

# Estudo EY

## Principais destaques

# Avaliação dos cenários possíveis para abertura organizada do setor elétrico brasileiro

Brasília, 07 de Novembro de 2022



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



**ABRACEEL**

Associação Brasileira dos  
Comercializadores de Energia

**EY**

Building a better  
working world

# Organização do trabalho



*Todos os estudos foram baseados em dados públicos, conduzidos pela equipe técnica da EY com o apoio da entidade subcontratada, o escritório de Advocacia Souto Correa Advogados, e submetidos para discussão em três esferas da ABRACEEL: diretoria executiva (9 reuniões realizadas, mais 2 all-day-working-sessions); Grupo de Trabalho constituído entre os mais de 100 associados, que reunia cerca de 200 participantes por reunião (4 reuniões realizadas); e Conselho de Administração - CAD (3 reuniões realizadas).*

*Nesse contexto, todos os temas aqui apresentados foram amplamente discutidos e buscaram um ponto de equilíbrio entre as diferentes visões apresentadas. Por isso, o resultado não reflete, necessariamente, a opinião individual de nenhum participante envolvido na elaboração, revisão ou no debate de qualquer tema.*

# Organização do trabalho

---

1

Introdução:  
o mercado livre  
de energia elétrica

2

Benefícios econômicos  
e sociais da abertura  
do mercado

3

O setor elétrico  
brasileiro em números

4

ACR, ACL e MMGD:  
a diferença entre as  
opções disponíveis

5

Abrindo o mercado de  
maneira organizada

6

Day-after: a gestão  
de portfólio das  
distribuidoras

7

Relacionamento  
entre Distribuidora  
e Comercializadora  
Varejista

8

Comercializador  
Varejista: reflexões  
importantes

9

O Supridor de Última  
Instância (SUI)

10

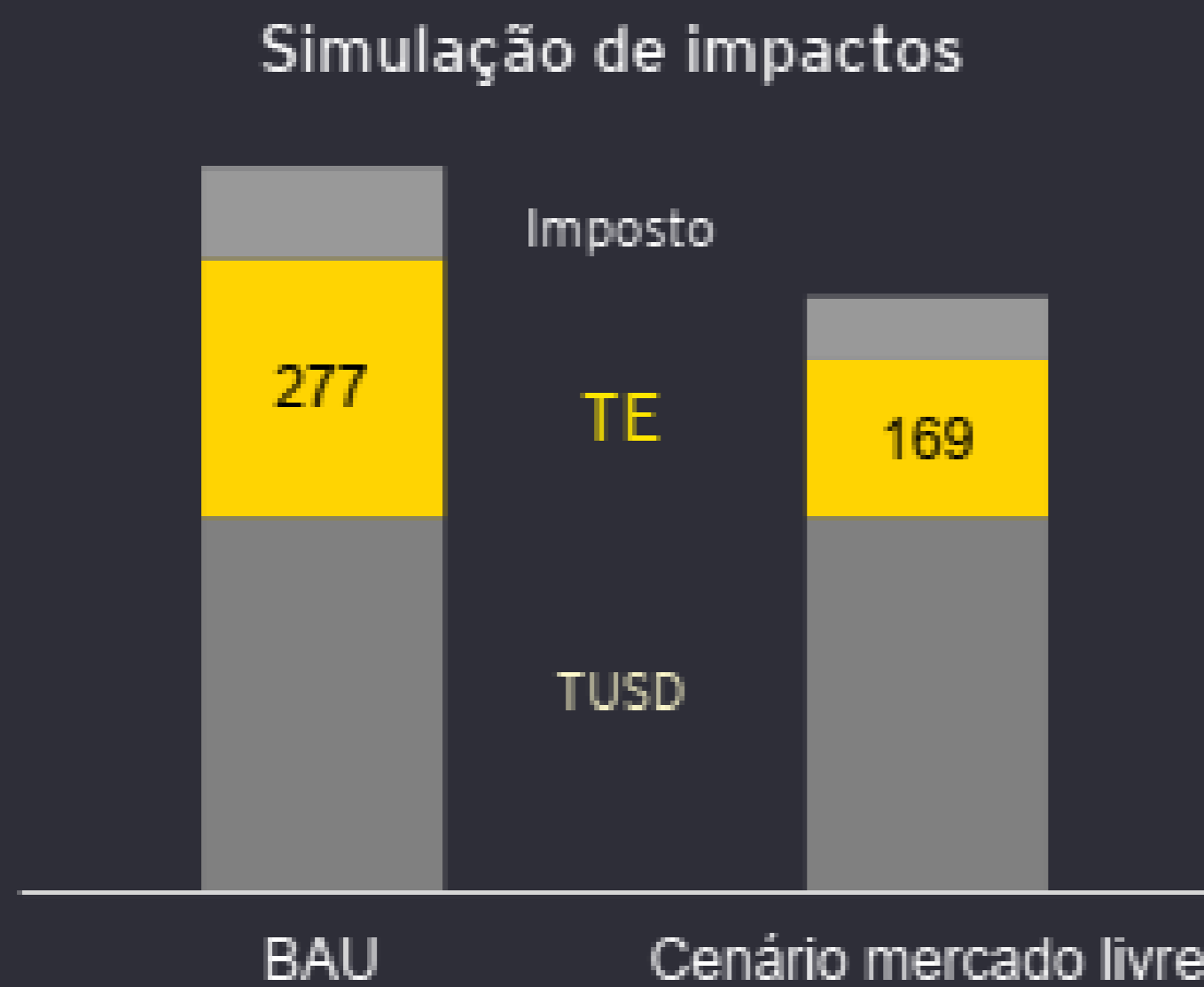
O futuro da competição  
e o *Open Energy*

## (2) Benefícios econômicos e sociais da abertura do mercado

Liberalização do mercado deve reduzir conta de luz das famílias...

Comparando o Pmix médio das distribuidoras (R\$ 244) com preço da energia no mercado livre (~R\$ 155), tem-se uma queda esperada de custo pré-impostos de ~R\$ 90.

Incorporando a TUSD e os impostos, a diminuição do custo da energia reduziria de forma relevante o preço final para o consumidor.



Cenário simulado: redução de preço de energia de **18%**

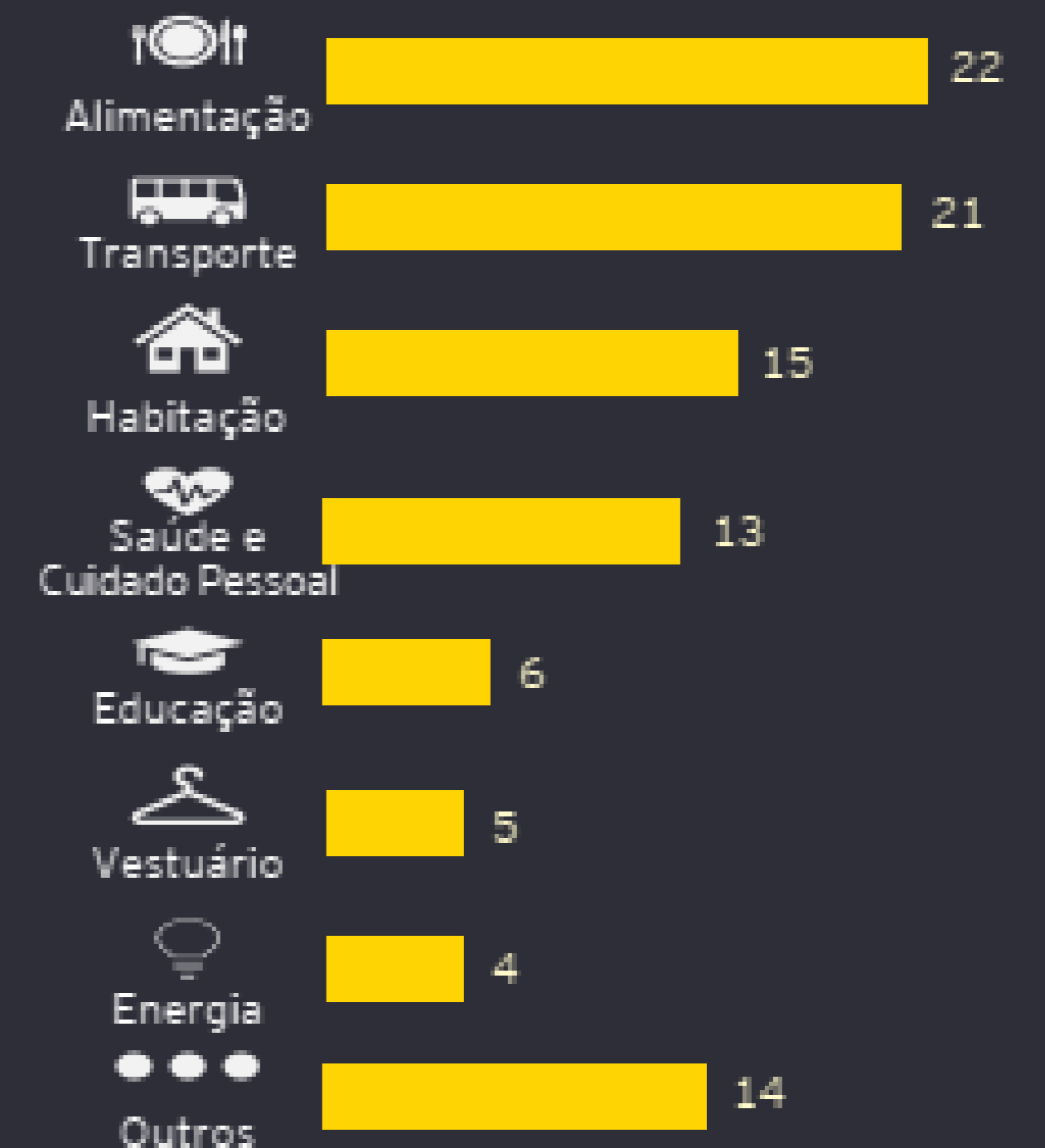
Premissas

1. TUSD: residencial convencional (média Brasil)
2. Tributação:
  - ICMS 18%\*
  - PIS COFINS 3,65%
  - PASEP 0,79%

... aumentando a renda disponível das famílias para o consumo de demais bens.

Uma redução de 18% de gastos com energia  **aumentaria a renda disponível em 0,70%**, liberando mais de **R\$ 20 bilhões** para compras de bens e serviços

Cesta de consumo das famílias IPCA (%)



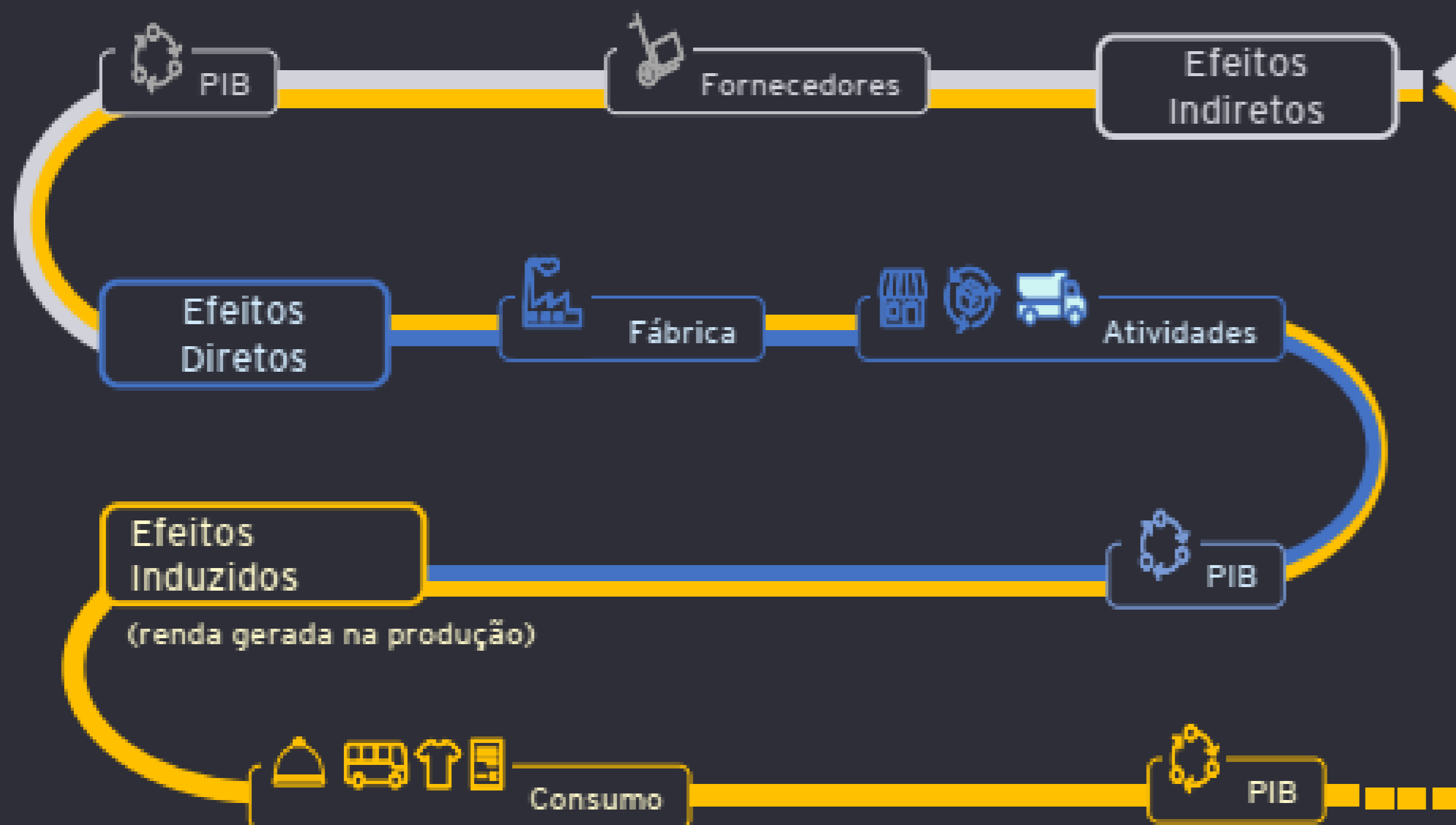
Fonte: IPCA de ago/22, média Brasil

## (2) Benefícios econômicos e sociais da abertura do mercado

### Impactos da redução do preço de energia na economia

Aumento do consumo (efeito direto) se reverteria sobre toda a econômica (efeitos indiretos e induzidos), gerando um ciclo virtuoso sobre a atividade e geração de renda/empregos

#### Matriz Insumo Produto



### Benefício econômico da redução do preço de energia

+0,70%  
massa de  
renda



0,56%  
PIB



R\$ 48,4 bilhões

700 mil empregos

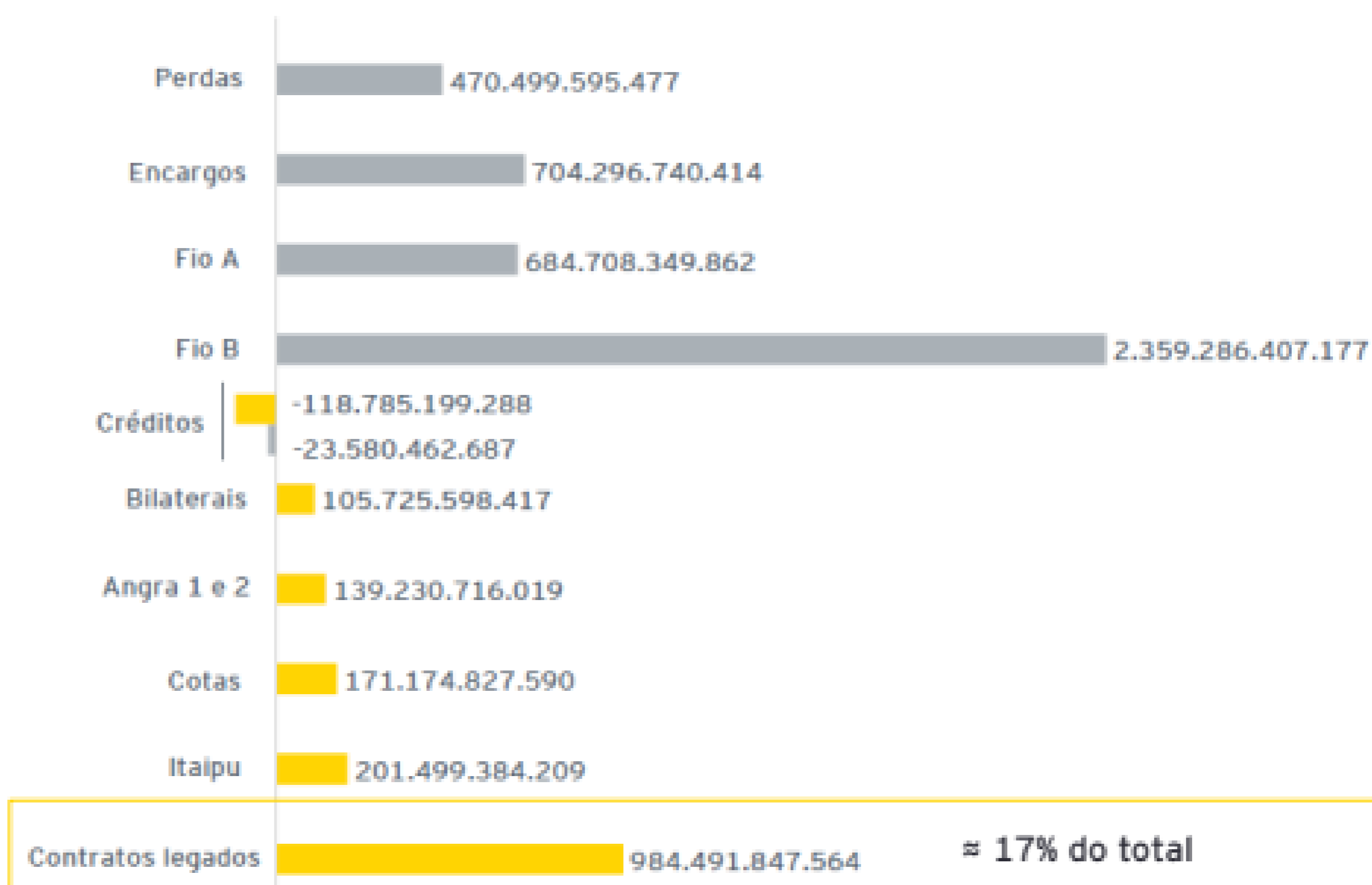
### (3) O setor elétrico brasileiro em números

Tabela 2:  
Custos já contratados do setor elétrico até 2051

Tarifa	Componente	2022 a 2051	% Total
TE	CCEAR-Q / hídrica	484.102.377.105	8,5%
TE	CCEAR-D / térmica	320.336.214.488	5,8%
TE	Itaipu	162.217.479.658	2,9%
TE	Cotas	161.308.667.248	2,8%
TE	Angra 1, 2	139.230.716.019	2,5%
TE	CCEAR-D / intermitente	113.383.997.779	2,0%
TE	Bilaterais	105.725.598.417	1,9%
TE	Risco Hidrológico Itaipu	39.281.904.550	0,7%
TE	CCEAR-D Financeiro	36.855.295.320	0,6%
TE	CCEAR-Q / intermitente	20.530.114.841	0,4%
TE	Risco Hidrológico CCEAR respectuados	19.523.096.401	0,3%
TE	Risco Hidrológico Cotas	9.868.160.343	0,2%
TE	CCEAR-Q / térmica	569.431.171	0,0%
TE	Prêmio de Risco de Repectuação	-18.808.679.541	-0,3%
TE	Crédito Tributário TE	-41.763.103.100	-0,7%
TE	CDE_ELETOBRAS	-77.022.096.188	-1,4%
<b>Total TE</b>		<b>1.483.337.174.511</b>	<b>26,1%</b>
TUSD	Transporte Fio B	2.359.286.407.177	41,5%
TUSD	Transporte Fio A	684.708.349.862	12,1%
TUSD	Encargos - CDE	604.071.590.758	10,6%
TUSD	Perdas PT	287.549.462.964	5,1%
TUSD	Perdas PNT	147.899.257.103	2,6%
TUSD	Encargos - Proinfa	47.402.366.545	0,8%
TUSD	Encargos - P&D TUSD	34.855.756.613	0,6%
TUSD	Perdas RI	25.464.662.673	0,4%
TUSD	Encargos - TFSEE	9.589.860.796	0,2%
TUSD	Perdas RB	9.586.212.738	0,2%
TUSD	Encargos - Contas TUSD	8.148.675.735	0,1%
TUSD	Encargos - NOS	228.489.969	0,0%
TUSD	Crédito Tributário TUSD	-23.580.462.687	-0,4%
<b>Total TUSD</b>		<b>4.195.210.630.243</b>	<b>73,9%</b>
<b>Total Geral</b>		<b>5.678.547.804.753</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Dados do estudo contratado pela EY à TR Soluções (TR, 2022); adaptado pela EY

Gráfico 9:  
Distribuição dos componentes de custo entre TE e TUSD



Fonte: Dados do estudo contratado pela EY à TR Soluções (TR, 2022); adaptado pela EY

### (3) O setor elétrico brasileiro em números

Fonte	Total	ACR	% ACR	LER	% LER	Outros	% Outros
Hidrelétrica (UHE)*	103.183,72	53.166,82 <sup>1</sup>	52%	0,00	0%	50.016,90	48%
Eólica	22.887,65	9.876,11	43%	5.050,30	22%	7.961,25	35%
Gás Natural*	19.490,20	13.132,33	67%	0,00	0%	6.357,87	33%
Biomassa*	16.973,06	3.286,20	19%	2.511,42	15%	11.175,44	66%
Óleo Combustível*	7.690,01	3.683,76	48%	0,00	0%	4.006,26	52%
Solar Fotovoltaica	6.645,67	1.957,90	29%	2.283,14	34%	2.404,63	36%
Hidrelétrica (PCH)*	5.628,94	1.754,14	31%	180,72	3%	3.694,08	66%
Carvão*	3.085,74	1.997,05	65%	0,00	0%	1.088,69	35%
Nuclear*	1.990,00	1.990,00	100%	0,00	0%	0,00	0%
Hidrelétrica (CGH)*	857,10	38,21	4%	15,90	2%	802,99	94%
Gás de Processo*	235,57	233,44	99%	0,00	0%	2,13	1%
Resíduo Sólido *	32,66	15,00	46%	0,00	0%	17,66	54%
<b>Total</b>	<b>188.700,33</b>	<b>91.130,95</b>	<b>48%</b>	<b>10.041,48</b>	<b>5%</b>	<b>87.527,89</b>	<b>46%</b>
* Fontes de potência	159.167,01	79.296,95	50%	2.708,04	2%	77.162,02	48%

Fonte: Elaboração própria, com dados da ANEEL (Sistema de Informações de Geração - SIGA) e da CCEE (Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Elétrica por Negociação). Data-base set/2022.  
<sup>1</sup> Inclui Itaipu e cotas.



# (4) ACR, ACL e MMGD: a diferença entre as opções disponíveis

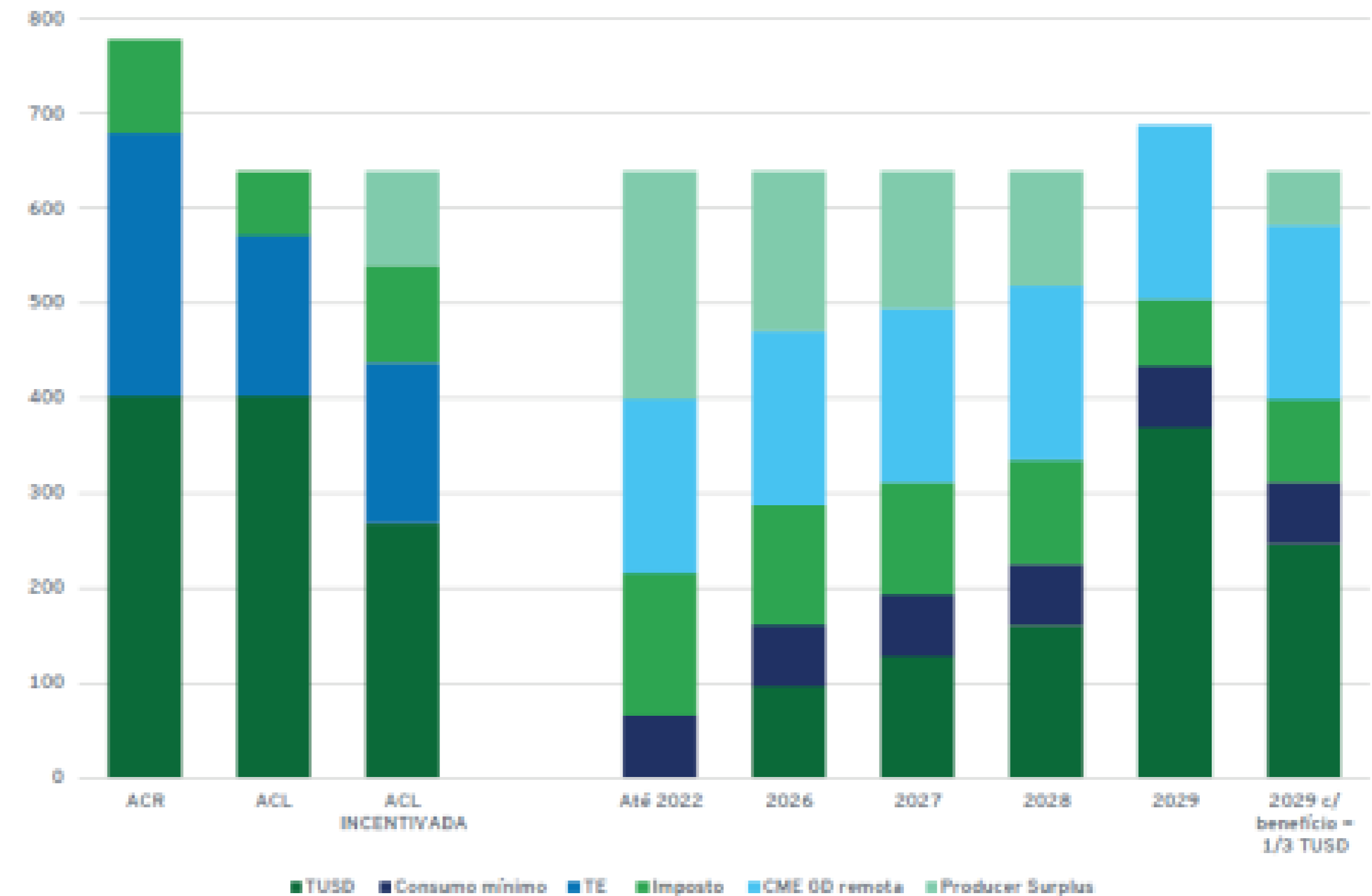
Tabela 3: Componente dos custos de energia

				ACL			
		Normal	MMGD	Livre	Especial		
TUSD	Transporte	Fio A	●	○	●	●	
		Fio B	●	○	●	●	
	Perdas	Perdas técnicas (PT)	●	○	●	●	
		Perdas da rede básica relativa às perdas na distribuição (DWT) <sup>1</sup>	●	○	●	●	
		Perdas não técnicas (PNT)	●	○	●	●	
		receitas irrecuperáveis (RI)	●	○	●	●	
	Energia	Contas TUSD - Empréstimo conta COVID-19 (2020) e conta de escassez hídrica 2022	●	○	●	●	
		Taxa de focalização 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 renovável		●	○	●	●		
	crédito tributário TUSD	●	○	●	●		
TE	Energia	Energia para revenda	●	● <sup>2</sup>	●	●	
		Perdas	Perdas da rede básica sobre cativo	●	○	●	●
	Transporte	Itaipu	●	○	●	●	
		TUSD Itaipu	●	○	●	●	
	Energia	Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE)	●	○	●	●	
		Energia Serviço Sistema (ESS), Energia Reserva (ER), Reserva Capacidade (RCAP)	●	○	●	●	
		Contribuição sobre uso de recursos hídricos (CFURH)	●	○	●	●	
		Energia	Contas TE - Empréstimo de conta COVID-19 (2020) e conta de escassez hídrica 2022	●	○	○	○
			Conta de Desenvolvimento Energético da TE (CDE) - Substitui MMGD	●	○	○	○
			benefício da privatização de eletrônicos	●	○	○	○
	Crédito tributário TE	●	○	○	○		

● Pagarão ○ Não Pagarão ● Pagarão com exceções ● Pagamento na compra de energia ● Pago diretamente na CCEE  
 Fonte: ANEEL, ABRACEEL, TR Soluções  
<sup>1</sup>Consumidores de ACL pagam sua própria perda na RB, relativa ao seu consumo, diretamente na CCEE.  
<sup>2</sup>Teram sua própria energia; porém, não participam dos custos das fontes de potência.

Gráfico 10:

Comparativo de valores pagos por mês para um consumo de 1.000 kWh

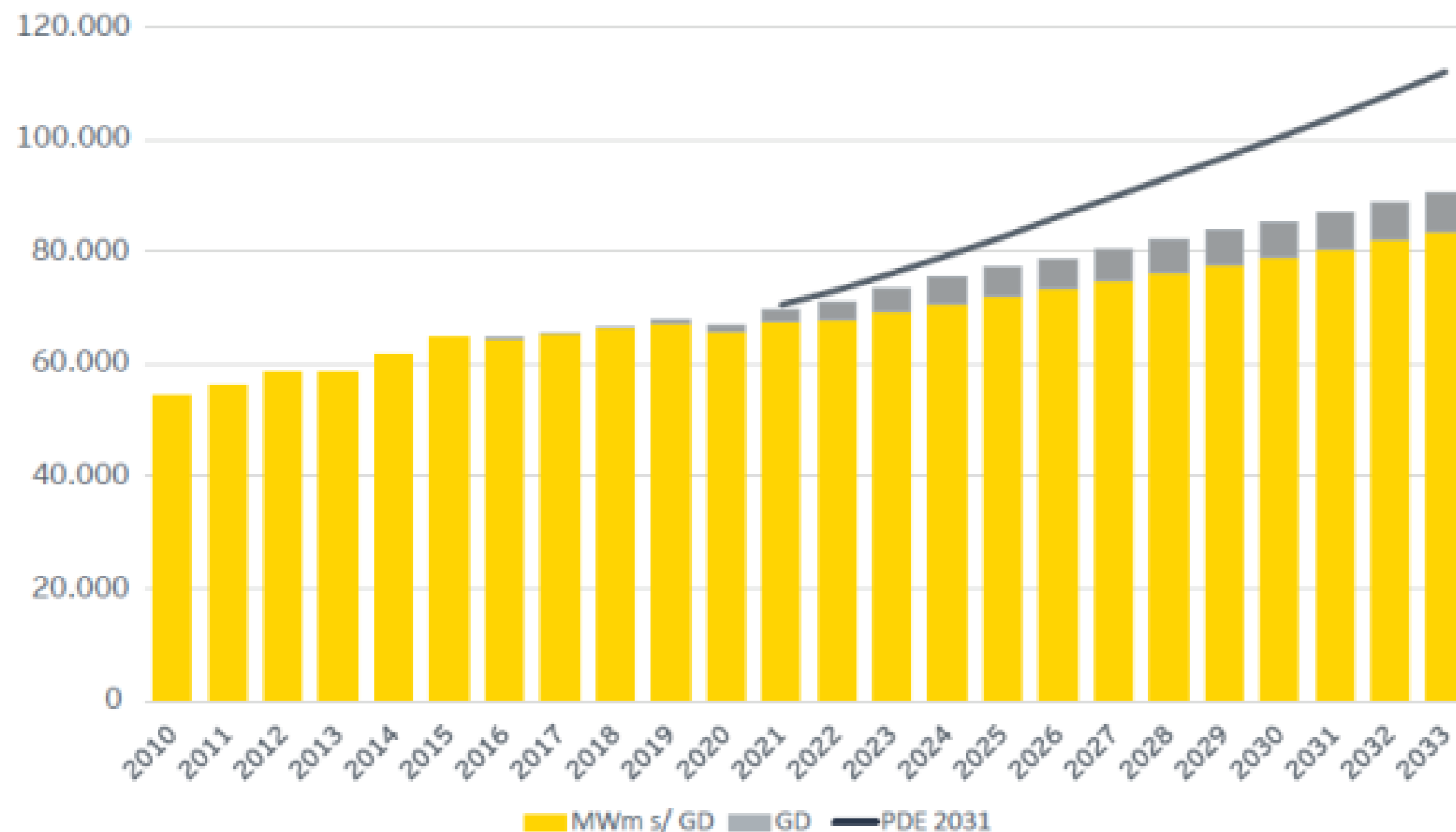


Fonte e premissas: TUSD residencial média Brasil (ANEEL); TE residencial média Brasil (ANEEL); Desconto incentivada: Base: 50% sobre Fio B, Fio Rede Básica e Fio fronteira; Compra energia: % da TE (Estudo TR Soluções); Preço ACL referência: BBCE curva forward; Custo Marginal de Expansão (CME) GD remoto: R\$ 200/MWh (simulações próprias baseadas em projetos reais de 5MW em área de atuação SUDENE). Redução dos benefícios da GD de acordo com a Tabela 4 desse trabalho.

## (5) Abrindo o mercado de maneira organizada

Gráfico 12:

### Projeção de crescimento da carga (em MW)



Fonte: Dados históricos ONS. Projeção própria, considerando média histórica. PDE 2031 elaborado pela EPE

### Cenário 1 (base):

Migração de 50% da BT  
Crescimento futuro da carga = histórico

### Cenário 2 (estresse):

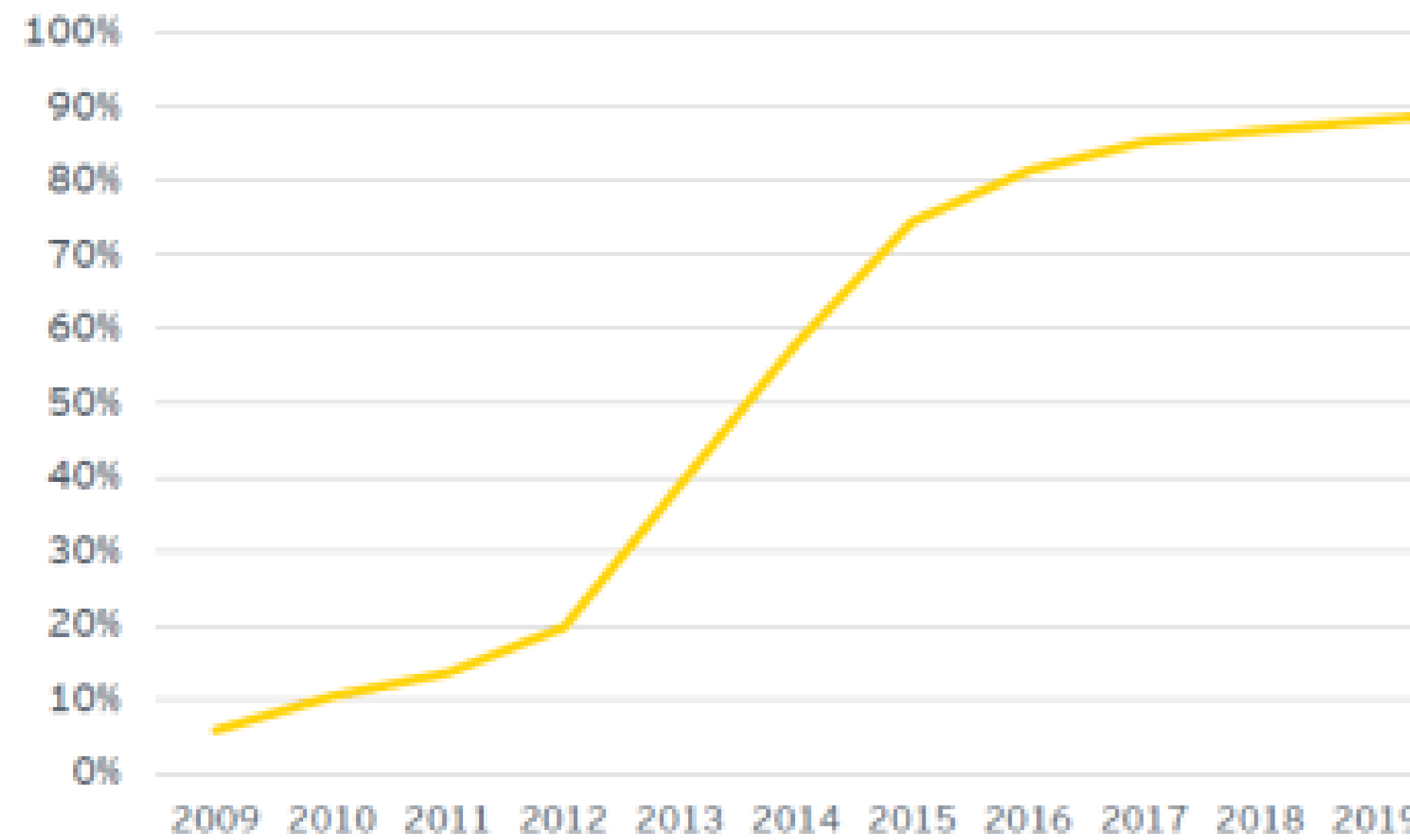
Migração de 70% da BT  
Crescimento futuro da carga = histórico

### Cenário 3 (alternativo):

Migração de 70% da BT  
Crescimento futuro da carga = PDE

## (5) Abrindo o mercado de maneira organizada

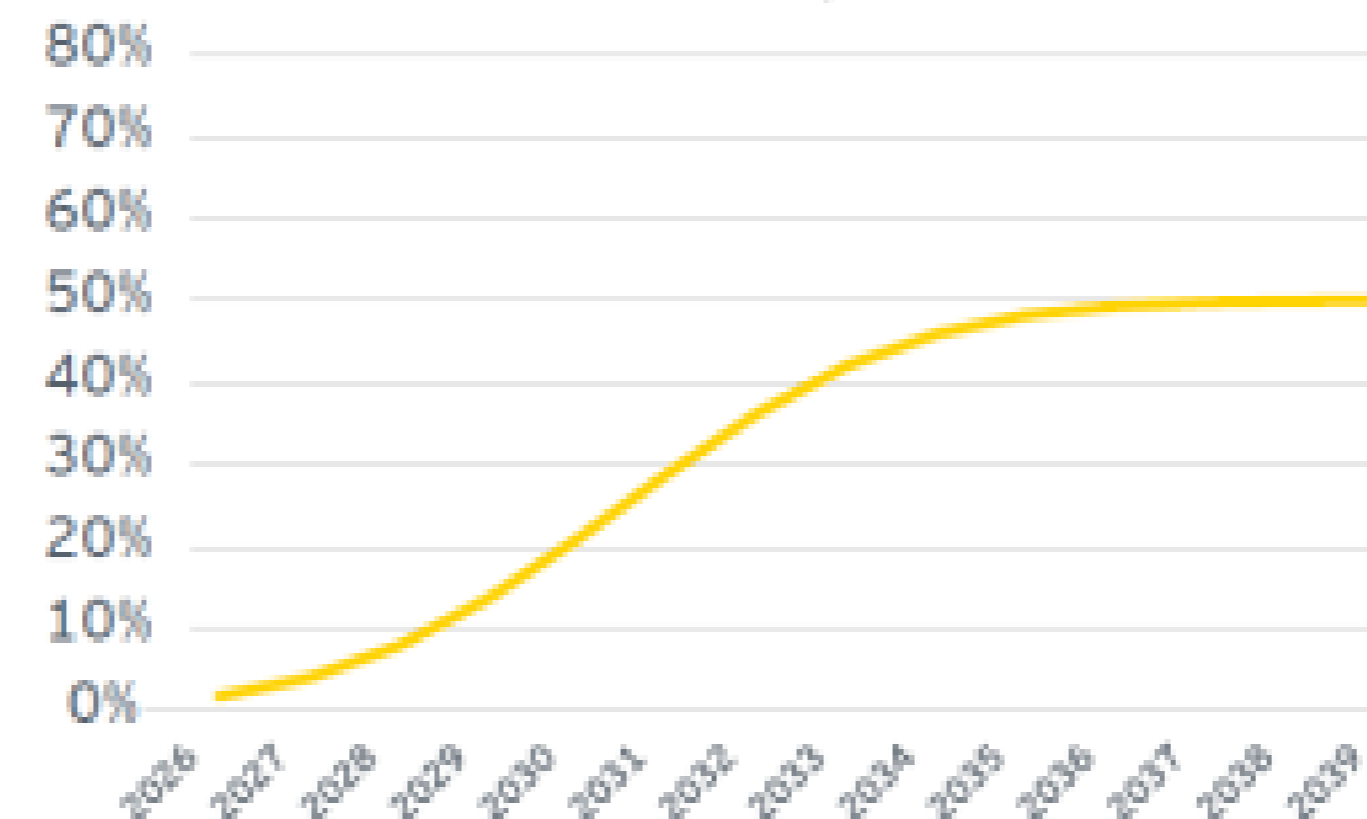
Gráfico 13:  
Possível velocidade de migração do ACR  
para o ACL | Portugal share MWh



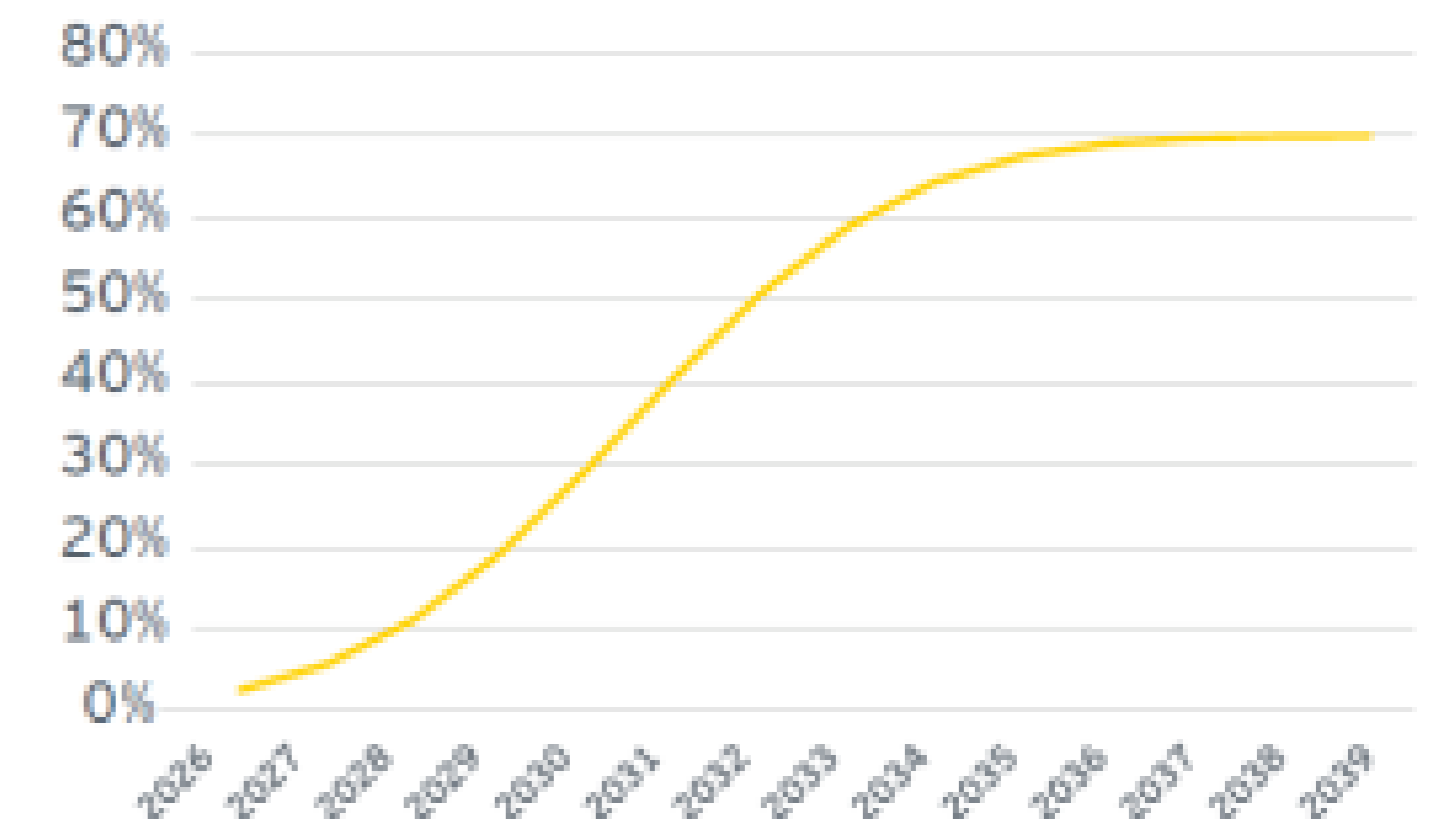
Fonte: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos de Portugal (ERSE)

Gráfico 15:  
Possíveis velocidades de migração do ACR para o ACL

Cenário 1: Curva S, teto de 50%



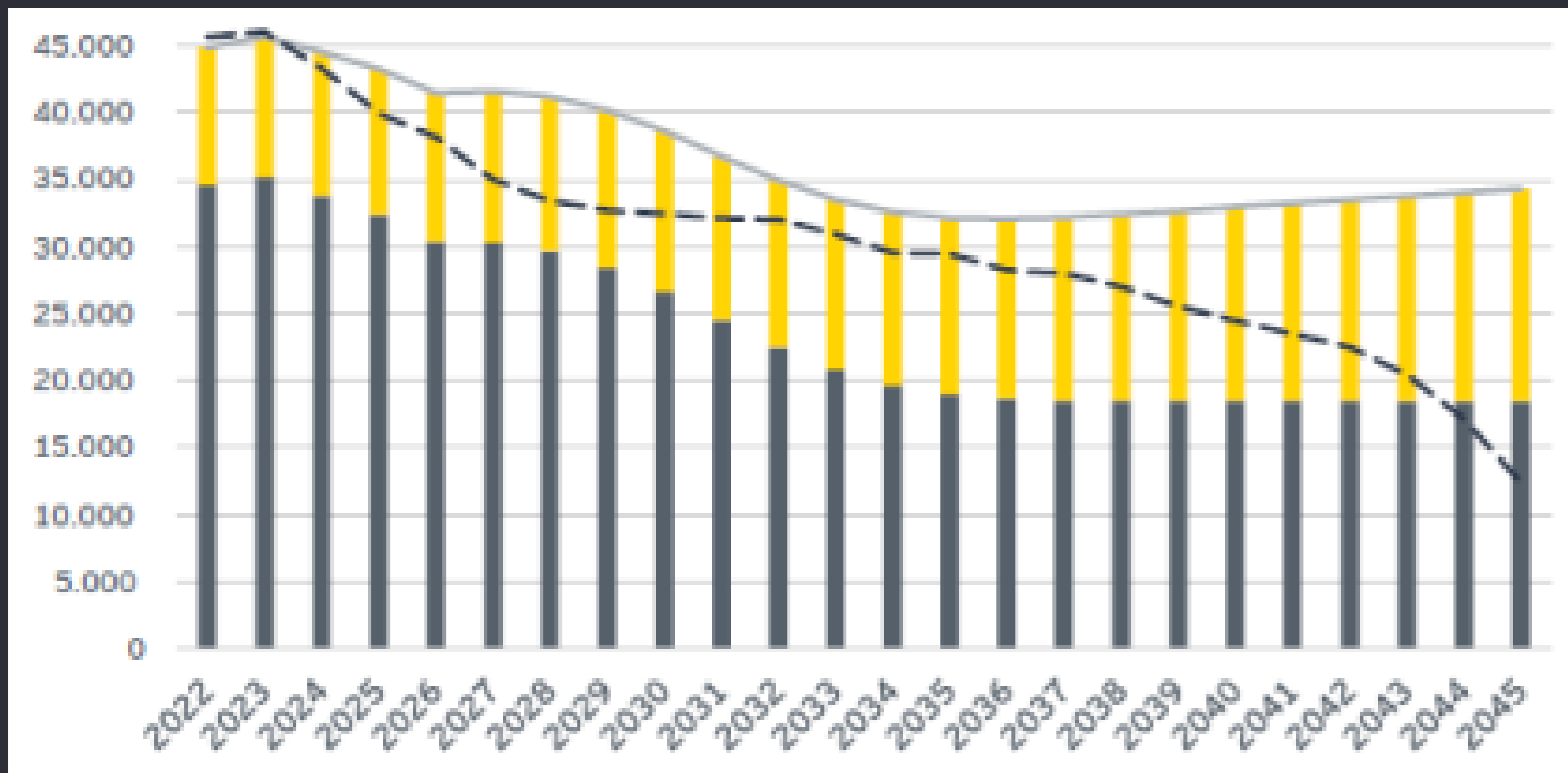
Cenário 2: Curva S, teto de 70%



Fonte: Elaboração própria

## (5) Abrindo o mercado de maneira organizada

Cenário 1 (base)



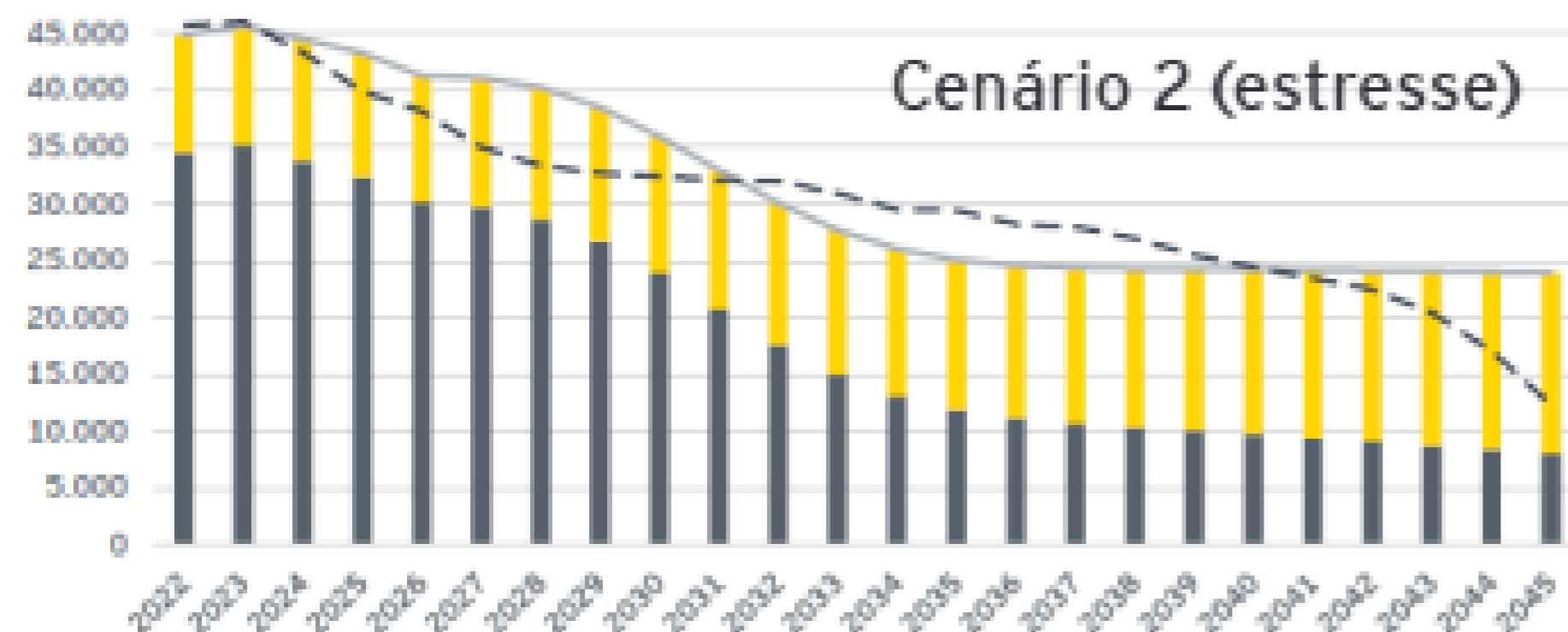
### Portanto:

- 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 estresse)

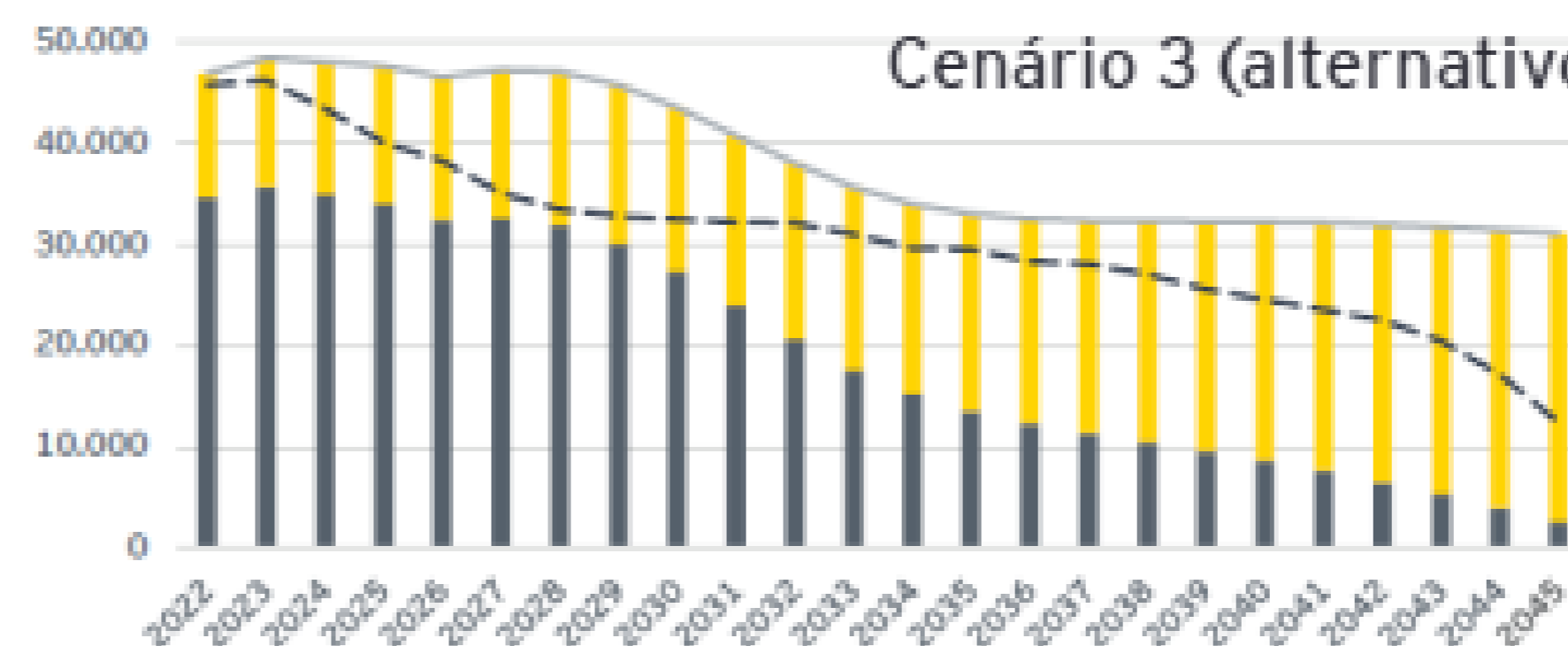
### Porém:

- 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 4,3GWm de diferença entre ACR e contratos-legendado)
- 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.

Cenário 2 (estresse)



Cenário 3 (alternativo)



■ Mercado total ACR ■ Perdas  
— Carga ACR - - - Contratos-legendado

## (5) Abrindo o mercado de maneira organizada

### Possíveis mecanismos complementares de enxugamento de contratos do ACR



## (6) Day-after: a gestão de portfólio das distribuidoras

Tabela 7:  
Opções de gestão de portfólio  
pelas distribuidoras

			Mercado (quantidade - MWh)		
			DISCO repassa o risco	DISCO assume o risco	Desacopla - novo mercado
			Mantém regra atual de previsão de mercado, repasse de sobrecontratação involuntária, etc	Sobras de contrato de energia são liquidadas por risco da distribuidora	DISCO opta por atender integralmente seu mercado por meio de comercializadora segregada, que recebe a cessão de direito dos contratos-legado
Preço R\$/MWh	DISCO assume o risco	DISCO contrata sozinha, aceitando que eventuais preços acima do ACL incentivarão o consumidor a migrar. Regra precisa prever que migração não leva custos adicionais de contratos-legado	(1) Não aceitável (a DISCO não pode tomar risco na compra e repassar eventuais problema de venda ao consumidor)	(2) Possível (a DISCO assume tanto o risco de compra - tendo liberdade na gestão de seus contratos - quanto o risco de mercado)	(3) Meta de longo Prazo (no longo prazo, espera-se a desverticalização completa do setor - com a separação das atividades de fio e energia)
	DISCO repassa o risco	Leilões centralizados (potencialmente de curto e médio prazo), com o Pmix sendo calculado da maneira tradicional	(4) Cenário Atual (preferido - não exige mudanças contratuais, mas pode ser aprimorado por dispositivo legal ou infralegal)	(5) Possível (a DISCO compra energia de maneira organizada, porém assume a gestão de eventuais sobras e déficits)	(6) Não aceitável (a partir do momento em que toda a atividade de comercialização é independente, não faz sentido haver regulação sobre a compra de energia de um agente)

## (6) Day-after: a gestão de portfólio das distribuidoras

Tabela 8:

### Mudanças propostas para a compra de energia pelas distribuidoras

Característica	Atual	Proposta
Leilões	Em datas estabelecidas pela ANEEL	Sempre que necessário, definido pela distribuidora
Tipo de energia	Nova ou existente	Qualquer
Prazo	Dependendo do tipo do leilão, 1 a 30 anos	Qualquer, até 5 anos
Fonte	Por fonte	Qualquer
Repasse tarifário (risco de mercado)	Sim	Sim

## (7) Relacionamento entre Distribuidora e Comercializadora Varejista

---

### Propriedade do medidor

Medidores eletrônicos mais simples continuariam sendo instalados pela distribuidora, com possibilidade de recuperação do investimento via BRR; equipamentos mais caros, que consigam oferecer serviços mais sofisticados, seriam fornecidos pela comercializadora ou pagos pelo consumidor, a dependendo do acordo entre esses dois últimos, com propriedade também acordada ente eles.

### Serviços

Distribuidoras ofereceriam serviços à comercializadora, como corte e religação, valendo-se de uma tabela a ser definida pela ANEEL; a comercializadora poderia optar por prestar diretamente alguns tipos de serviço, desde que não implique em intervenções na rede da distribuidora (como, por exemplo, leitura).



## (8) Comercializador Varejista: reflexões importantes

---

### O tratamento da inadimplência

O comercializador varejista deverá assumir o risco de inadimplência até a data-limite que a distribuidora tem para realizar o corte; após essa data, o risco é da distribuidora. No caso de decisões judiciais que impeçam o corte, a ANEEL poderia calcular o efeito médio de maneira análoga ao cálculo atual das receitas irrecuperáveis, porém cobrando via TUSD – para pagamento isonômico entre ACR e ACL.

## (9) O supridor de última instância (SUI)

---

### Quem assume

O papel de SUI, num primeiro momento, poderia ser a distribuidora - mas, no futuro, poderia ser realizado por qualquer comercializadora interessada;

### Mitigando o risco sistêmico

É preciso estabelecer um mecanismo que, em caso de quebra de um comercializador relevante, não se crie um efeito sistêmico que poderia comprometer todo o SEB: propõe-se um hedge via EER (Energia de Reserva)

## (10) O futuro da competição e Open Energy

---

A combinação entre mercado livre e *open energy* garantirá o surgimento de serviços inovadores: medidores inteligentes poderão conversar com smartphones, e o consumidor poderá visualizar, on-line, quem são seus “vilões do consumo” - recebendo pelo aplicativo, por exemplo, indicação de um aparelho de ar condicionado mais econômico que o seu. Esses novos serviços poderão levar a preços de energia ainda menores no futuro.

Consumidor assume papel central, sendo o dono das informações e possuindo agilidade para compartilhá-las conforme lhe interessar.

# Avaliação dos cenários possíveis para abertura organizada do setor elétrico brasileiro

Brasília, 07 de Novembro de 2022

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



**ABRACEEL**

Associação Brasileira dos  
Comercializadores de Energia

**EY**

Building a better  
working world

**Obrigado!**

