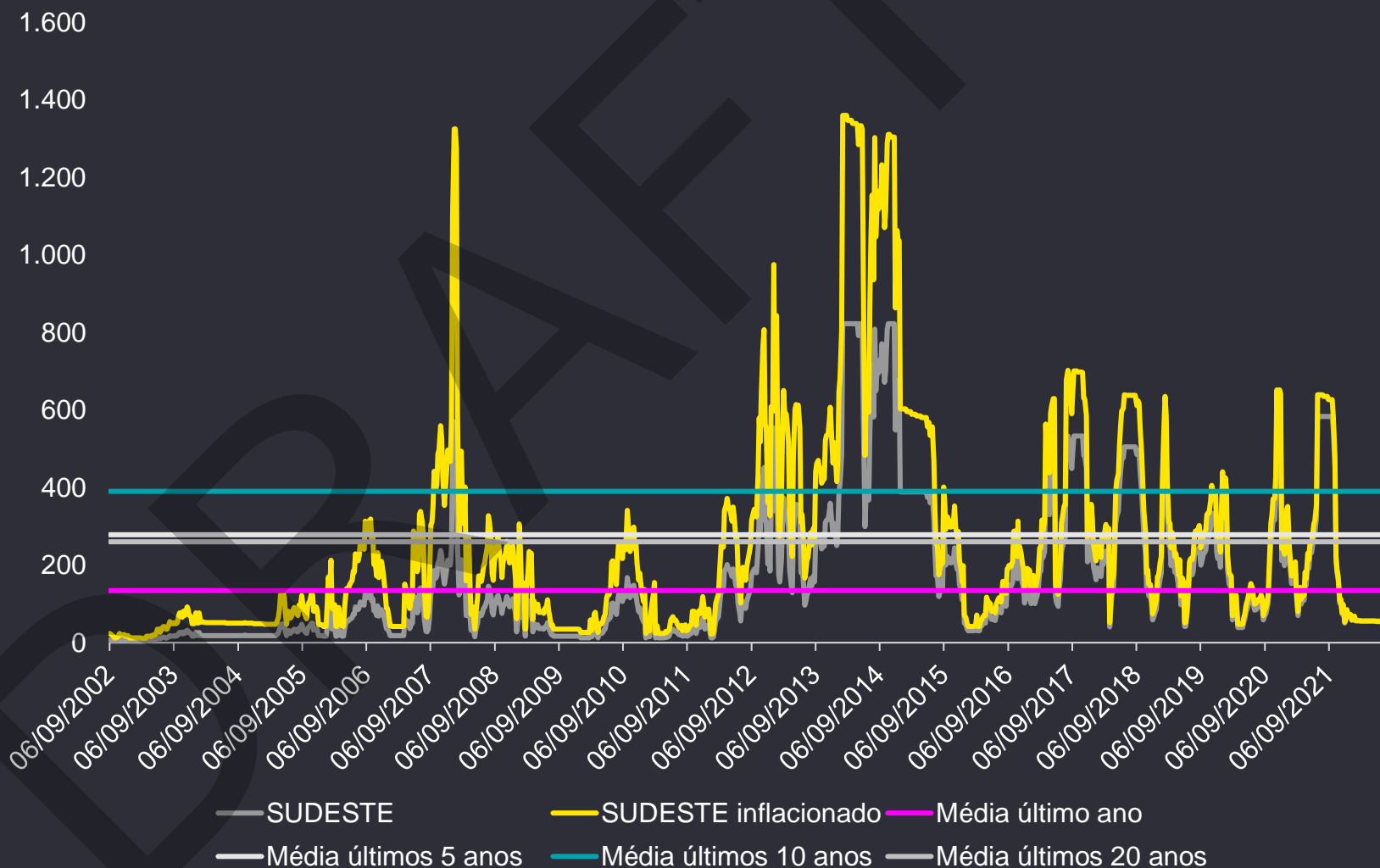


## 4.a) Gestão do portfólio - PLD

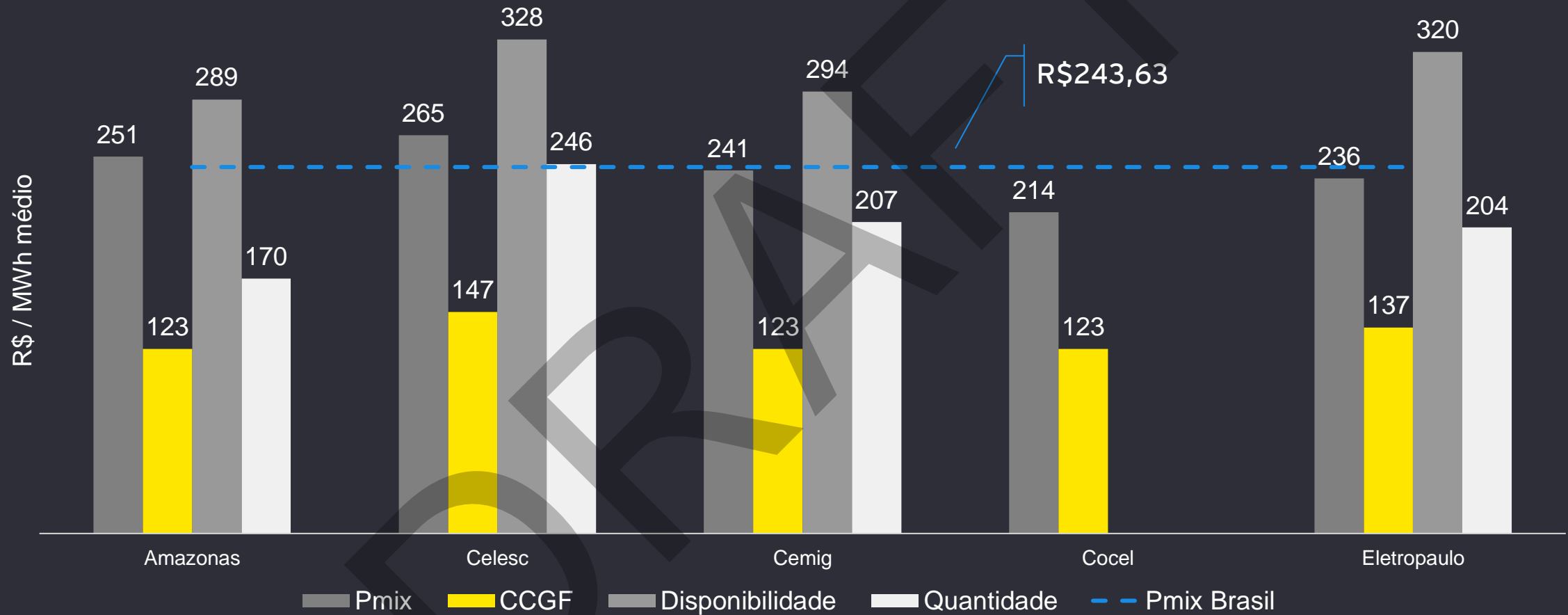
### Variação do PLD para o subsistema Sudeste

Média último ano	133,99
Média últimos 5 anos	278,81
Média últimos 10 anos	390,80
Média últimos 20 anos	260,06

Valores atualizados pelo IPCA, em R\$/MWh

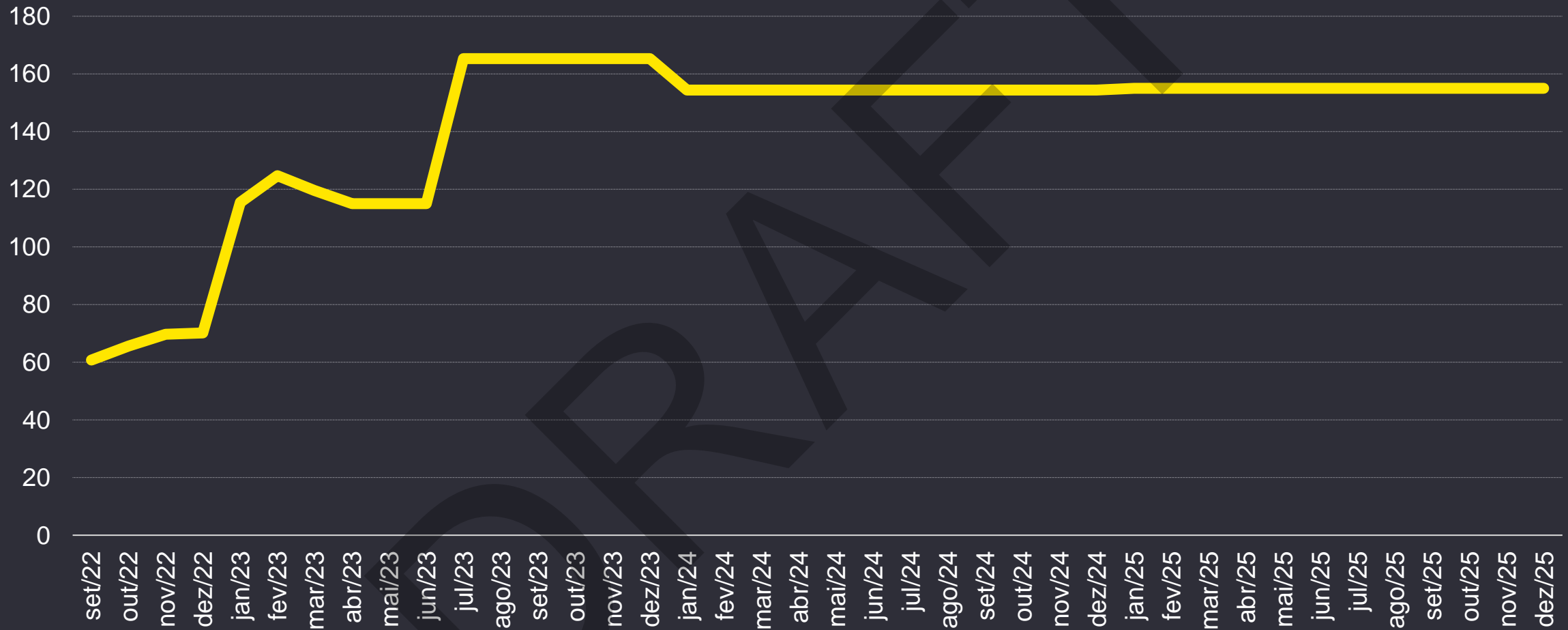


## 4.a) Gestão do portfólio - Pmix



Fonte: Planilhas SPARTA (Aneel) dos últimos reajustes/revisões de 55 distribuidoras. Acesso em setembro de 2022. Disponível em [aneel.gov.br](http://aneel.gov.br)

## 4.a) Gestão do portfólio - Contratos de curto e médio prazo (EE)



Fonte: BBCE. Acesso em 17 de setembro de 2022. Disponível em [bbce.com.br](http://bbce.com.br)

## 4.b) TUSD x TE (fio e energia)

- TUSD e TE já separados, de maneira indicativa, nas contas de energia elétrica
- Ambos, hoje, são volumétricos (R\$ / kWh), ou seja, a recuperação do nível tarifário da DISCO (R\$ / ano) depende do tamanho do mercado
- Desacoplar a TE não deveria resultar em problemas, desde que questão de eventual sobrecontratação (“contratos legado”) esteja equacionada
- **ANEEL pode propor aditivo contratual (opcional às DISCOs que se sentirem prejudicadas) que neutralize o risco de mercado na TUSD**

GCI	DESCRIÇÃO DO PRODUTO	QTDE kWh	TARIFA C/ICMS	BASE	ALIQ ICMS	ICMS	VALOR
0605	USO SIST. DISTR. (TUSD)	190,0	0,24332	46,23	12%	5,54	46,23
0601	ENERGIA (TE)	190,0	0,30990	58,88	12%	7,06	58,88
0698	ADICIONAL BANDEIRA AMARELA			0,53	12%	0,06	0,53
0699	PIS/PASEP (0,92%)			1,00	12%	0,12	1,00
0699	COFINS (3,91%)			4,32	12%	0,52	4,32
0807	CIP-BARUERI - MUNICIPAL						4,40
	Tarifas aplicadas (sem impostos)						
	CONVENCIONAL-RESIDENCIAL			0,21276 (TUSD)		0,27087 (TE)	
	Valor Total dos Tributos: 18,62						

## 4.c) Propriedade dos medidores, faturamento e corte

---

Nos EUA, na Austrália e em toda a Europa, exceto no Reino Unido (onde o medidor é instalado pelo comercializador), a instalação dos *smart meters* é de responsabilidade das distribuidoras de energia.

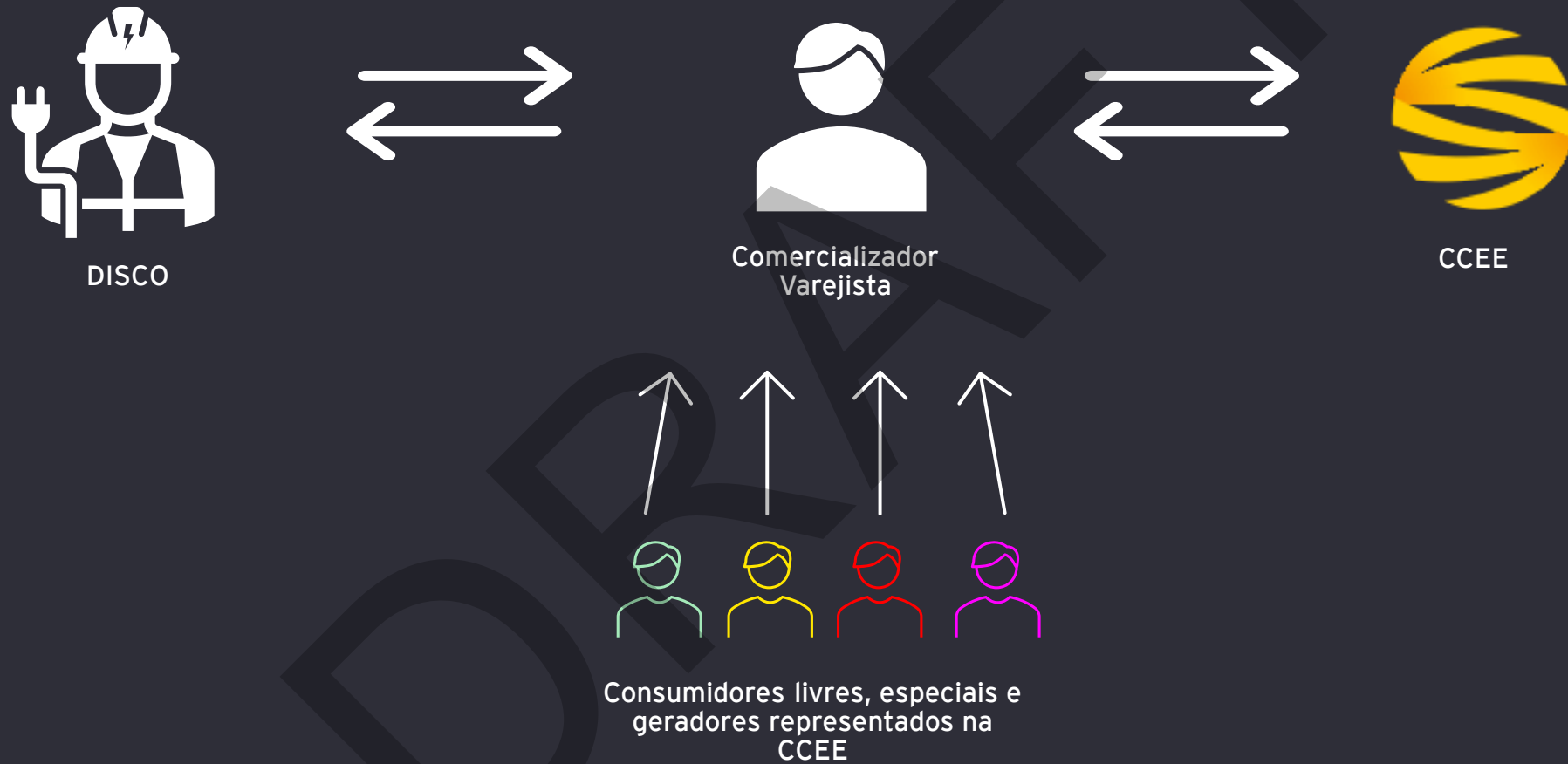
**No Brasil, as distribuidoras podem instalar medidores eletrônicos com possibilidade de recuperação dos custos por meio de sua Base de Remuneração Regulatória - BRR, com VU = 13 anos. Isso significa que, em um ciclo tarifário normal de 5 anos, há uma grande probabilidade da DISCO receber pouco pelo investimento (dependendo do momento da unitização do ativo).**

Assim, um desenho possível pode ser a DISCO ser responsável pela instalação de um medidor “padrão”, eletrônico ou não, havendo a possibilidade da comercializadora propor sua substituição por equipamento diferenciado, mais moderno, que poderia ou não ser cobrado, total ou parcialmente, do consumidor.

Serviços podem ser negociados entre comercializadora e DISCO, com regras de partida sendo definidas pela ANEEL.



## 4.c) Propriedade dos medidores, faturamento e corte



## 4.c) Propriedade dos medidores, faturamento e corte

### Questões a serem consideradas

#### Propriedade do medidor

Distribuidora  
Comercializadora  
Consumidor

Poderia ser de qualquer um dos três, com responsabilidades diferentes (DISCO com equipamento básico; outros equipamentos mais sofisticados mediante negociação entre comercializadora e consumidor)

#### Responsabilidade pela leitura

Distribuidora  
Comercializadora  
Leitura remota

Distribuidora faz a leitura com ressarcimento do comercializador (valor regulado pela ANEEL). Comercializador pode optar por realizar diretamente a leitura ou remotamente, caso o equipamento permita.

#### Risco de inadimplência

Distribuidora  
Comercializadora

Risco da comercializadora, que precisará arcar com todos os custos da cadeia em caso de inadimplência; no entanto, custo passa para DISCO em caso de não-corte.

#### Responsabilidade pelo corte na inadimplência

Distribuidora  
Comercializadora

Apenas a distribuidora pode ter autorização para realizar intervenções em sua rede. No entanto, em comum acordo, cortes poderiam ser realizados remotamente, caso o equipamento de medição permita.

**Supridor de**  

---

**última instância**



# Supridor de última instância

## SUI no Reino Unido

### Escolha do supridor

O SUI é determinado de maneira competitiva pelo regulador a partir dos fornecedores que já indicaram que desejam ser considerados para esse papel e que podem honrar com novos clientes, sem prejudicar significativamente seus clientes atuais.

### Categoria atendida

O supridor é designado para situações emergenciais em que o comercializador entra em *default* ou deixa abruptamente de fornecer energia.

### Tempo

O consumidor pode ser atendido pelo SUI por até 6 meses. Depois desse período precisa escolher um fornecedor padrão ou continuar com o SUI com a tarifa padrão e não mais a tarifa SUI.

### Formação de preços

O preço a ser cobrado pelo SUI é determinado pelo regulador, a cada 6 meses, com base no preço de mercado verificado ao longo deste período.

# Supridor de última instância – Brasil (modelos possíveis)

Quem recebe o consumidor?	Comercializadora cadastrada como SUI	O cliente da comercializador A, que deixou de fornecer o serviço por qualquer motivo, passa para a comercializadora B, que deverá oferecer a energia ao preço médio de contratos de mesma categoria, por até 90 (noventa) dias. <b>Eventuais diferenças entre o PLD e o preço médio são risco da comercializadora B, que se cadastrou como SUI.</b> A partir do 4º mês o consumidor deverá escolher uma comercializadora de seu interesse para atendê-lo.
	Distribuidora	O cliente da comercializador A, que deixou de fornecer o serviço por qualquer motivo, passa para a comercializadora B, que deverá oferecer a energia ao preço médio de contratos de mesma categoria, por até 90 (noventa) dias. <b>Eventuais diferenças entre o PLD e o preço médio são risco da distribuidora, que poderá se transformar em "custo de migração" para todos os próximos migrantes do ACL.</b> A partir do 4º mês o consumidor deverá indicar se prefere ficar na distribuidora ou escolher uma comercializadora de seu interesse para atendê-lo.

# Open energy

1	756.2	▲
1	7475	▲
300	7.56	▲
2,000	7.56	▲
20,000	19.00	▲
13,100	2.12	▲
100	135.00	▲
500	135.00	▲
100,000	1.42	▲
45,000	28.75	▲
100	28.75	▲
400	40.75	▲
200	9.20	▲
2	747.8	▲
100	1.88	▲

# Open energy: objetivo e pilares

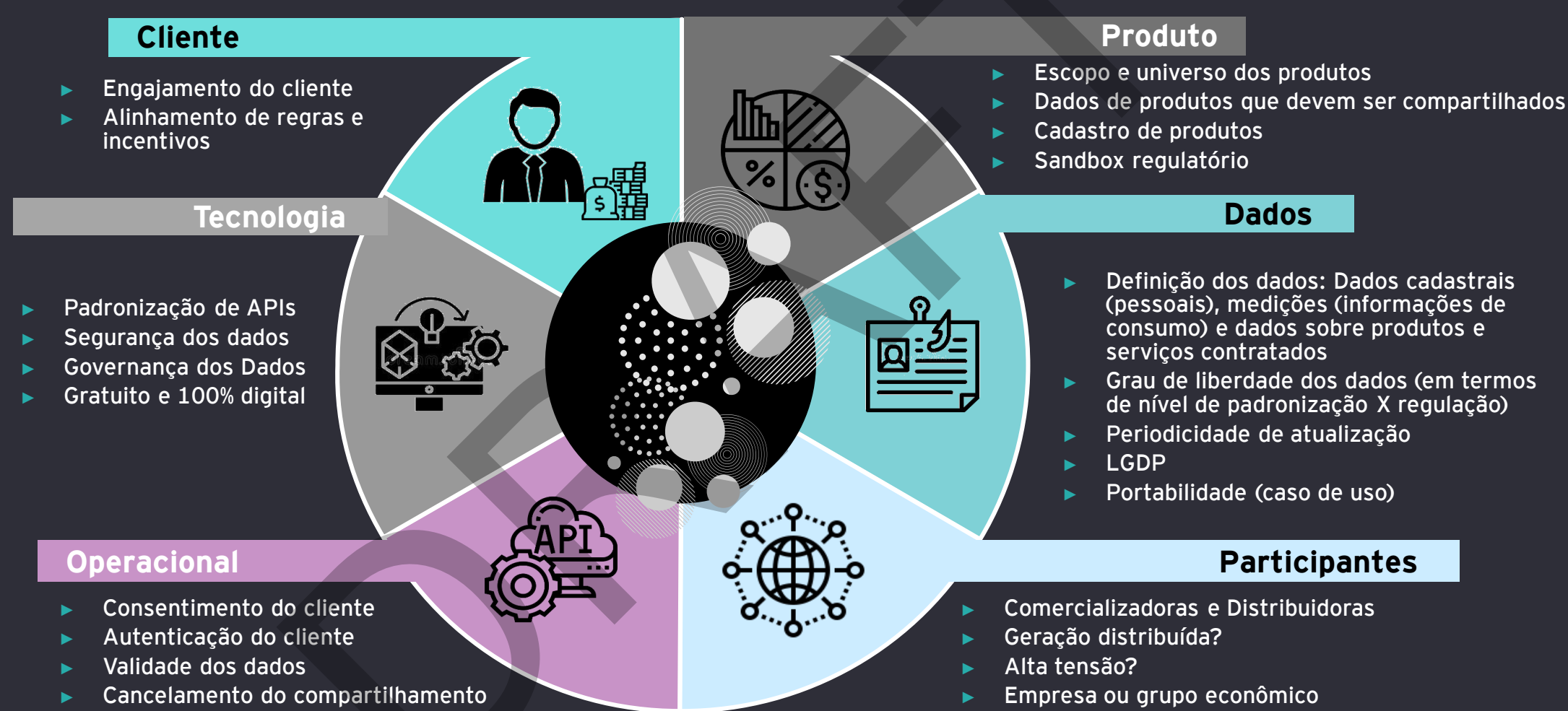
---

Por que um Modelo Aberto?

## Promover competição

- ▶ Reduzir as barreiras de entrada, atraindo novos participantes e aumentando a competição:
  - ▶ As empresas são atraídas pelo potencial de novas oportunidades de obter receitas
  - ▶ Acentuar a inovação dos modelos de negócio e serviços.

# A construção do *open energy* dependerá de definições futuras de um amplo conjunto de temas





# Portanto:

## Quais os pilares de um Modelo Aberto?

### Os dados são dos clientes

- ▶ Os dados são de propriedade dos clientes, que precisam ter o direito a decidir:
  - ▶ Com quem compartilhar;
  - ▶ O que compartilhar;
  - ▶ Por quanto tempo;
  - ▶ Interromper o compartilhamento.

### O cliente deverá conhecer quais dados estão sendo armazenados

- ▶ Em linha à LGPD, o cliente deverá autorizar o armazenamento de seus dados, conhecendo o conteúdo que está sendo coletado
- ▶ A qualquer momento o cliente poderá solicitar o recebimento dos dados armazenados

### Uma vez autorizado pelo cliente, os dados poderão ser acessados por qualquer comercializador

- ▶ Cenário tecnológico mais adequado ao Modelo Aberto:
  - ▶ Desenvolvimento de APIs para aprimoramento da conectividade
  - ▶ Necessidade de segurança nas transações e compartilhamento de dados
  - ▶ Foco no gerenciamento e análise de dados sólidos.

Abraceel - Abertura do mercado  
Outubro de 2022



The better the question. The better the answer.  
The better the world works.

