Guia de Modelagem | Distribuição



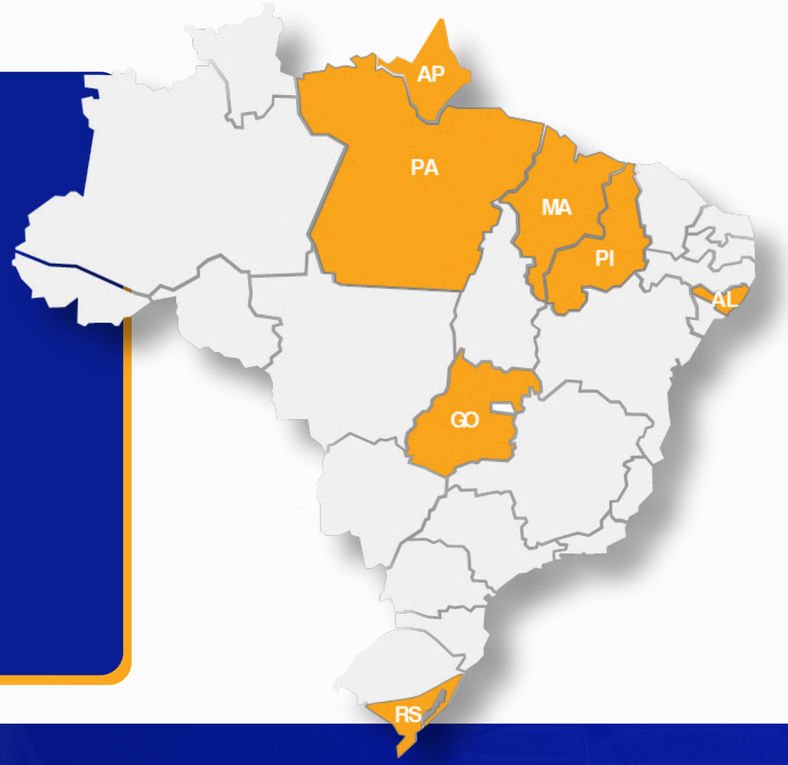
Distribuição: Conectando Energia ao Consumidor

O segmento de distribuição de energia é responsável por fornecer energia elétrica ao consumidor final (residências, comércios, indústrias, áreas rurais, entre outros) e, em alguns casos, a outros usuários que estejam conectados diretamente à rede de distribuição, através do rebaixamento da tensão do sistema de transmissão.

Este segmento opera como monopólio natural, com produtos e tarifas reguladas pela ANEEL por meio do regime de price cap[1]. A maioria das distribuidoras possuem contratos de concessão com prazo de 30 anos e realizam investimentos contínuos ao longo desse período.

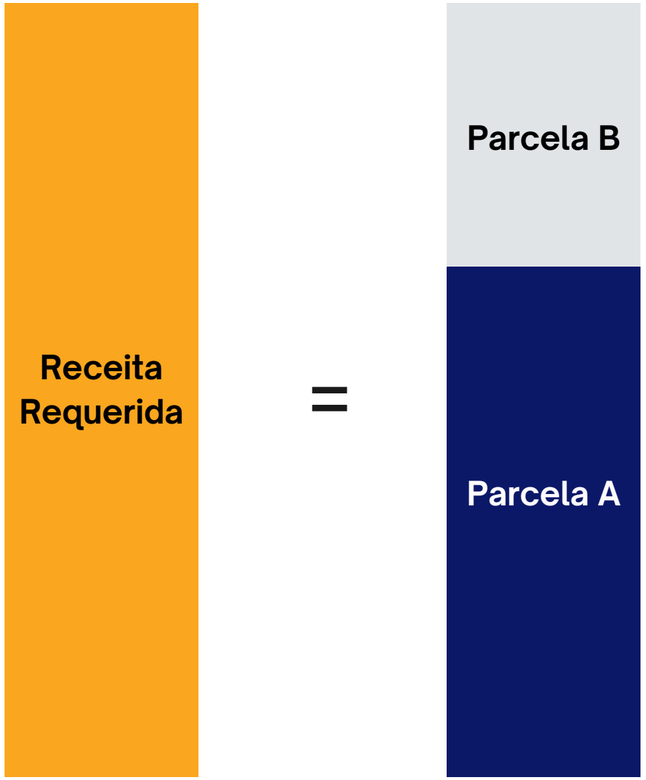
O Grupo Equatorial opera sete distribuidoras, sendo elas:

- Equatorial Maranhão
- Equatorial Pará
- Equatorial Piauí
- Equatorial Alagoas
- Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D)
- Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)
- Equatorial Goiás



Receita Requerida (Submódulo 2.1 Proret)

Composição da Parcela A e Parcela B

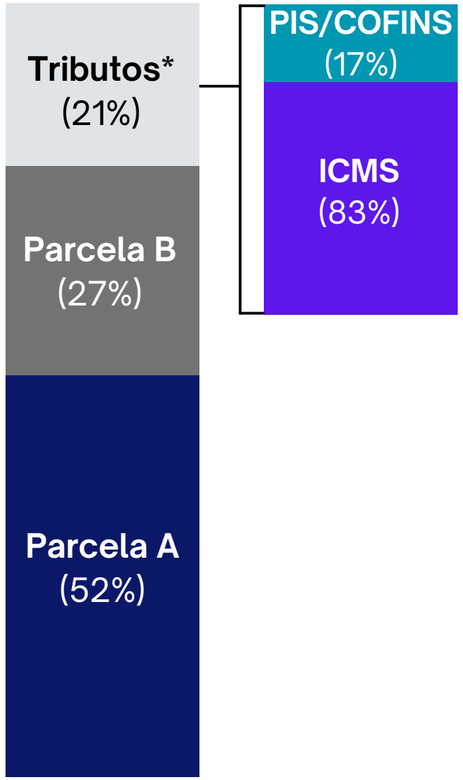


O primeiro passo para iniciar a compreensão da modelagem do setor de distribuição de energia elétrica, é entender a composição total da **Receita Requerida**[2].

- Receita Requerida é o montante financeiro necessário para garantir a **operação da concessão para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica** e é dividida em duas parcelas: Parcela A e Parcela B
- Parcela A contém custos que são diretamente **repassados aos consumidores** *(pass through)*
- Parcela B os custos operacionais que ficam sob gestão da distribuidora de energia e a remuneração adequada dos investimentos

Receita Requerida e Tributos (Submódulo 2.1 Proret)

Composição da Parcela A e Parcela B



Na tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores, estão incluídos **tributos** relacionados à prestação do serviço de distribuição, sendo os principais: **ICMS e PIS/COFINS** que são recolhidos e repassados ao governo.

Aqui é importante destacar, que nos processos tarifários, apenas os valores ligados à Receita Requerida líquida de tributos são considerados para análise e ajustes. Os tributos não fazem parte desses cálculos, pois não estão sob o controle direto da distribuidora e não são usados para remunerar ou custear suas operações.

Alíquotas Médias Nominais**

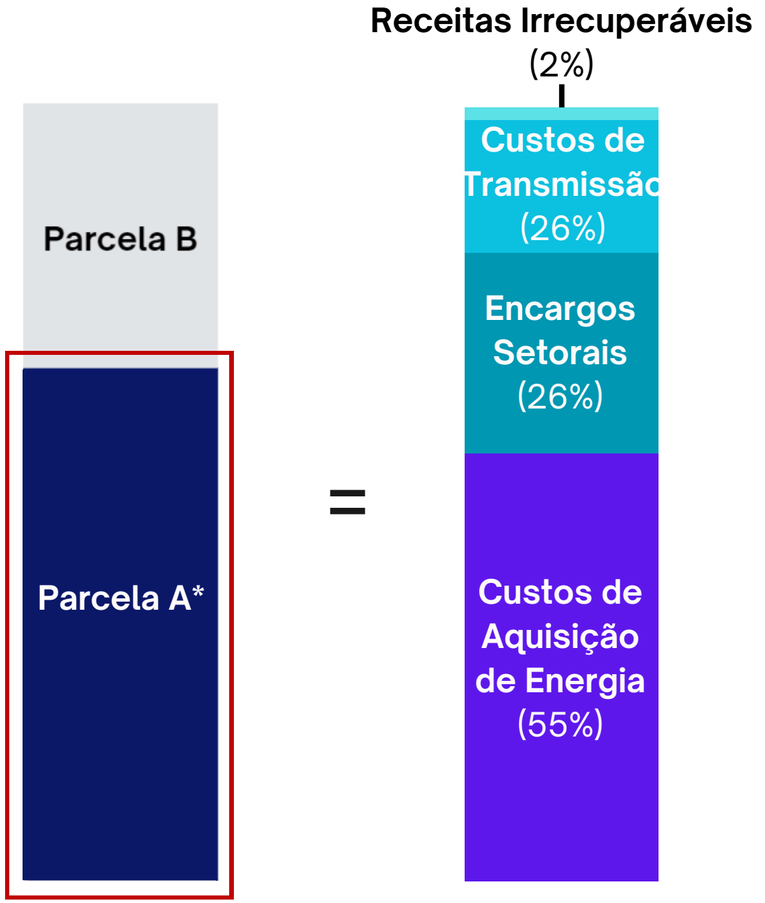
Concessão	ICMS (%)	PIS/COFINS (%)	Efeito Total na Tarifa (%)
Equatorial MA	19,9	3,9	31,3
Equatorial PA	17,5	5,1	29,2
Equatorial PI	21,5	3,9	34,1
Equatorial AL	17,7	3,6	27,1
CEEE-D	17,9	4,8	29,3
Equatorial GO	16,0	4,2	25,3

** Composição da Receita Requerida com tributos de Equatorial Alagoas estabelecida no Processo nº 48500.005815/2023-75 (RTP, 2024)*

*** Valores encontrados nas Notas Técnicas e SPARTAs de 2024 de cada empresa*

Receita Requerida (Submódulo 2.1 Proret)

Composição da Parcela A



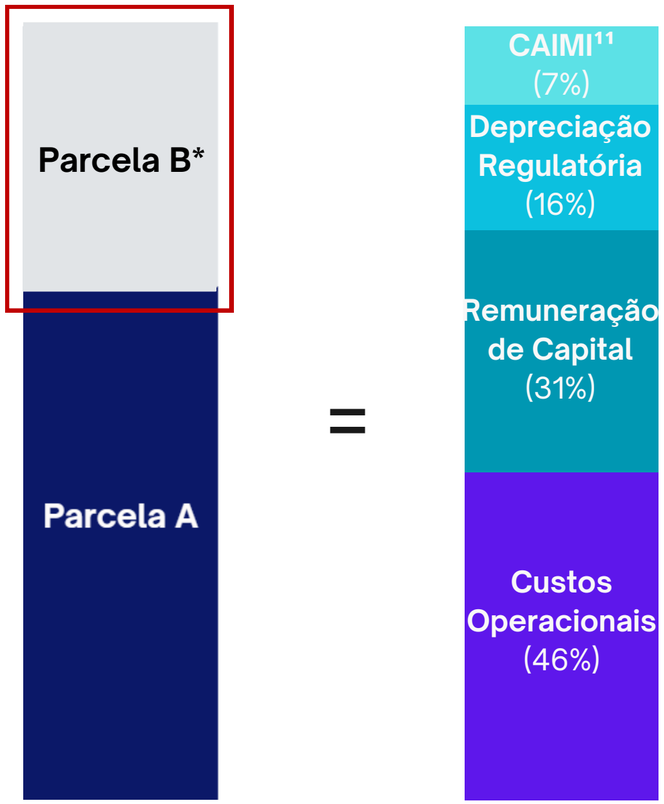
A Parcela A[3] é composta por custos não gerenciáveis pela distribuidora, que são repassados integralmente aos consumidores, sendo eles:

- Custos de transmissão de energia[5]
- Encargos setoriais[6]
- Custos de aquisição de energia para revenda[7]
- Receitas Irrecuperáveis[4] (contratos novos)

** Composição da Parcela A de Equatorial Alagoas estabelecida no Processo nº 48500.005815/2023-75 (RTP, 2024)*

Receita Requerida (Submódulo 2.1 Proret)

Composição da Parcela B



A Parcela B[8] abrange custos operacionais e de capital relacionados à distribuição de energia. A sua composição garante a cobertura de custos compatíveis com uma prestação de serviço eficiente.

A responsabilidade pela Parcela B é inteiramente da concessionária, incluindo os riscos de variações. Aqui também é onde se concentra o potencial de lucratividade e **outperformance** da distribuidora. Seus componentes incluem:

- Custos Operacionais[9]
- Remuneração de Capital[10]
- Depreciação Regulatória (Quota de Reintegração Regulatória, QRR)[11]
- Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)[12]
- Receitas Irrecuperáveis[4] (contratos antigos)

** Composição da Parcela B de Equatorial Alagoas estabelecida no Processo nº 48500.005815/2023-75 (RTP, 2024)*

Processos Tarifários (Submódulo 8.1 Proret)

Revisão Tarifária Periódica (RTP)

A revisão tarifária periódica (RTP) acontece a cada 4 ou 5 anos, dependendo do contrato da distribuidora. É realizada para recompor as tarifas e garantir o equilíbrio financeiro da distribuidora. Durante esse processo são feitos ajustes na parcela A e na parcela B.

RTPs cada 5 anos
(contratos novos)

- Equatorial Piauí
- Equatorial Alagoas
- CEEE-D
- CEA
- Equatorial Goiás

RTPs cada 4 anos
(contratos antigos)

- Equatorial Maranhão
- Equatorial Pará



Processos Tarifários (Submódulo 8.2 Proret)

Reajuste Tarifário Anual (RTA)

Entre as RTPs ocorrem os reajustes tarifários anuais (RTAs). O RTA busca reestabelecer o poder de compra da concessionária e repassar aos consumidores os ganhos de produtividade, promovendo a modicidade tarifária. Enquanto a Parcela A é ajustada para refletir os custos atualizados, a Parcela B considera os seguintes pontos de análise:

- IPCA - contratos novos, e IGP-M - contratos antigos
- Fator X[13]
- Crescimento de mercado

A lógica da RTA pode ser explicada da seguinte maneira, considerando que o ano teste corresponde aos valores do ano regulatório (12 meses) anterior à RTA:

$$\text{Receita Requerida}^{*} = \text{VPA} + \text{VPB} \bullet (1 + \text{IPCA ou IGP-M} - \text{Fator X}) - \text{UDEROR}^{**}$$

Parcela A ano teste

Parcela B do ano teste

**Exemplo aplica somente para contratos novos*

***Receitas de ultrapassagem de demanda, excedente de reativos e outras receitas VPB*

Fator X (Submódulo 2.5 Proret)

Composição da RTA

O Fator X[13] compõe aos processos tarifários e busca manter o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes ao longo do ciclo tarifário, ajustando o valor da tarifa anual da Parcela B.

Criar uma premissa para o Fator X é importante para a modelagem financeira, pois será utilizada em cada processo tarifário.



Componente Pd

Índice de ajuste de mercado que considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária e no caso de contratos novos a cada ano.

Componente Q

Mecanismo usado para incentivo à melhoria de qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade.

Componente T

Trajetória dos custos operacionais entre o primeiro e o último ano do ciclo tarifário da distribuidora.

Parcela A (Submódulo 3.2 e 4.3 Proret)

Custos de Aquisição de Energia: Sobrecontratação e Subcontratação



No Ambiente de Contratação Regulada[14], a distribuidora compra energia e repassa o custo inteiramente ao consumidor (sem ganhos financeiros).

- A ANEEL permite às distribuidoras repassarem até **105%** do montante de contratação de energia necessária para atender seu mercado na tarifa. No entanto, caso haja sobrecontratação (acima de 105%) os custos dessa energia excedente serão da distribuidora
- Tanto na sobrecontratação quanto na subcontratação, a distribuidora recorre ao **mercado de curto prazo**[15], enfrentando a volatilidade dos preços e, no caso de subcontratação estará sujeita a penalidade
- **Sobrecontratação involuntária** refere-se a fatores fora do controle da distribuidora que geram excedentes de energia, como por exemplo, a migração de consumidores para geração distribuída[16] e casos extremos como ocorrido na pandemia do Covid-19, em 2020

Release de Resultados:

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	102,35%	103,68%	102,77%	106,57%	103,92%	110,02%	105,81%
% desconsiderando involuntária	102,35%	103,68%	102,77%	100,00%	103,92%	104,04%	100,00%

Parcela A

Encargos Setoriais (Módulo 5 Proret) e Custos de Transmissão (Submódulo 3.3 Proret)



Encargos setoriais são custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por Lei. Seguem alguns exemplos deles abaixo:

CDE	Conta de Desenvolvimento Energético	TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica	P&D PEE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
ESS ERR	Encargos de Serviços do Sistema e de Energia de Reserva		

Os custos com transmissão de energia elétrica são aqueles relacionados ao transporte da energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição.

Parcela A (Submódulo 2.2 e 2.6 Proret)

Receitas Irrecuperáveis



A receita irrecuperável (RI), prevista pela ANEEL, é a quantidade da receita regulatória total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores, após todas as ações possíveis de cobrança.

- Para o cálculo da RI, é utilizado a curva de envelhecimento da dívida, determinada pela mediana dos valores não arrecadados entre 49 e 60 meses a partir das datas de referência.

A RI está alocada na Parcela A em contratos novos, mas em contratos antigos se encontra na Parcela B.

Parcela A (Submódulo 4.2 Proret)

Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA)



A CVA[17] é a conta destinada para registro das variações de valores de itens dos custos não gerenciáveis (Parcela A) ocorridas entre processos tarifários das distribuidoras.

- Entre ciclos tarifários, quando os custos dos itens não gerenciáveis ultrapassam o previsto, é registrado um **ativo** na contabilidade da distribuidora. Por outro lado, se os custos ficarem abaixo do esperado, é registrado um **passivo**. Esses valores são ajustados no próximo processo tarifário

- Nos processos tarifários, o que de fato acontece é que se a CVA estiver negativa, há um **repasse para a redução da tarifa**. Se a conta estiver positiva, o saldo é usado para compensar a distribuidora

- Embora não tenha impacto no longo prazo, a CVA pode afetar os resultados da distribuidora no **curto prazo** (entre os períodos tarifários)

Parcela B (Submódulo 2.2 Proret)

Custos Operacionais



O custo operacional regulatório[9] ou PMSO Regulatório é um dos principais pontos para a distribuidora – pois é uma das oportunidades de **outperformance** e está entre os fatores que geram maior margem para a concessionária.

Estes custos englobam as despesas com pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros custos relacionados à distribuição de energia elétrica.

- O recálculo dos custos operacionais na **RTP** procura determinar o custo eficiente de uma empresa por meio de benchmarks no setor, usando a metodologia do Data Envelopment Analysis (DEA), um método não paramétrico de pesquisa operacional e econômica para estimar fronteiras de eficiência

- O recálculo dos custos operacionais na **RTA** é mais simples, sendo os custos atualizados pelo Fator X, inflação (IPCA/IGPM) e crescimento de mercado real

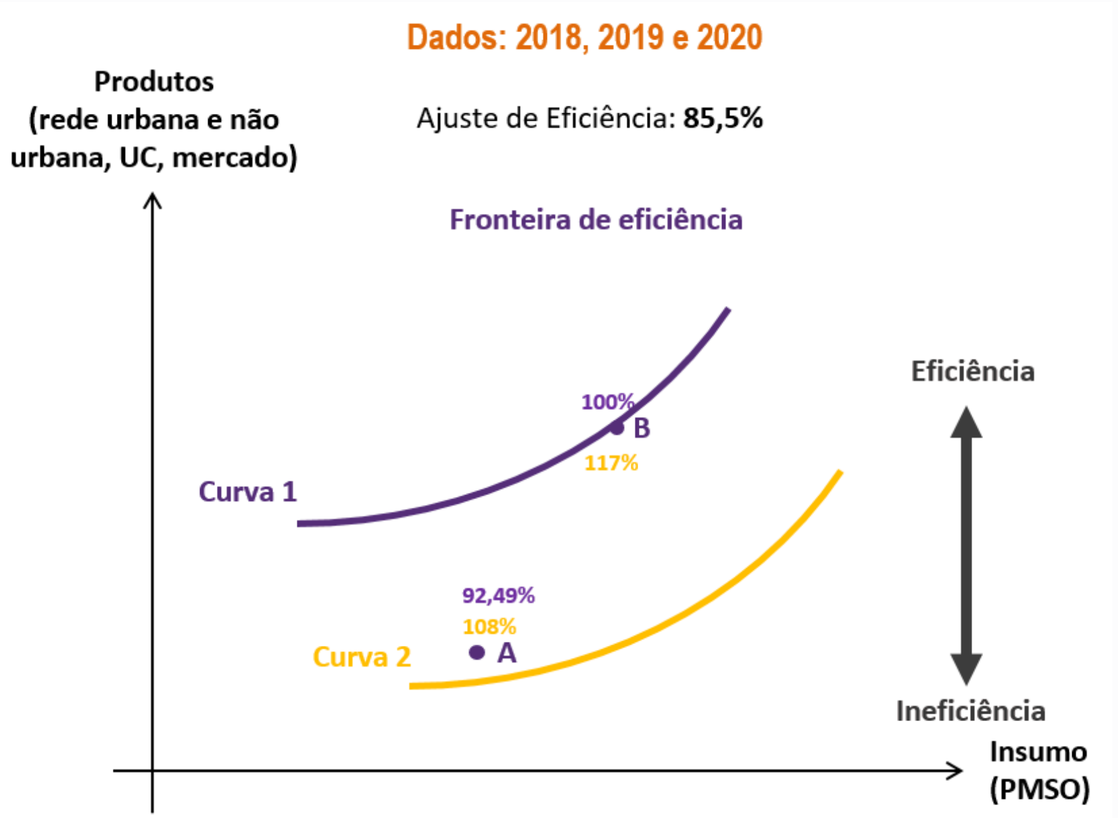
Custos Operacionais (Submódulo 2.2 Proret)

Metodologia de cálculo - RTP

A ANEEL utiliza o DEA para avaliar a eficiência das distribuidoras, considerando os produtos entregues e os custos associados. A eficiência é calculada com base na fronteira de eficiência, representada pela "curva 1".

Após essa avaliação, a ANEEL ajusta a curva para refletir a mediana de eficiência de todas as empresas no setor do período anterior. Para a data de atualização deste guia, essa mediana é de 85,5%, e com esse número a fronteira de eficiência é deslocada, resultando no exemplo ao lado. Com o ajuste, a nova referência para a eficiência regulatória passa a ser representada pela "curva 2".

No exemplo ao lado, a distribuidora no ponto A apresentava uma eficiência de 92,5% pelo DEA. Após o ajuste, sua eficiência passa a ser 108,2%.



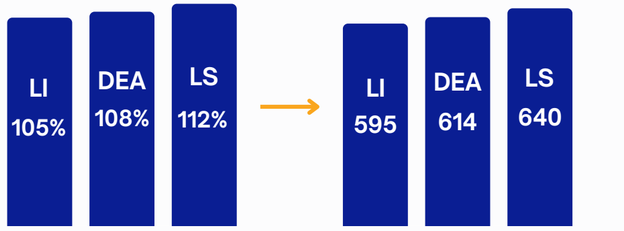
*Todos os valores são hipotéticos, e usados para demonstrar as diferentes regras do cálculo de custos operacionais

Custos Operacionais (Submódulo 2.2 Proret)

Metodologia de cálculo - RTP

1

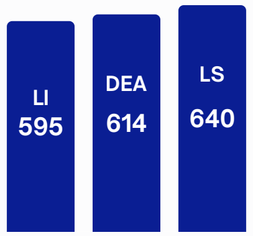
Com base na "curva 2" do slide anterior, estabelecem-se os limites superior (LS) e inferior (LI) de eficiência do DEA, através da ferramenta de bootstrap. Os limites são aplicados aos custos que a ANEEL definiu como eficientes da distribuidora de quando o DEA foi calculado.



Eficiência (%)

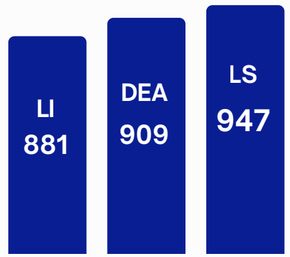
PMSO Eficiente DEA ajustado por 108% (R$ mm)

2



PMSO Eficiente ajustado por DEA (R$ mm)

Fator α *(148%)*



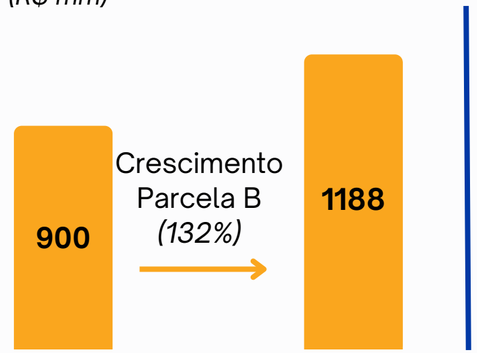
Ajuste Fator α (R$ mm)

Após obter os limites do PMSO eficiente DEA, é necessário atualizá-los para o presente via o Fator α[9], que considera IPCA, PNT, rede, UC, mercado, e outros fatores.

3

O valor do PMSO regulatório do ano teste é considerado e ajustado pelo crescimento da Parcela B. Logo, o PMSO ajustado pelo crescimento da parcela B deverá chegar ao limite mais próximo (LS ou LI). Caso o valor ajustado já esteja entre o LS e o LI, não há necessidade de ajuste adicional. No caso do exemplo ilustrado é o limite superior. No entanto, a redução percentual do PMSO ajustado está limitada a 5% ao ano. E caso o ajuste seja maior de 5%, cria-se um limite novo ajustado.

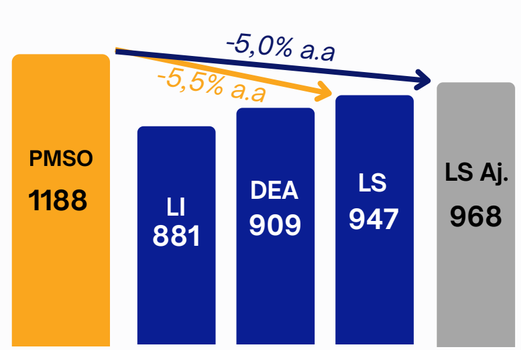
(R$ mm)



PMSO Reg. ano teste

Crescimento Parcela B *(132%)*

PMSO Ajustado Implícito na VPB



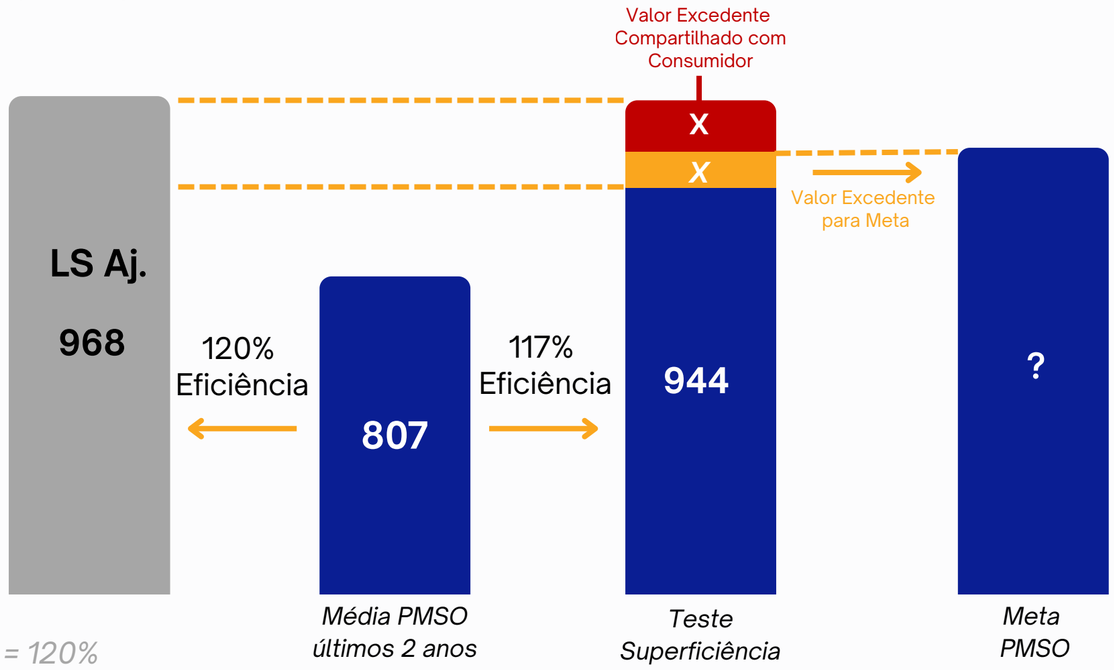
**Todos os valores são hipotéticos, e usados para demonstrar as diferentes regras do cálculo de custos operacionais*

Custos Operacionais (Submódulo 2.2 Proret)

Metodologia de cálculo - RTP

4 Com o limite ajustado definido, faz-se uma comparação à média do PMSO dos últimos dois anos. No exemplo ilustrativo, a eficiência do limite em relação à média é de 120%. No entanto, o limite de eficiência repassado à tarifa é “1/mediana de eficiência do setor do último período”, que para a data deste guia equivale a 117%. O excedente termina sendo compartilhado entre os consumidores e a distribuidora.

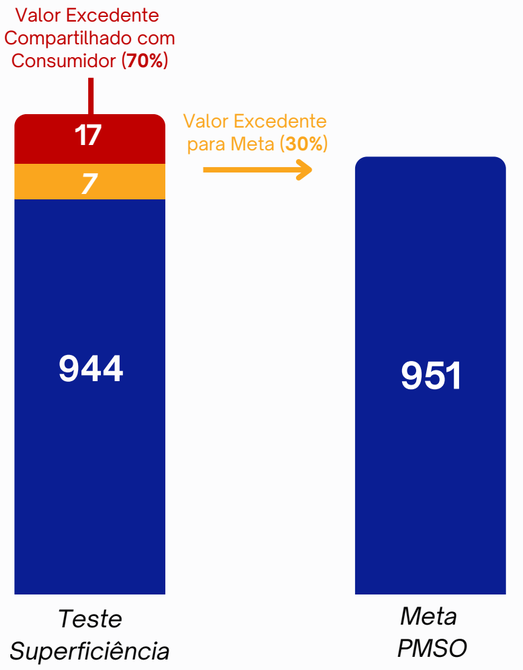
(R$ mm)



*968/807 = 120%

5 A divisão do compartilhamento entre os consumidores e a distribuidora é definida a partir de uma curva de 0% a 60% relacionada à média do % de conjuntos atendidos dentro do limite do DEC na concessão. A tabela abaixo apresenta a relação entre a média atingida de conjuntos e o percentual atribuído para a definição da meta.

(R$ mm)



média % dos conjuntos	% de benefício apropriado
0-60	0
61	2
70	15
80	30
90	45
100	60

*Todos os valores são hipotéticos, e usados para demonstrar as diferentes regras do cálculo de custos operacionais

Custos Operacionais (Submódulo 2.2 Proret)

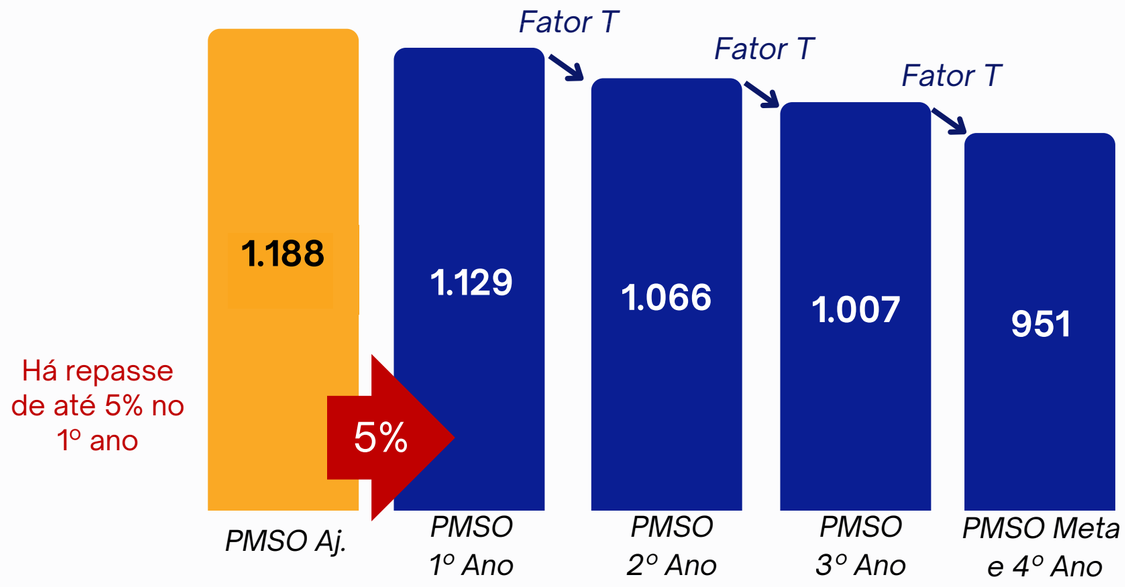
Metodologia de cálculo - RTP

5

Com a meta do PMSO estabelecida, podemos calcular o Fator T (componente do Fator X) que representa o percentual de redução anual necessário para que o PMSO ajustado alcance a meta.

(R$ mm)

Fator T: +5,56%

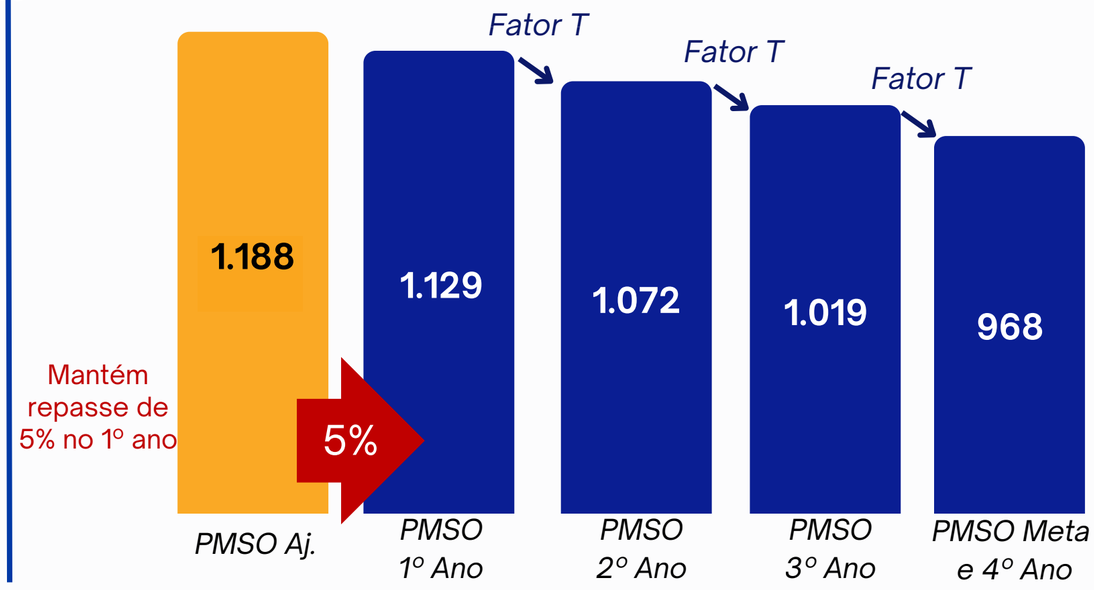


6

Porém, o Fator T estabelecido pela empresa não pode ser maior que 5%, por tanto no exemplo abaixo, uma nova meta é estabelecida.

(R$ mm)

Fator T: +5,00%



**Todos os valores são hipotéticos, e usados para demonstrar as diferentes regras do cálculo de custos operacionais*

Parcela B (Submódulo 2.4 Proret)

Remuneração de Capital - WACC Regulatório



O WACC regulatório, conhecido como "Custo Médio Ponderado de Capital" é o cálculo do custo de capital aplicável, calculado e publicado anualmente pela ANEEL, sendo utilizado para o cálculo da remuneração de capital.

Parâmetros - 2025	Distribuição	Transmissão e Geração
Remuneração de Capital Próprio		
Taxa Livre de Risco	5,07%	5,07%
Beta Alavancado	89,11%	85,25%
Prêmio de Risco de Mercado	6,77%	6,77%
Risco da Atividade	0,24%	0,00%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	6,28%	5,77%
Remuneração real depois de impostos	11,34%	10,84%
Remuneração de Capital de Terceiros		
Debêntures	6,10%	5,75%
Custo de emissão	0,56%	0,56%
Remuneração real antes de impostos	6,66%	6,31%
Impostos	34,00%	34,00%
Remuneração real depois de impostos	4,40%	4,17%
Estrutura de Capital		
% Capital Próprio	52,65%	56,05%
% Capital de Terceiros	47,35%	43,95%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada		
Real, depois de impostos	8,06%	7,91%
Real, antes de impostos	**12,2054%**	**11,9795%**

Despacho Nº 882/25

- O WACC é somente aplicado nas RTPs para o recálculo da Remuneração de Capital.

$$WACC\ pré\ impostos = \frac{P}{V} \cdot r_p + \frac{D}{V} \cdot r_t \cdot (1 - T)$$

Onde:

$$P = Capital\ próprio$$

$$V = Capital\ total$$

$$D = Dívida$$

$$T = Tributos\ (34\%)$$

$$r_p = Remuneração\ de\ capital\ próprio$$

$$r_t = Remuneração\ de\ capital\ de\ terceiros$$

Parcela B

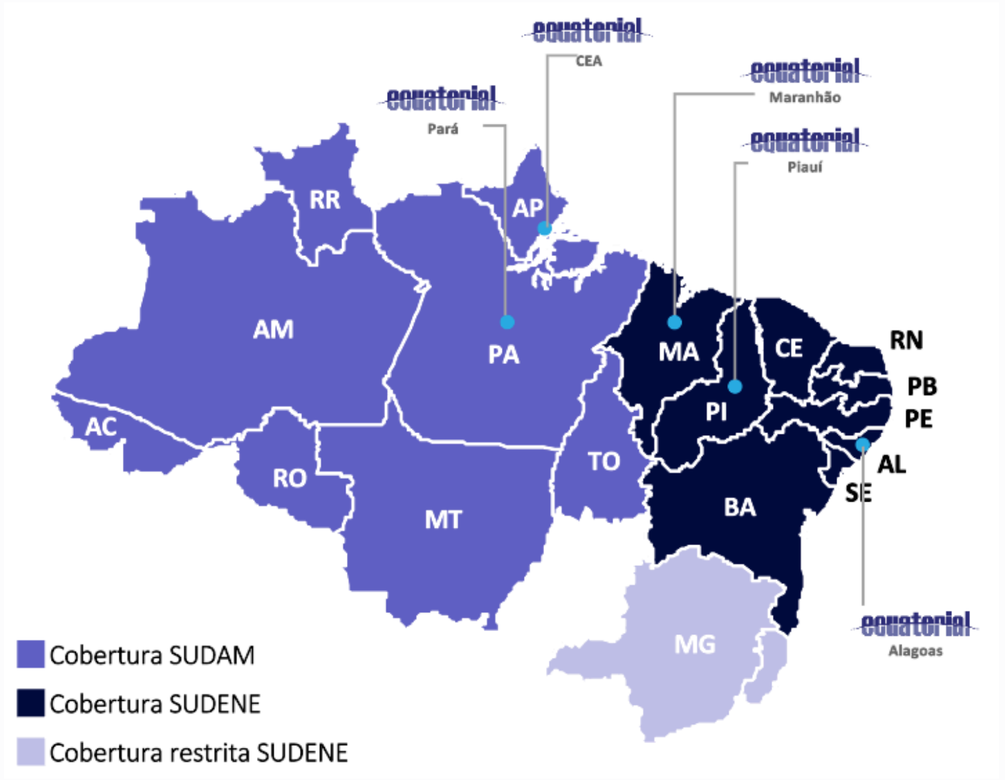
WACC Regulatório - Benefícios Fiscais SUDAM e SUDENE

Os benefícios fiscais da SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) e da SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste) são incentivos oferecidos pelo governo federal para promover o desenvolvimento socioeconômico nas regiões Norte e Nordeste do Brasil. Eles ajudam a atrair investimentos, gerar empregos e impulsionar a economia local, incentivando o crescimento sustentável nessas áreas.

Cinco das distribuidoras do Grupo Equatorial, estão em regiões nas quais esses benefícios existem, diretamente impactando positivamente o valor do WACC regulatório dessas concessões.

Média de WACC ANEEL

	Pré Impostos	Com Benefício	Sem Benefício	Dis Cos
2021	10,64%	9,01%	7,02%	MA e CEEE
2023	11,25%	9,53%	7,43%	PA, PI, AP e GO
2024	11,70%	9,92%	7,72%	AL



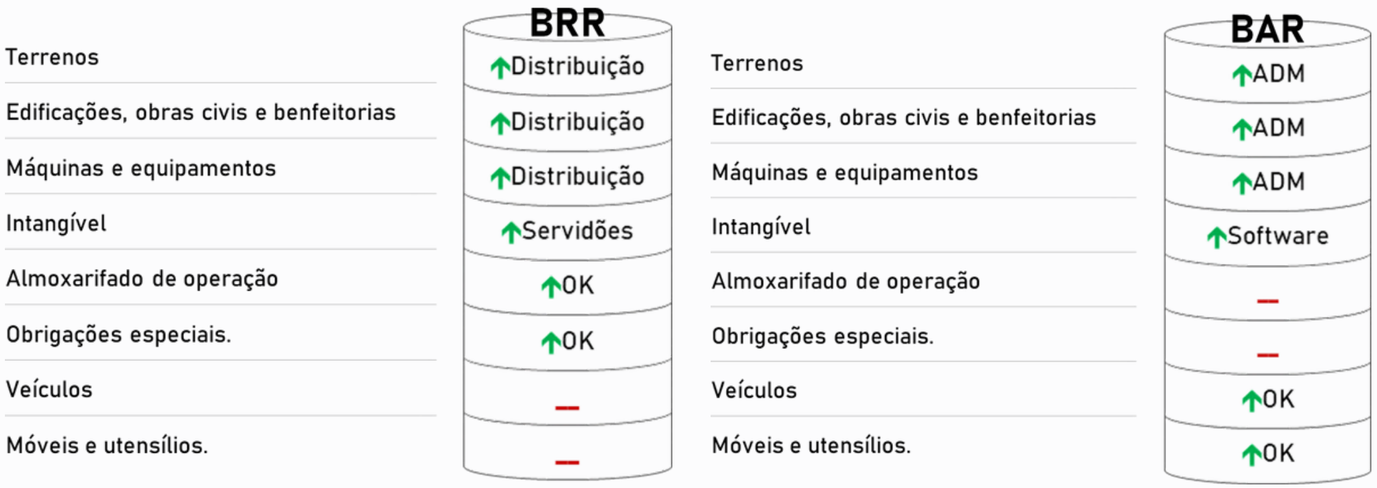
Base de Remuneração e Anuidades (Submódulo 2.3 Proret)

Remuneração de Capital, QRR e CAIMI

A Base de Remuneração Regulatória (BRR) são os investimentos prudentes de uma empresa do setor elétrico, sujeito à regulação pela ANEEL. Através da base, se assegura a reposição e remuneração de investimentos, avaliados pelo Valor Novo de Reposição (VNR)[19], necessários para a expansão e operação do sistema com qualidade contratual.

A Base de Remuneração (BRR)[20] é composta por duas variáveis: a Base de Remuneração Bruta (BRRb)[21], utilizada no cálculo da Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e a Base de Remuneração Líquida (BRRl)[22] utilizada para a Remuneração de Capital (RC).

Composição das Bases



Além disso há os ativos ‘não elétricos’, que não são contabilizados na BRR, mas compõem a Base de Anuidades Regulatórias (BAR)[23], e são remunerados considerando o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

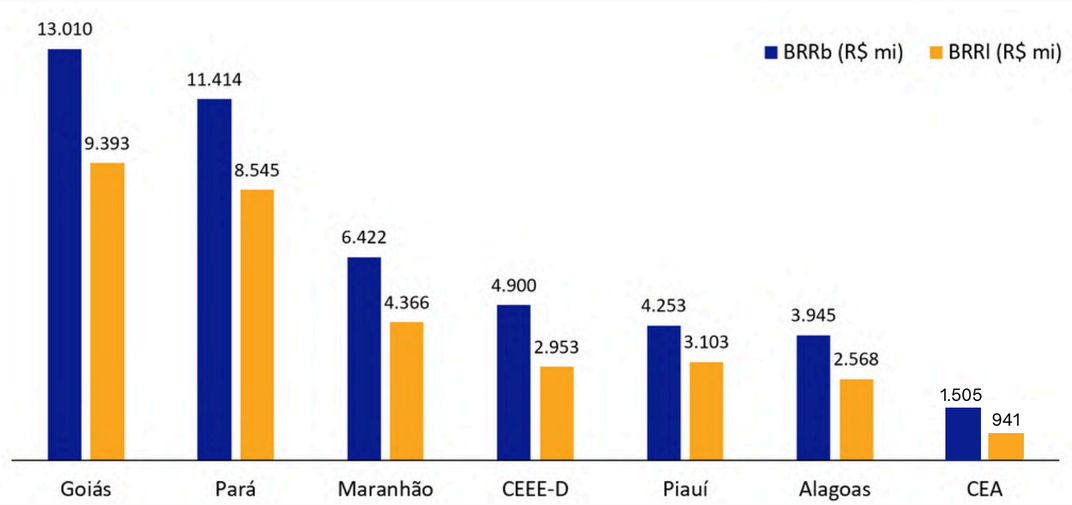
Base de Remuneração e Anuidades (Submódulo 2.3 Proret)

Remuneração de Capital, QRR e CAIMI

Nos processos tarifários, tanto a BRR quanto a BAR são definidas em cada RTP, refletindo a nova base de ativos construída nos últimos anos através dos investimentos (capex) da distribuidora na concessão. Esses valores, uma vez estabelecidos, são considerados "blindados" após a RTP, sendo atualizados anualmente nas RTAs e apenas ajustados a cada 4 ou 5 anos (conforme contrato de concessão). Com esses parâmetros definidos, podemos calcular o EBITDA regulatório.

Base Blindada

- BRR aprovada na última RTP



Base Incremental

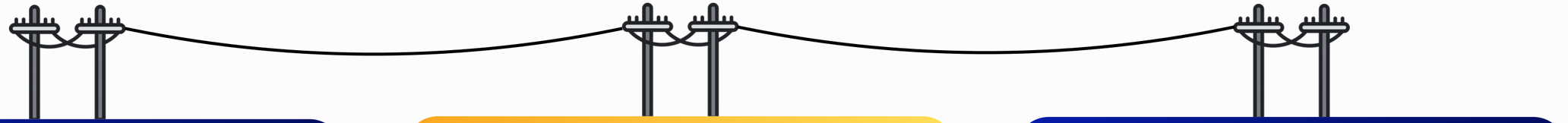
- A base incremental são aqueles investimentos realizados no período incremental
- O período incremental começa no mês posterior à data base do Laudo de Avaliação anterior, até a nova data base
- Considera-se como data de corte do laudo da base o último dia do sexto mês anterior ao mês da RTP

MA e PA	GO	CEEE-D	PI e CEA	AL
Fevereiro	Abril	Maio	Maio	Novembro

EBITDA Regulatório (Submódulo 2.1 Proret)

Remuneração de Capital, QRR e CAIMI

Segundo a ANEEL, através do uso da Base de Remuneração e Anuidades Regulatórias, o EBITDA da distribuidora deve ser equivalente à soma do RC[10], QRR[11] e CAIMI[12].



Remuneração de Capital (RC)

É um componente da Parcela B, que remunera pelo WACC os investimentos realizados pela concessionária.

Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

Componente da Parcela B variável, que considera depreciação e amortização dos investimentos realizados, visando à recomposição dos ativos destinados à prestação do serviço ao longo da vida útil.

Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

Refere-se aos investimentos de curto prazo de recuperação, tais como: hardware, software, veículos e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

$$RC = BBRl \cdot WACC \qquad QRR = BBRb \cdot \text{Taxa de Depreciação}^{24}$$

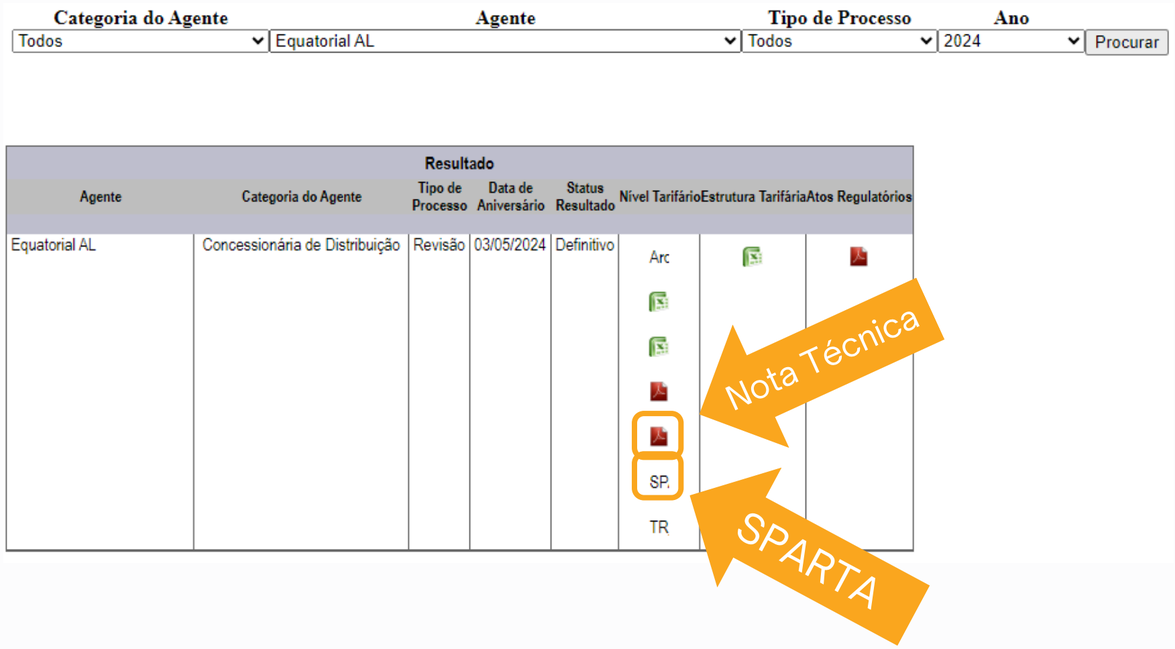
(Submódulo 12.1 Proret)

Dados Regulatórios

Onde encontrar estes dados?

Dados públicos e disponibilizados pela ANEEL através de Notas Técnicas e da planilha SPARTA

https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/



Facilitamos o acesso a esses dados no site de RI da Equatorial, através da planilha de dados operacionais e financeiros.

https://ri.equatorialenergia.com.br/informacoes-financeiras/dados-operacionais-e-financeiros/



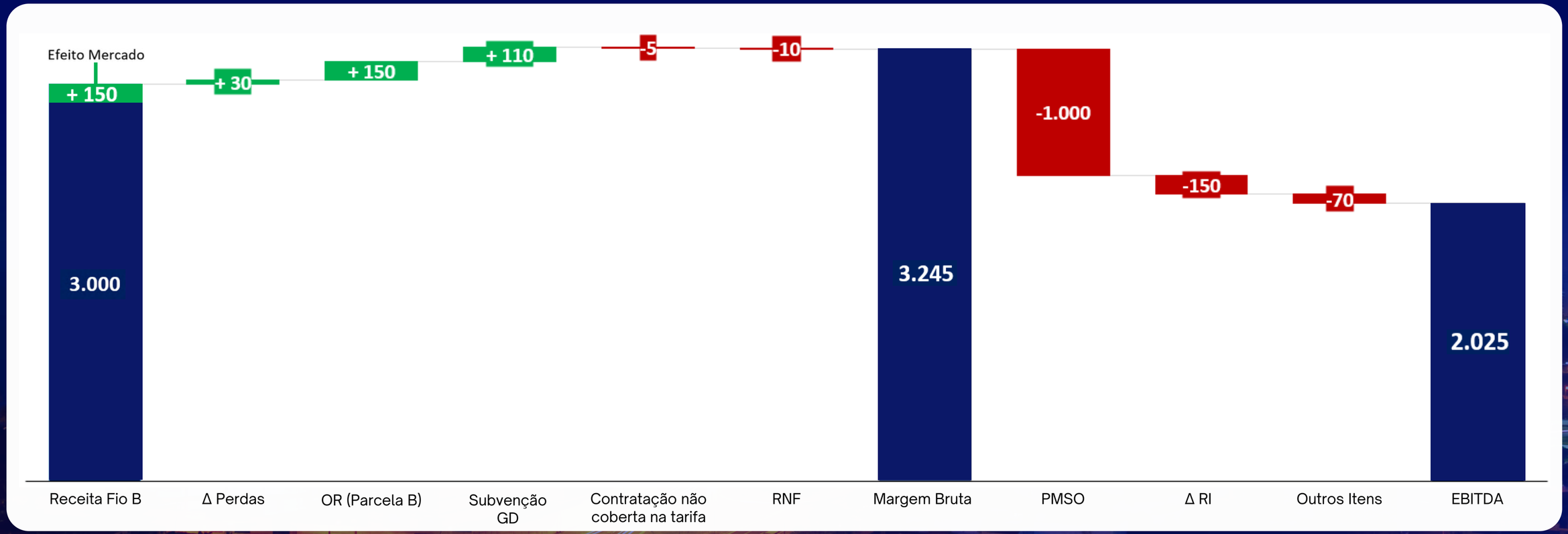
Dados Regulatórios

Onde encontrar estes dados?

https://ri.equatorialenergia.com.br/informacoes-financeiras/dados-operacionais-e-financeiros/

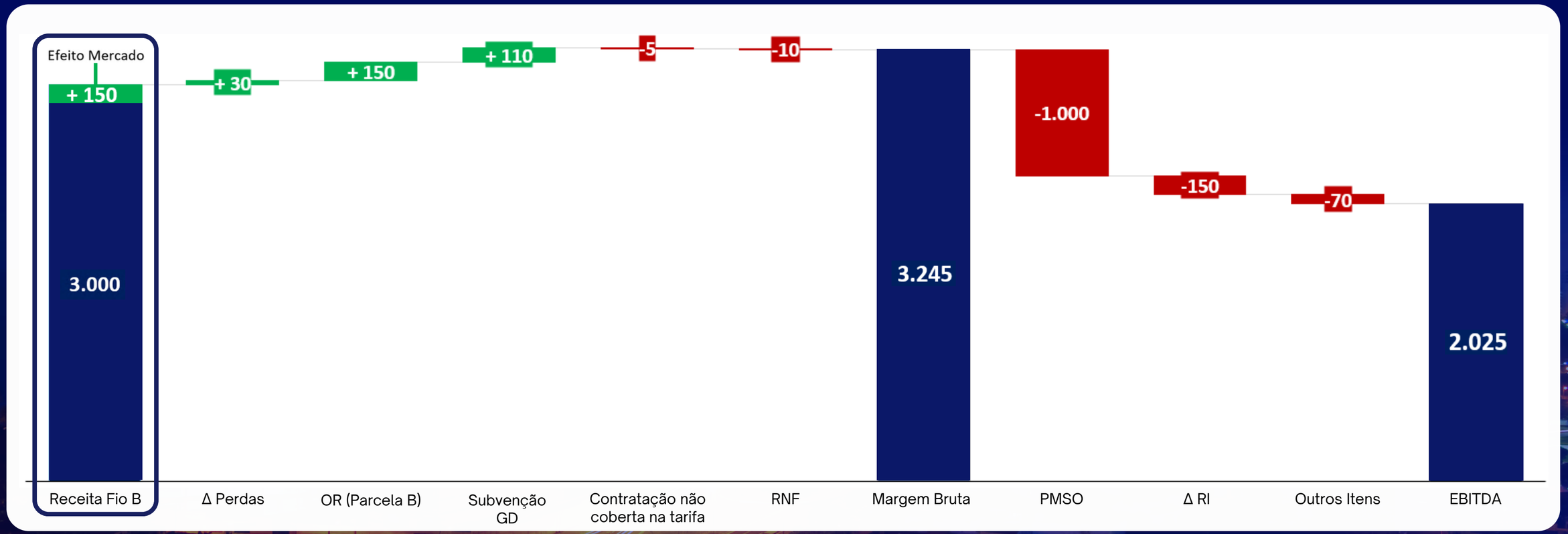
Pará		
Contrato Antigo	**2023**	**2024**
Processo	**RTP**	RTA
BRR Líquida	**8.545,0**	
Próxima RTP - 2027 (4 anos)		
Vencimento da Concessão - jul/28		
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	**1.591,0**	
Custos Operacionais (CO)	1.432,9	
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	30,1	
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	128,0	
Custo Anual dos Ativos (CAA)	**1.721,3**	
Remuneração do Capital (RC)	1.054,4	
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	482,8	
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	184,1	
CAOM + CAA	**3.312,4**	
VPB com ajustes de Mercado e Qualidade	3.322,4	
Ajuste de PB associado ao SCEE	54,4	
(-) Outras Receitas	*59,3*	
(-) Ultrapassagem de Demanda	*7,6*	
(-) Excedente de Reativo	*15,6*	
(-) UDEROR	82,6	
Receitas Irrecuperáveis	158,2	
Parcela B (VPB) - R$ Milhões	**3.294,2**	**3.609,8**
Mercado (GWh)	9.950,3	10.762,1
Tarifa Fio B - R$	**331,1**	**335,4**
Fator X	**2,83%**	**3,23%**
Pd	0,99%	0,99%
T	3,14%	3,13%
Q	-1,30%	-0,89%

Composição do EBITDA*



* Valores ilustrativos

Composição do EBITDA: Margem Bruta e Efeito Mercado



* Valores ilustrativos

Margem Bruta

Encontrando a Margem Bruta e Efeito Mercado

A margem bruta ou lucro bruto é o valor real da Parcela B, ajustado conforme variações no mercado real e outros fatores ao longo do tempo.

Principais diferenças entre Margem Bruta e Parcela B:

Margem Bruta	**Parcela B**
Ajustada pelo mercado real	Definida com base no mercado do ano teste e depois ajustada pelo Fator X nas RTAs

Para calcular a margem bruta, utiliza-se o valor da tarifa de uso do sistema de distribuição (fio B)[25] definido pela ANEEL (em R$/MWh), multiplicado pelo volume de mercado realizado.

A diferença entre a margem bruta e a Parcela B representa um ganho para a distribuidora, e é o que conhecemos como efeito mercado.

Composição da Parcela B		
Tarifa Fio B (R$/MWh)	250	A
Volume de Mercado Ano Teste (GWh)	7.500	B
Parcela B (R$ mi)	1.875	A x B = C

Composição da Margem Bruta		
Tarifa Fio B (R$/MWh)	250	A
Volume de Mercado Real (GWh)	7.800	D
Margem Bruta (R$ mi)	1.950	A x D = E

Nota: Valores ilustrativos.

Margem Bruta

Modelagem da Margem Bruta

Para a modelagem da margem bruta é necessário considerar duas premissas: (i) crescimento do mercado e (ii) evolução do Fator X. Com estas definições é possível seguir a seguinte lógica para a projeção da margem bruta de um período de 12 meses:

$$Faturada_1 = Faturada_0 \cdot (1 + Premissa\ Cresc.Mercado)$$

$$VPB_1 = MB_0 \cdot (1 + IVI - Fator\ X)$$

$$T_1 = \frac{VPB_1}{Faturada_0}$$

$$MB_1 = T_1 \cdot Faturada_1$$

Onde os valores representam um período de 12 meses, o subscrito ‘1’ indica o período futuro, o subscrito ‘0’ indica o período atual, e:

$$Faturada = Energia\ Faturada$$

$$VPB = Valor\ da\ Parcela\ B$$

$$MB = Valor\ da\ Margem\ Bruta$$

$$IVI = Índice\ de\ Variação\ da\ Inflação$$

$$T = Tarifa\ Fio\ B$$

Variáveis que Impactam o Mercado

O crescimento de mercado entre os períodos é um fator essencial para a modelagem financeira de uma distribuidora, dado que ele é necessário para o cálculo da Margem Bruta, que reflete a capacidade da distribuidora de gerar receita.

Em concessões onde ocorre aumento de demanda de energia, há um crescimento na receita das vendas de energia que impacta diretamente o EBITDA. Ao final de cada ciclo tarifário, o volume do mercado é ajustado.

Para a modelagem do crescimento de mercado, fatores macroeconômicos, demográficos, climáticos e regulatórios podem ser considerados, sendo a escolha definida pela correlação histórica das variáveis e critério do analista. Para o Grupo Equatorial existem alguns fatores com impacto significante para o crescimento de mercado, estes são:

- Quantidade de clientes
- Massa de Renda
- Desvio de Temperatura
- Número de Famílias
- PIB do Estado

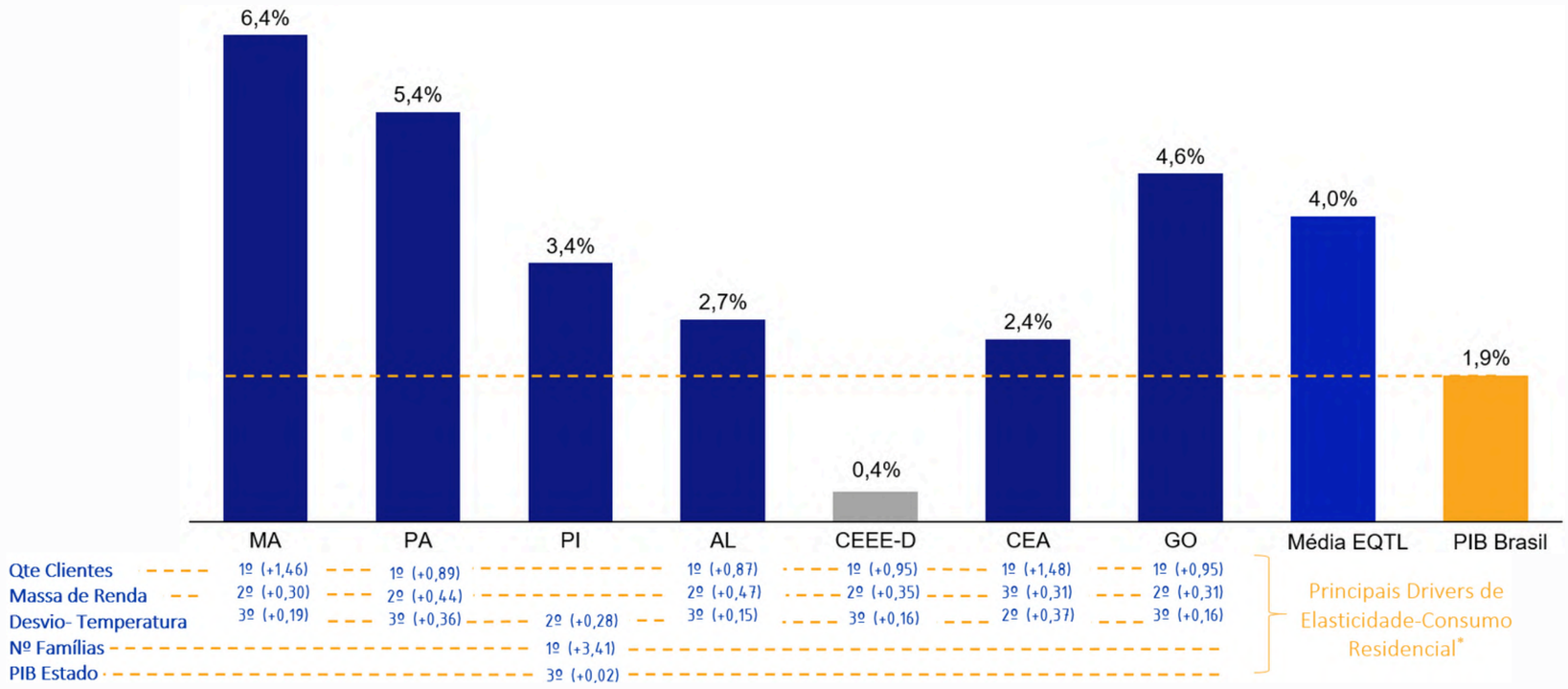


Variáveis que Impactam o Mercado

Histórico de crescimento de mercado

O Grupo Equatorial tem um histórico de crescimento de mercado robusto, evidenciado pelo desenvolvimento econômico nos estados onde atua. Nos últimos cinco anos, o crescimento da energia injetada nas regiões atendidas pela Equatorial foi duas vezes superior à média de crescimento do PIB nacional.

CAGR Injetada vs PIB - Últimos 5 anos (2019 a 2T24 LTM)



** Comportamento da elasticidade histórica até 2023*

Margem Bruta

Onde encontrar esses dados?

https://ri.equatorialenergia.com.br/informacoes-financeiras/dados-operacionais-e-financeiros/



Valores regulatórios:

Pará		
Contrato Antigo	**2023**	**2024**
Processo	**RTP**	RTA
BRR Líquida	**8.545,0**	
Próxima RTP - 2027 (4 anos)		
Vencimento da Concessão - jul/28		
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	**1.591,0**	
Custos Operacionais (CO)	1.432,9	
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	30,1	
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	128,0	
Custo Anual dos Ativos (CAA)	**1.721,3**	
Remuneração do Capital (RC)	1.054,4	
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	482,8	
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	184,1	
CAOM + CAA	**3.312,4**	
VPB com ajustes de Mercado e Qualidade	3.322,4	
Ajuste de PB associado ao SCEE	54,4	
(-) Outras Receitas	*59,3*	
(-) Ultrapassagem de Demanda	*7,6*	
(-) Excedente de Reativo	*15,6*	
(-) UDEROR	82,6	
Receitas Irrecuperáveis	158,2	
Parcela B (VPB) - R$ Milhões	**3.294,2**	**3.609,8**
Mercado (GWh)	9.950,3	10.762,1
Tarifa Fio B - R$	**331,1**	**335,4**
Fator X	**2,83%**	**3,23%**
Pd	0,99%	0,99%
T	3,14%	3,13%
Q	-1,30%	-0,89%

Dados Regulatórios Distribuição

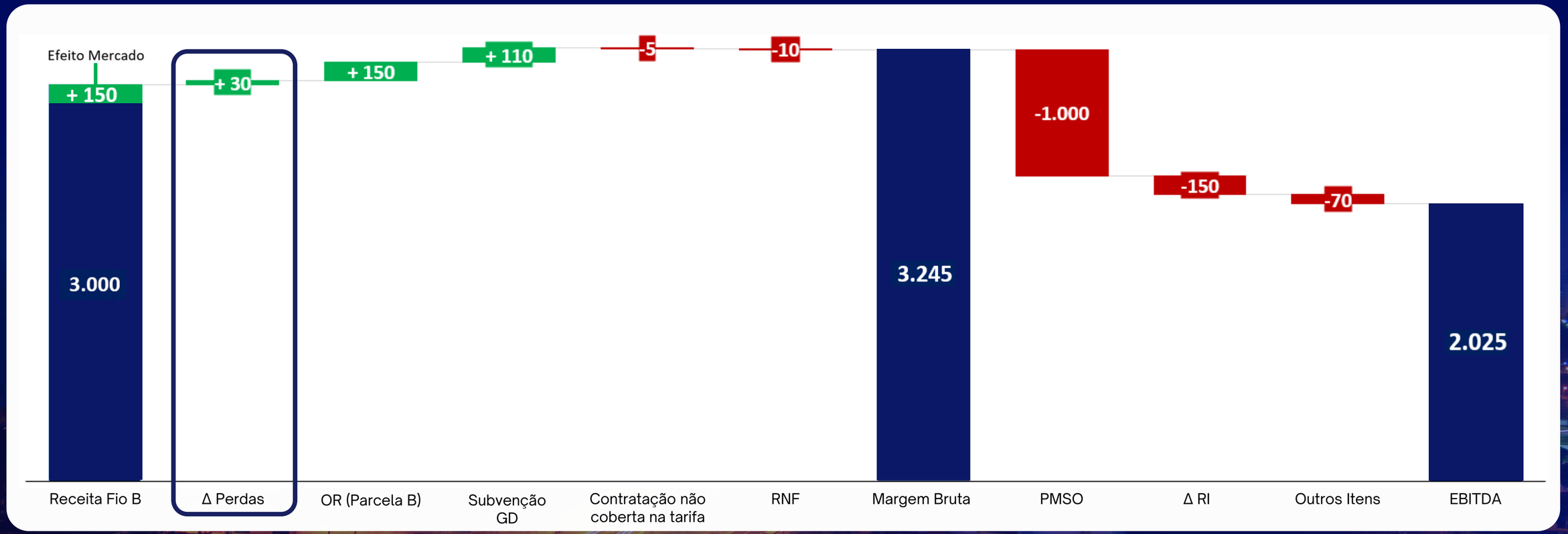
Mercados trimestrais reais:

Classes de consumo (MWh)	1T24	2T24
Maranhão		
Residencial	1.115.438	1.176.304
Industrial	30.591	30.951
Comercial	145.754	154.522
Outros	359.987	408.513
Total (cativo)	**1.651.769**	**1.770.291**
Industrial	110.565	100.054
Comercial	127.172	136.247
Outros	7.065	7.737
Consumidores livres	**244.802**	**244.038**
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	2.081	1.678
(-) Energia de Compensação GD (A)	120.532	139.372
Total Distribuida - Maranhão* (B)	**2.019.184**	**2.155.378**
Total Faturada (B) - (A)	**1.898.652**	**2.016.006**

(*) Inclui mercados cativo, livre, uso distribuidora e consumo próprio

Mercado Distribuição

Composição do EBITDA:
Δ Perdas



* Valores ilustrativos

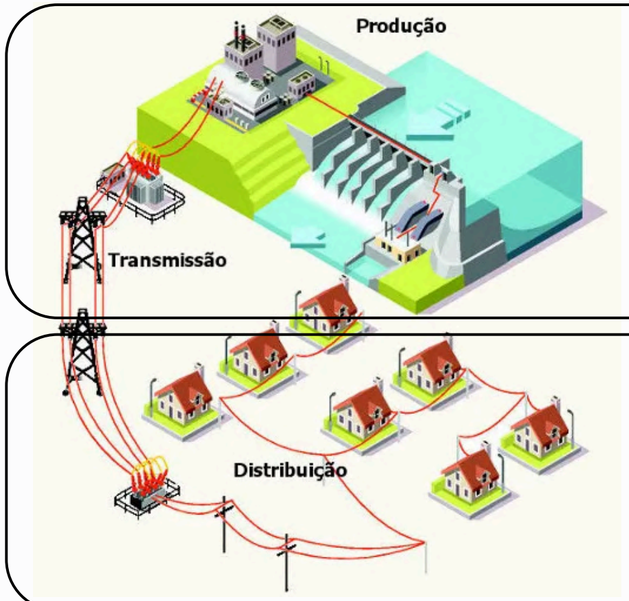
Δ Perdas (Submódulo 2.6 Proret)

Perdas Técnicas e Não Técnicas

Um dos componentes da Parcela A é o custo de aquisição de energia elétrica e geração própria. Esse custo inclui os valores regulatórios referentes às perdas de energia elétrica, que se dividem em dois tipos:

Perdas técnicas: perdas físicas obtidas por simulação e medição que ocorrem durante o transporte, transformação de tensão e medição de energia. Elas são calculadas com base em um percentual da energia injetada.

Perdas não técnicas: todas as outras perdas associadas à distribuição de energia elétrica.



Perdas Técnicas, que ocorrem principalmente na geração e transmissão, mas também em baixa tensão:

- Efeito Joule
- Perdas no núcleo de transformadores
- Perdas dielétricas

Perdas Não Técnicas dentro de distribuição:

- Furtos de energia
- Erros de medição
- Erros no processo de faturamento

Δ Perdas (Submódulo 2.6 Proret)

Modelagem do Impacto de Perdas

Nos custos não gerenciáveis está a compra de energia, cuja totalidade é repassada aos consumidores. No entanto, ao comprar energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a distribuidora considera as perdas reais, enquanto na tarifa só as perdas regulatórias são levadas em conta.

Caso as perdas reais superarem as regulatórias, o **custo da energia adicional recai sobre a distribuidora.** Mas se forem menores, a distribuidora obtém um ganho.

Para modelar as perdas, se pode seguir a seguinte lógica:

$$\Delta Perdas_1 = \Delta Perdas\ Volume_1 \cdot PMix_1$$

$$\Delta Perdas\ Volume_1 = Injetada\ Real_1 - Injetada\ \ Aj.\ Reg_1$$

$$Injetada\ \ Aj.\ Reg_1 = \frac{Injetada\ Real_1 * (1 - Perdas\ Real_1)}{(1 - Perdas\ Reg_1)}$$

$$Injetada\ Aj.Reg = Injetada\ real\ ajustada\ com\ perdas\ regulatórias$$

PMix[26] e injetada real são ajustadas com base em uma premissa de crescimento, enquanto as perdas reais e regulatórias são premissas independentes.

Δ Perdas (Submódulo 2.6 Proret)

Calculando Perdas Regulatórias e Reais

Equatorial Alagoas - RTP, 2024 SPARTA

Perdas Regulatórias:

Quadro de mercado

Mercado		MWh
Fornecimento	A	3.353.707,22
Suprimento (Mercado TUSD)	B	-
Livre Total + Distribuição	C	959.823,25
A1	D	-
BT	E	2.670.247,91

Calculo de perdas

Descrição		
% Não Técnica (s/ Baixa Tensão)		15,86%
% Técnica (s/ merc. injetado)		9,13%
% Rede Básica (s/ merc. Injetado)		2,31%
Perda Não Técnica	F	423.577,27
Perda Técnica	G	508.333,15
Perda Rede Básica sobre Dist.	H	21.524,98
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	I	77.462,89

Energia

	Fórmula	Regulatório 4T24 Homologado
Perda Total/Injetada - Regulatória	(F+G)/(A+B+C+F+G)	17,8%
Perda Não Técnica/Injetada - Regulatória	F/E	15,9%

Planilha Dados Financeiros e Operacionais

Perdas Regulatórias Homologadas:

Alagoas (%) - últ. 12 meses (%)	4T24
PT / Inj	16,9%
PT / Inj - Regulatória	17,8%
PNT / BT	14,8%
PNT / BT - Regulatória	15,9%

Perdas Distribuição

Perdas Reais:

Bal. energético (MWh) - Alagoas	Fórmula	4T24
Sistema interligado		1.355.715
Energia injetada pela Geração Distribuída		179.815
Energia injetada	**A**	**1.535.530**
Energia distribuída*		1.272.890
Energia de conexão com outras distribuidoras		3.318
Perdas totais	**B**	259.322
Perdas sem Geração Distribuída		192.062
Perdas totais (%)	**B/C**	16,9

Bal. Energético Distribuição

Δ Perdas

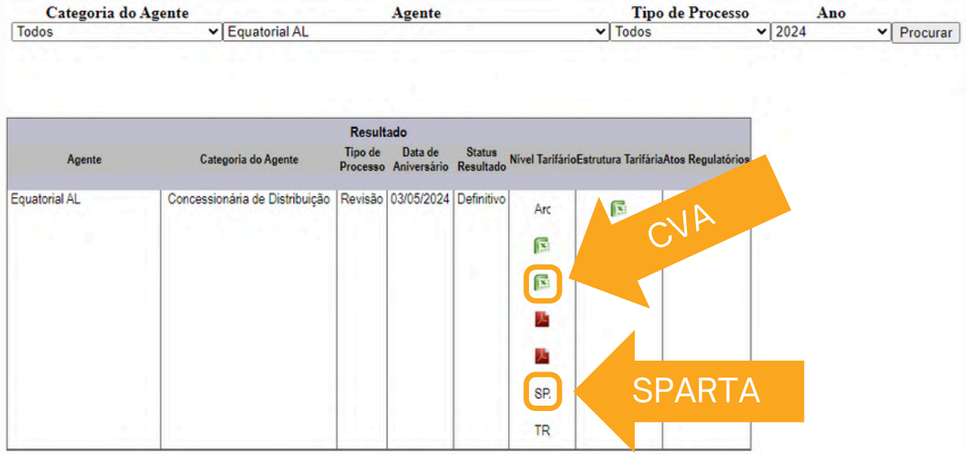
Onde encontrar esses dados?

https://ri.equatorialenergia.com.br/informacoes-financeiras/dados-operacionais-e-financeiros/



https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/

Valores de Pmix do Ano Teste na CVA e SPARTA:



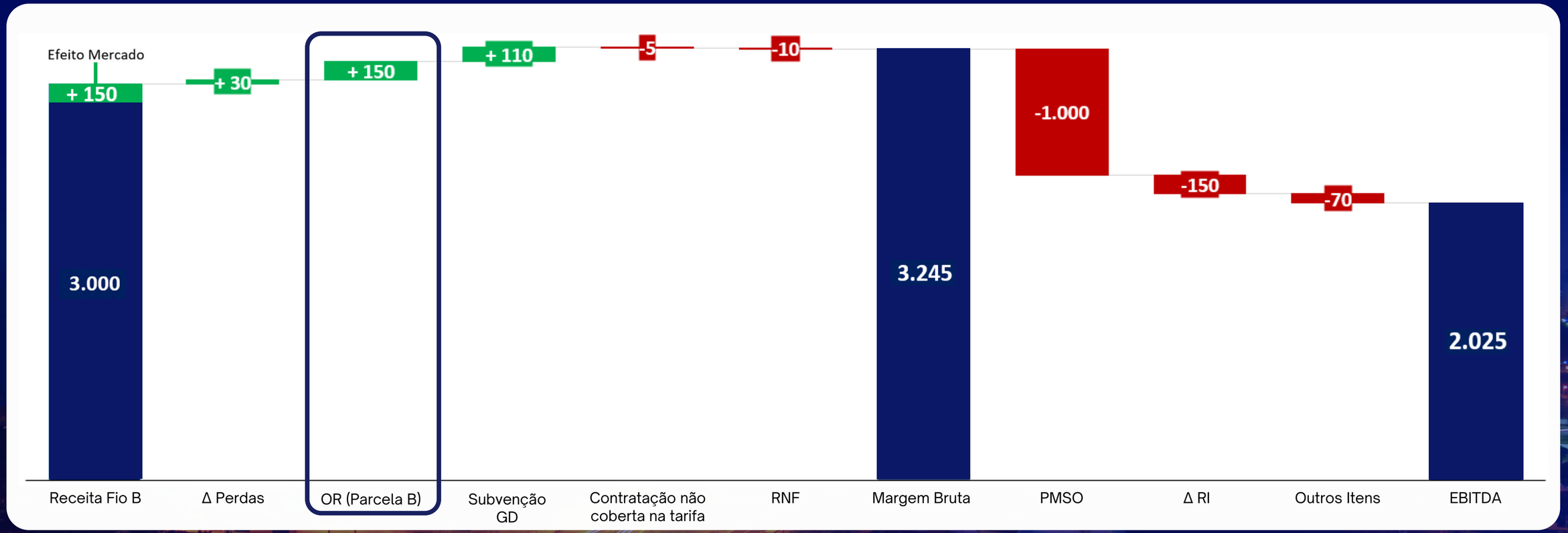
CVA:

VALORAÇÃO DA GLOSA DE ENERGIA

Mês	Carga Real(MWh)	Carga Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R$/MWh)	Cobertura (R$/MWh)	Ajuste de Glosa (R$)	Índice de Atualização	Ajuste de Glosa atualizado
2/1/2023	362.545,26	381.319,68	0,00	215,99	210,75	0,00	13,59%	0,00
3/1/2023	405.444,11	426.440,05	0,00	214,63	210,75	0,00	12,33%	0,00
4/1/2023	376.698,12	396.205,44	0,00	224,20	210,75	0,00	11,2%	0,00
5/1/2023	373.224,93	392.552,39	0,00	225,75	229,88	0,00	9,99%	0,00
6/1/2023	322.901,45	339.622,91	0,00	219,53	231,20	0,00	8,83%	0,00
7/1/2023	320.614,72	337.217,76	0,00	222,53	231,20	0,00	7,62%	0,00
8/1/2023	324.849,98	341.672,34	0,00	222,07	231,20	0,00	6,5%	0,00
9/1/2023	321.279,58	337.917,05	0,00	215,55	231,20	0,00	5,46%	0,00
10/1/2023	361.335,91	380.047,70	0,00	201,65	231,20	0,00	4,53%	0,00
11/1/2023	378.184,01	397.768,27	0,00	212,84	231,20	0,00	3,57%	0,00
12/1/2023	390.018,47	410.215,59	0,00	204,42	231,20	0,00	2,67%	0,00
1/1/2024	412.464,97	433.824,47	0,00	198,61	231,20	0,00	1,8%	0,00
Total	**4.349.561,50**	**4.574.803,64**	**0,00**			**0,00**		**0,00**

Glosa Perdas

Composição do EBITDA:
Outras Receitas (OR) Parcela B



* Valores ilustrativos

UDEROR (Submódulo 2.7 Proret)

Ultrapassagem de Demanda (UD), Excedente Reativo (ER) e Outras Receitas (OR)

Ultrapassagem de Demanda

Quantidade arrecadada na cobrança de demandas que excedem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão.

Excedente de Reativo

Quantidade arrecadada na cobrança dos montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringiram o limite de 0,92.

Outras Receitas (Parcela B)

Receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica e receitas de outras atividades empresariais.

A **ultrapassagem de demanda** e o **excedente reativo** fazem parte dos componentes que ajustam a Parcela B e diretamente beneficiam o consumidor.

- Eles entram como uma receita extra na composição da Margem Bruta, mas não é uma "receita" direta já que é **repassada via modicidade tarifária.**
- Já **outras receitas** funcionam de maneira semelhante, mas 60% do montante é repassado ao consumidor.

Para modelagem entre períodos é necessário contabilizar a ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, porém deve-se considerar que estes ganhos serão descontados da Parcela B nas RTPs em contratos antigos e nas RTAs em contratos novos.

UDEROR (Submódulo 2.7 Proret)

Outras Receitas (Parcela B)

Ultrapassagem de Demanda

Quantidade arrecadada na cobrança de demandas que excedem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão.

Excedente de Reativo

Quantidade arrecadada na cobrança dos montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringiram o limite de 0,92.

Outras Receitas (Parcela B)

Receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica e receitas de outras atividades empresariais.

Outras receitas são decorrentes de atividades econômicas que não estão diretamente ligadas à distribuição de energia, como, por exemplo: aluguel de postes, aluguéis de imóveis e prestação de serviços técnicos.

- A linha de outras receitas possui um percentual de compartilhamento de 40% para a distribuidora. O resto é repassado para o consumidor final como dedução na Parcela B pós RTP em contratos antigos, e pós RTA em contratos novos

Para a modelagem de outras receitas simplesmente deve-se considerar a premissa de crescimento e o fato que 60% da receita é usada como dedução na próxima RTP.

Outras Receitas (Parcela B)

Onde encontrar estes dados?

https://ri.equatorialenergia.com.br/informacoes-financeiras/dados-operacionais-e-financeiros/



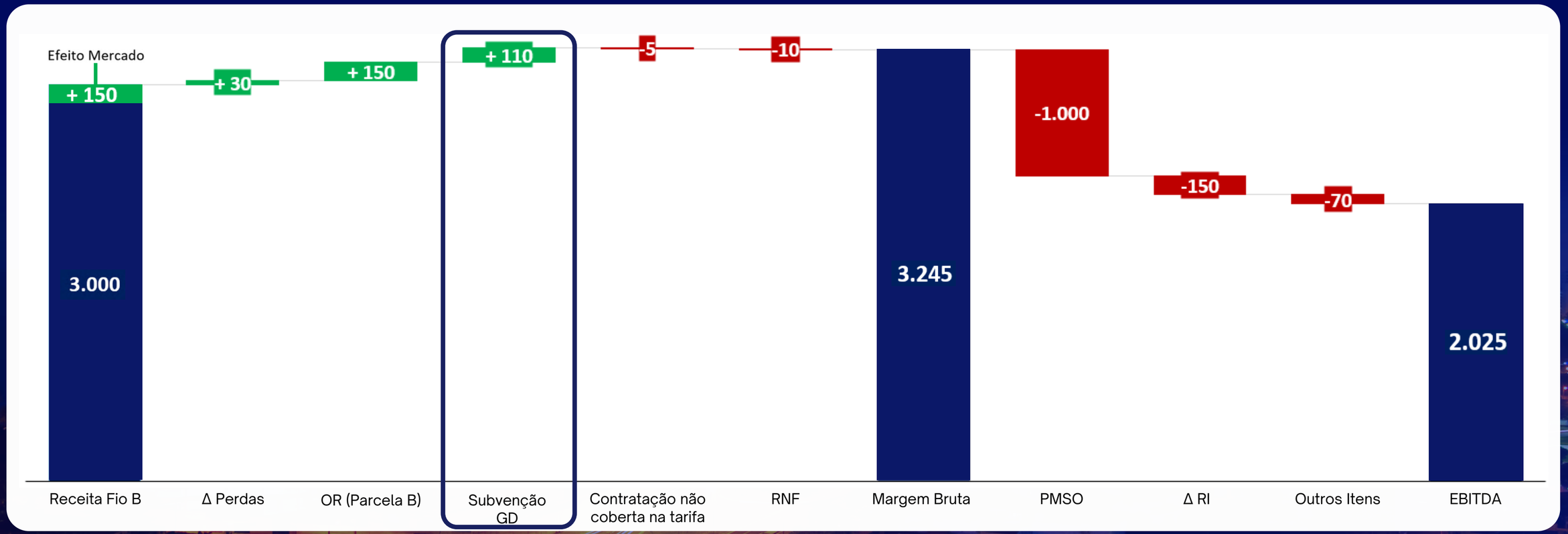
Pará		
Contrato Antigo	2023	2024
CAOM + CAA	**3.312,4**	
VPB com ajustes de Mercado e Qualidade	3.322,4	
Ajuste de PB associado ao SCEE	54,4	
(-) Outras Receitas	*59,3*	
(-) Ultrapassagem de Demanda	*7,6*	
(-) Excedente de Reativo	*15,6*	
(-) UDEROR	82,6	
Receitas Irrecuperáveis	158,2	
Parcela B (VPB) - R$ Milhões	**3.294,2**	**3.609,8**

Dados Regulatórios Distribuição

Resultados 2T24 (Tabela 2T23 abaixo)							
Demonstração do resultado por empresa (R$ mil)	**Maranhão**	**Pará**	**Piauí**	**Alagoas**	**CEEE-D**	**CEA**	**Goiás**
Receita Operacional	**2.063**	**3.411**	**1.248**	**1.078**	**1.725**	**565**	**3.656**
Outras receitas	133	334	78	85	201	99	479

DRE Individual

Composição do EBITDA: Subvenção GD



* Valores ilustrativos

Subvenção GD (Processo nº 48500.005466/2023-91)

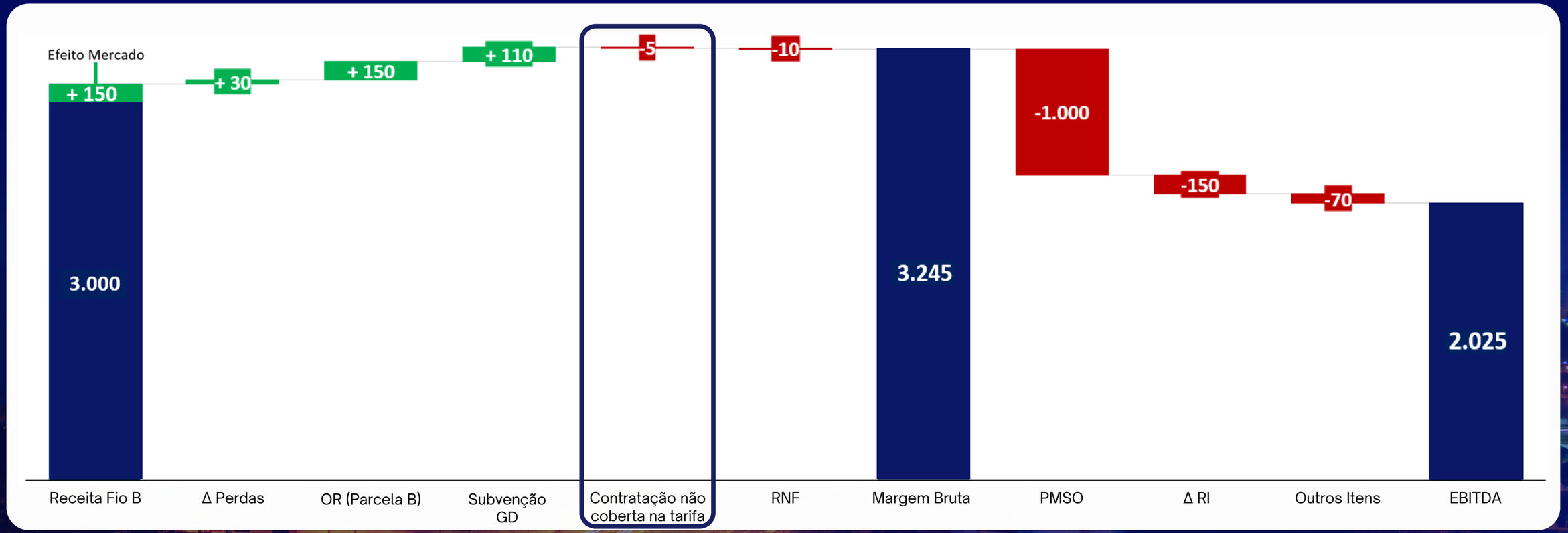
Geração Distribuída (GD)

A geração distribuída inclui centrais geradoras de energia elétrica de qualquer tamanho, conectadas diretamente ao sistema de distribuição ou às instalações de consumidores. Essas centrais podem operar em paralelo com a rede ou de forma independente e podem ou não ser despachadas pela ONS.

Os consumidores que aderiram à geração distribuída passam por um processo de transição. Dependendo da data de conexão e da situação específica, eles são classificados em diferentes tipos de GD, com diferenças nos descontos tarifários que recebem:

- GD I: Conexões realizadas **até 07/01/2023**. Esses consumidores têm isenção total da tarifa fio B até 2045.
- GD III: Conexões feitas **após 07/01/2023**, com potência de geração acima de 500 kW, não despachável, que se enquadram em autoconsumo remoto ou que tem geração compartilhada com uma única unidade consumidora com +25% dos excedentes. Até 2028 (ou 2030 em alguns casos), esses consumidores recebem descontos na tarifa de transmissão, mas não na tarifa fio B.
- GD II: Conexões feitas após 07/01/2023 que **não se encaixam nos critérios de GD III**. Esses consumidores têm um desconto na tarifa fio B, que está sendo reduzido gradualmente até 2028 (ou 2030 em alguns casos). Atualmente, o desconto é de 70%.

Composição do EBITDA:
Contratação não coberta na tarifa



* Valores ilustrativos

Sobrecontratação (Submódulo 4.3 Proret)

Contratação não coberta na tarifa

No Ambiente de Contratação Regulada[14], a distribuidora compra energia e repassa o custo inteiramente ao consumidor, sem obter ganhos financeiros. A ANEEL permite que as distribuidoras incluam até 105% do montante necessário para atender seu mercado na tarifa. Porém, caso a contratação exceda esse limite, os custos da energia excedente são arcados pela própria distribuidora.

Quando há sobrecontratação podemos seguir a seguinte lógica para encontrar o volume sobrecontratado:

$$Volume\ Sobrecontratado = Mercado - \frac{Mercado \cdot 105\%}{Sobrecontratação\%}$$

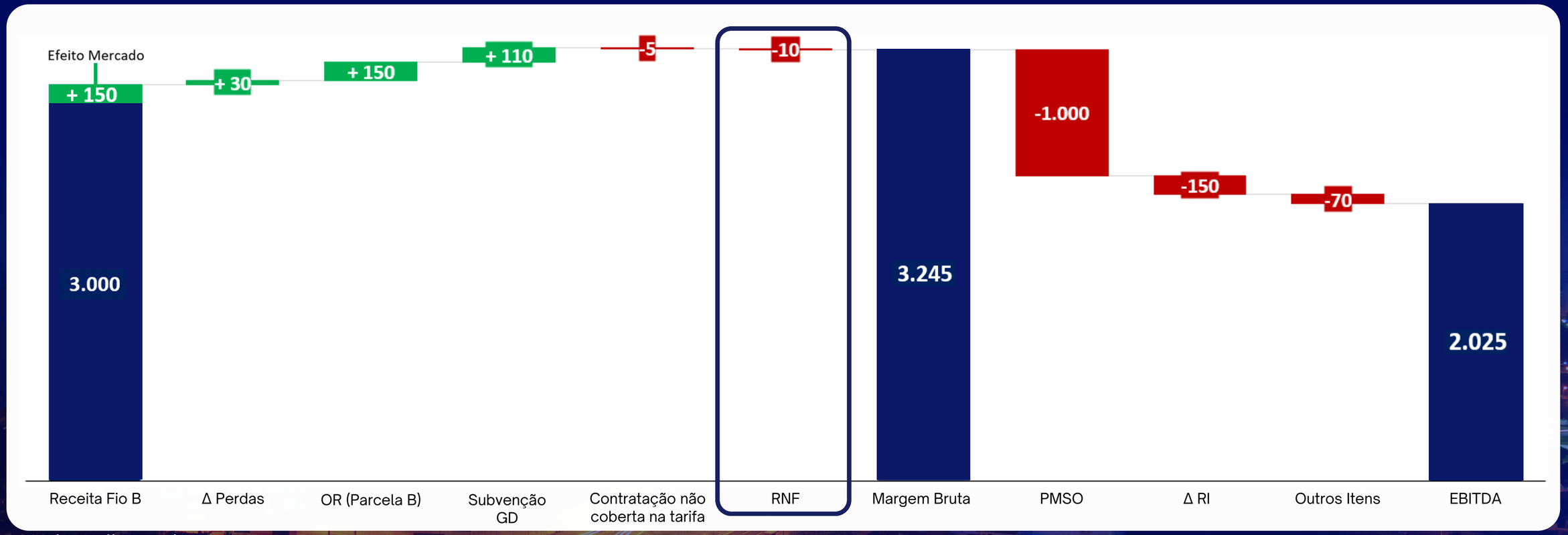
O impacto financeiro é determinado multiplicando o volume sobrecontratado pela diferença entre Pmix e o PLD.

No ano de 2024, todas as distribuidoras do Grupo Equatorial ficaram dentro do limite regulatório de 100 a 105%.

Release de Resultados:

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	102,35%	103,68%	102,77%	106,57%	103,92%	110,02%	105,81%
% desconsiderando involuntária	102,35%	103,68%	102,77%	100,00%	103,92%	104,04%	100,00%

Composição do EBITDA:
Renda Não Faturada (RNF)



* Valores ilustrativos

Renda Não Faturada

(Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, ANEEL 2022)

A renda não faturada (RNF) é uma receita que ainda não foi cobrada e afeta a arrecadação da distribuidora. No longo prazo não impacta a modelagem financeira, mas pode afetar os resultados da distribuidora no **curto prazo** (entre os períodos tarifários).

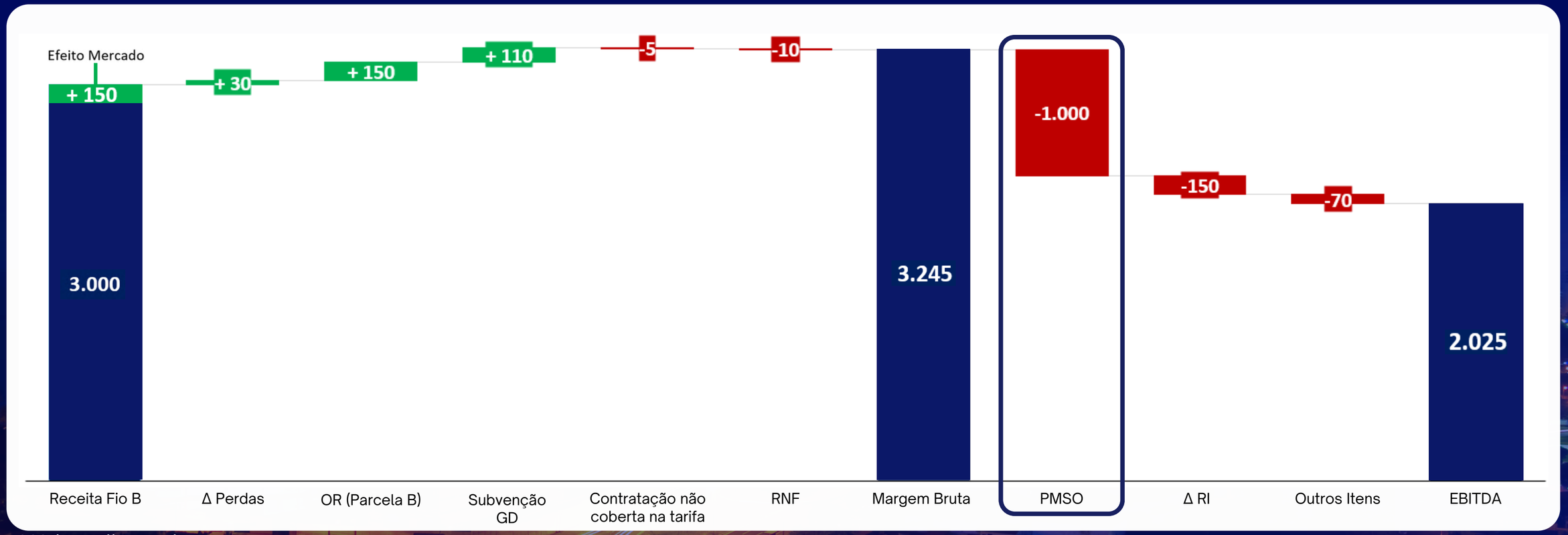
Ela é contabilizada entre a data de leitura do consumo e o fechamento do mês, com base em uma estimativa do volume de energia consumida, mas ainda não faturada. Quando não é possível determinar o valor exato, utiliza-se a média histórica dos últimos três meses de faturamento como base de cálculo.

No início de cada mês, pode haver ajustes se o estorno da renda não faturada do mês anterior superar a receita estimada do mês atual, resultando em um saldo devedor. Esse saldo deve ser ajustado para garantir que a conta mantenha sempre um saldo credor.

Release de Resultados:

Análise da receita	4T23								4T24								Δ%
R$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Vendas as classes	1.533	2.475	965	849	1.165	276	2.567	9.830	1.642	2.429	1.003	814	1.215	305	2.782	10.190	4%
Renda Não Faturada	6	(14)	36	13	30	(4)	(38)	28	5	(13)	3	6	7	2	(107)	(98)	-446%

Composição do EBITDA: Custos Operacionais (PMSO)



* Valores ilustrativos

Custos Operacionais

PMSO Real x PMSO Regulatório

O PMSO da distribuidora pode variar significativamente entre períodos. Uma abordagem para modelar o PMSO real em relação ao regulatório é começar pela projeção dos custos operacionais regulatórios e calcular o PMSO real separadamente, utilizando o indicador PMSO/Consumidor, conforme a lógica a seguir:

$$\left(\frac{PMSO}{Consumidor}\right)_1 = \left(\frac{PMSO}{Consumidor}\right)_0 \cdot (IPCA - Premissa\ Outperformance)$$

$$PMSO\ Real_1 = \left(\frac{PMSO}{Consumidor}\right)_1 \cdot \#\ de\ Consumidores_1$$

$$VPB_1 = MB_0 \cdot (1 + IVI - Fator\ X)$$

$$PMSO\ Reg_1 = VPB_1 \cdot \frac{PMSO\ Reg_0}{VPB_0}$$

Onde os valores representam um período de 12 meses, o subscrito ‘1’ indica o período futuro, o subscrito ‘0’ indica o período atual, o # de consumidores é ajustado por uma premissa de crescimento, e:

$$VPB = Valor\ da\ Parcela\ B$$

$$MB = Margem\ Bruta$$

$$IVI = Índice\ de\ Variação\ da\ Inflação$$

Custos Operacionais

Onde encontrar esses dados?

https://ri.equatorialenergia.com.br/informacoes-financeiras/dados-operacionais-e-financeiros/



Valores regulatórios:

Pará		
Contrato Antigo	2023	2024
Processo	**RTP**	RTA
BRR Líquida	**8.545,0**	
Próxima RTP - 2027 (4 anos)		
Vencimento da Concessão - jul/28		
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	**1.591,0**	
Custos Operacionais (CO)	1.432,9	
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	30,1	
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	128,0	
Custo Anual dos Ativos (CAA)	**1.721,3**	
Remuneração do Capital (RC)	1.054,4	
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	482,8	
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	184,1	
CAOM + CAA	**3.312,4**	
VPB com ajustes de Mercado e Qualidade	3.322,4	
Ajuste de PB associado ao SCEE	54,4	
(-) Outras Receitas	*59,3*	
(-) Ultrapassagem de Demanda	*7,6*	
(-) Excedente de Reativo	*15,6*	
(-) UDEROR	82,6	
Receitas Irrecuperáveis	158,2	
Parcela B (VPB) - R$ Milhões	**3.294,2**	**3.609,8**
Mercado (GWh)	9.950,3	10.762,1
Tarifa Fio B - R$	**331,1**	**335,4**
Fator X	**2,83%**	**3,23%**
Pd	0,99%	0,99%
T	3,14%	3,13%
Q	-1,30%	-0,89%

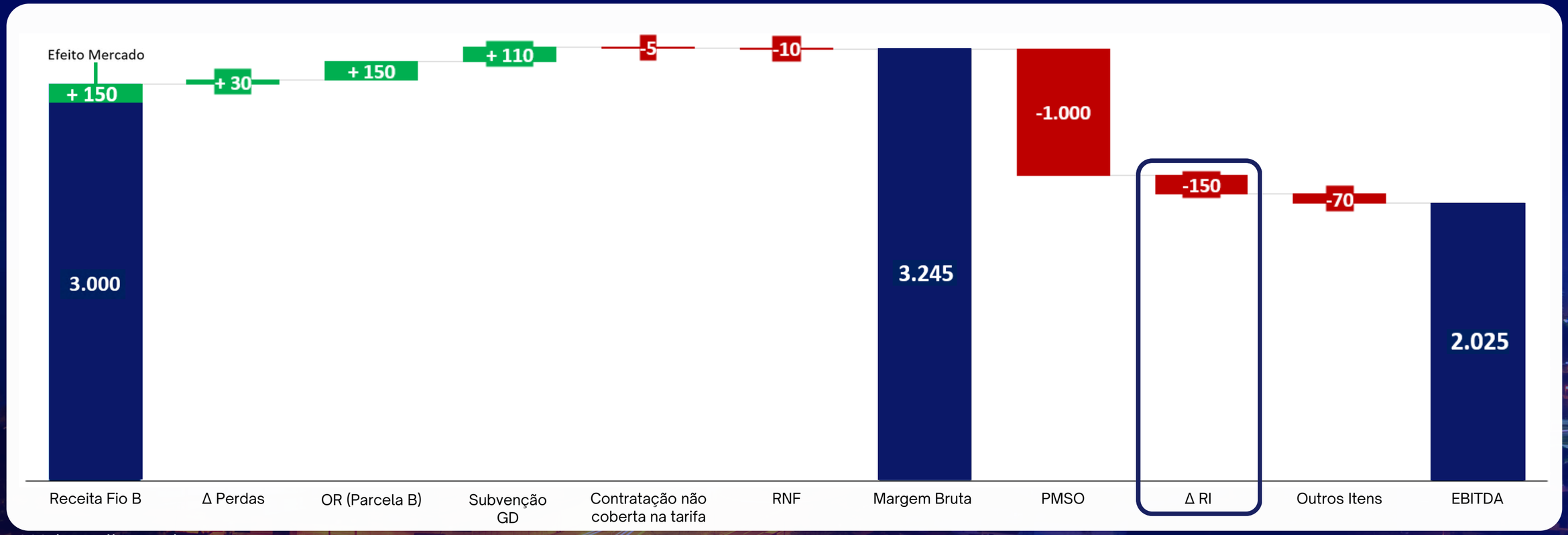
Dados Regulatórios Distribuição

Valores reais:

Pará		
PMSO Ajustado	171	177
Ebitda Ajustado	650	706
Resultado Financeiro Ajustado	(97)	(61)
Lucro Ajustado	363	425

Informações Financeiras Aj.

Composição do EBITDA:
Δ Receitas Irrecuperáveis (RI)



* Valores ilustrativos

Δ Receitas Irrecuperáveis (Submódulo 2.6 Proret)

RI x PECLD

A receita irrecuperável (RI), prevista pela ANEEL, é a quantidade da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores, após todas as ações possíveis de cobrança.

O que termina sendo comparado com a RI são as Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa (PECLD), que são as estimativas reais de perdas financeiras relacionadas a valores a receber, que possuem alta possibilidade de não serem pagas pelos devedores.

- O limite regulatório da RI imposto pela ANEEL termina sendo considerado na tarifa final para o consumidor, mas valores da PECLD acima do limite não.

Para modelar RI x PECLD, podemos ajustar a RI pelo Fator X e crescimento de mercado, e multiplicar esse valor pela premissa de eficiência.



Δ Receitas Irrecuperáveis

Onde encontrar esses dados?

https://ri.equatorialenergia.com.br/informacoes-financeiras/dados-operacionais-e-financeiros/



Provisões Reais:

Demonstração do resultado por empresa (R$ mil)	Maranhão	Pará	Piauí	Alagoas	CEEE-D	CEA
Margem Bruta Operacional	**560**	**1.067**	**335**	**276**	**252**	**200**
Custo/despesa operacional	**-244**	**-283**	**-116**	**-76**	**-240**	**-41**
Pessoal	-59	-49	-22	-20	-38	-9
Material	-6	-4	-2	-5	-5	-1
Serviço de terceiros	-115	-120	-66	-48	-83	-21
Provisões	-32	-62	-19	-10	-51	-4

DRE Individual

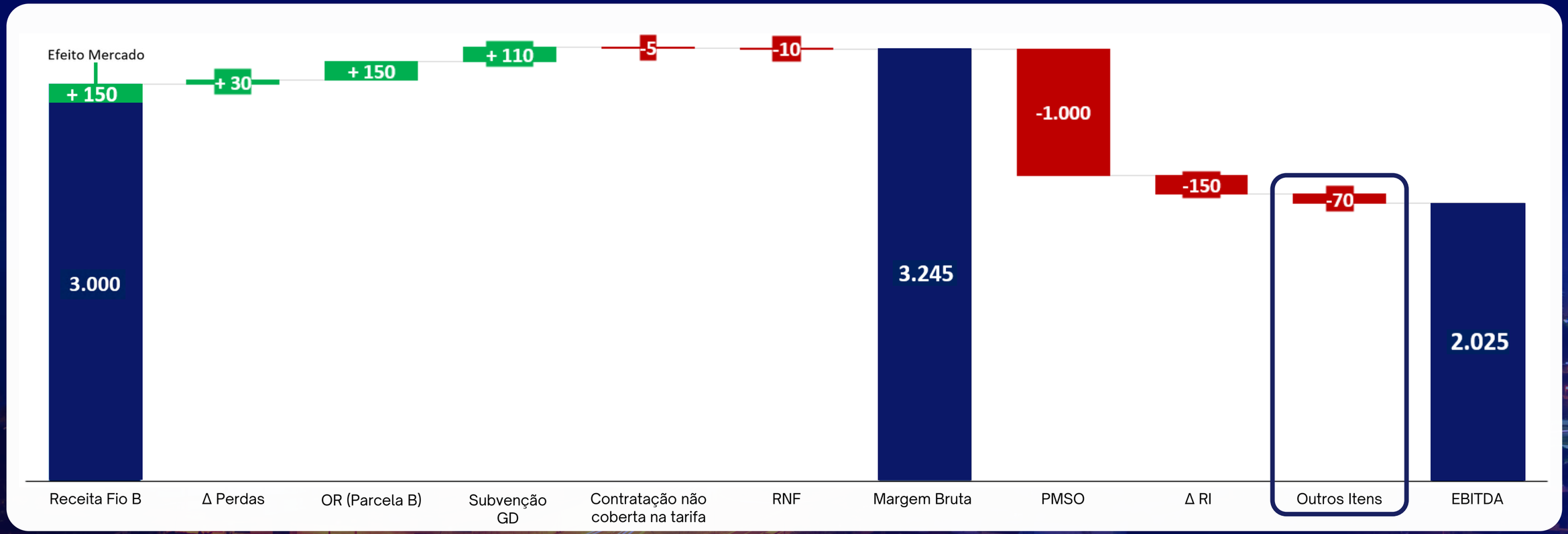
Receitas Irrecuperáveis Regulatórias:

Pará		
Contrato Antigo	**2023**	**2024**
Processo	**RTP**	RTA
BRR Líquida	**8.545,0**	
Próxima RTP - 2027 (4 anos)		
Vencimento da Concessão - jul/28		
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	**1.591,0**	
Custos Operacionais (CO)	1.432,9	
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	30,1	
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	128,0	
Custo Anual dos Ativos (CAA)	**1.721,3**	
Remuneração do Capital (RC)	1.054,4	
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	482,8	
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	184,1	
CAOM + CAA	**3.312,4**	
VPB com ajustes de Mercado e Qualidade	3.322,4	
Ajuste de PB associado ao SCEE	54,4	
(-) Outras Receitas	*59,3*	
(-) Ultrapassagem de Demanda	*7,6*	
(-) Excedente de Reativo	*15,6*	
(-) UDEROR	82,6	
Receitas Irrecuperáveis	158,2	
Parcela B (VPB) - R$ Milhões	**3.294,2**	**3.609,8**
Mercado (GWh)	9.950,3	10.762,1
Tarifa Fio B - R$	**331,1**	**335,4**
Fator X	**2,83%**	**3,23%**
Pd	0,99%	0,99%
T	3,14%	3,13%
Q	-1,30%	-0,89%

-70

Dados Regulatórios Distribuição

Composição do EBITDA:
Outros Itens



* Valores ilustrativos

Outros Itens que Impactam o EBITDA

Multas por Indicadores de Qualidade (REN n. 956, 2021)

DEC

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia.

FEC

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora de conjunto considerado.

Cada concessão tem limites regulatórios para DEC e FEC. O descumprimento desses limites resulta em multas financeiras, incentivando o controle de qualidade.

Release de Resultados:

MARGEM BRUTA

Análise da receita	4T23								4T24								Δ%
R$ milhões	MA	PA	[illegible]	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(=) Receita operacional bruta	2.1[illegible]	[illegible]	1.384	1.233	1.699	439	3.818	14.460	2.360	3.912	1.416	1.125	2.026	561	4.240	15.638	8%
(+) Deduções à receita	(5[illegible]	[illegible]48)	(386)	(361)	(522)	(53)	(1.190)	(3.902)	(634)	(899)	(375)	(290)	(526)	(90)	(1.170)	(3.983)	2%
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(4[illegible]	(671)	(317)	(252)	(326)	(24)	(768)	(2.792)	(550)	(777)	(328)	(252)	(348)	(82)	(894)	(3.231)	16%
Compensações Indicadores de Qualidade	(7)	(11)	(8)	(7)	(9)	(1)	(58)	(100)	(5)	(16)	(5)	(1)	(22)	(1)	(53)	(103)	3%

Outros Itens que Impactam o EBITDA

Multas por Atraso de Pagamentos e Provisões

Release de Resultados:

MARGEM BRUTA

Análise da receita	4T23								4T24								Δ%
R$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
(+) Outras receitas	370	575	215	196	305	45	531	2.238	373	723	263	221	331	109	631	2.651	18%
Subvenção baixa renda	93	121	50	46	15	10	41	376	95	124	58	53	19	10	50	408	8%
Subvenção CDE outros	33	142	37	32	57	19	86	407	38	140	59	35	90	33	143	538	32%
CDE Geração Distribuída	-	-	-	-	-	-	-	-	21	72	29	16	(6)	30	68	229	N/A
Uso da rede	135	37	65	146	7	242	679	62	158	41	72	158	13	278	781	15%	
Atualização ativo financeiro	111	64	15	2	11	(0)	(5)	198	45	95	3	3	5	1	25	178	-10%
Bandeira Tarifária	6	8	3	3	4	1	-	26	72	82	35	28	26	15	(0)	257	896%
Multa por atraso de pagamento	16	27	9	7	7	3	21	90	18	30	11	8	9	3	25	103	14%

Release de Resultados:

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	4T23								4T24								Δ%
R$ milhões		PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
PECLD e perdas	100	47	19	10	(2)	11	79	263	82	110	71	42	3	(9)	(26)	272	3%
% Receita bruta (s/ receita de const	*5.3%*	*1.6%*	*1.6%*	*1.0%*	*-0.1%*	*3.1%*	*2.3%*	***2.1%***	*4.0%*	*3.6%*	*5.9%*	*4.2%*	*0.2%*	*-2.1%*	*-0.7%*	***2.1%***	
Provisões - contingências	13	1	4	2	48	(2)	39	105	2	3	3	2	14	0	(39)	(14)	-113%
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	40	40	-	-	-	-	-	-	(4)	(4)	-110%

Cenário Conceitual

Realizado/Projetado	R	P	P	P
Processo Tarifário Contrato Antigo	RTP	RTA	RTA	RTA
Distribuidora A - R$ Milhões	2023	2024	2025	2026
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	**1.650**	**1.869**	**2.117**	**2.398**
Custos Operacionais (CO)	1.450	1.642	1.860	2.107
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	50	57	64	73
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	150	170	192	218
Custo Anual dos Ativos (CAA)	**1.800**	**2.039**	**2.309**	**2.616**
Remuneração do Capital (RC)	1.100	1.246	1.411	1.599
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	500	566	641	727
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	200	227	257	291
CAOM + CAA	**3.450**	**3.908**	**4.426**	**5.014**
VPB com ajustes de Mercado e Qualidade	3.460	-	-	-
Ajuste de PB associado ao SCEE	60	-	-	-
(-) Outras Receitas	*60*	-	-	-
(-) Ultrapassagem de Demanda	*10*	-	-	-
(-) Excedente de Reativo	*15*	-	-	-
(-) UDEROR	85	-	-	-
Receitas Irrecuperáveis (RI)	200	227	257	291
Parcela B (VPB) - R$ Milhões	**3.435**	**3.908**	**4.052**	**4.236**
Premissa | IPCA - Fator X	-	1,5%	1,5%	1,5%
Mercado Injetada (GWh)	**11.990**	**12.350**	**12.720**	**13.102**
Premissa | Crescimento de Mercado	-	3,0%	3,0%	3,0%
Mercado Faturada (GWh)	**11.000**	**11.238**	**11.575**	**11.923**
Tarifa Fio B - R$/MWh	**350**	**355**	**361**	**366**
IPCA	-	5%	5%	5%
Pmix (R$ / MWh)	**225**	**236**	**248**	**260**
Receita Fio B - R$ Milhões	3.850	3.992	4.174	4.364
Efeito Mercado - R$ Milhões	-	85	122	127
Δ Perdas (GWh)	-	**137**	**141**	**146**
Mercado Injetada Regulatório (GWh)	-	**12.487**	**12.862**	**13.247**
Premissa | Perdas Reais	9%	9%	9%	9%
Premissa | Perdas Regulatórias	-	10%	10%	10%
Impacto de Perdas - R$ Milhões	-	**32,4**	**35,1**	**37,9**
Outras Receitas (Parcela B) - R$ Milhões	**15**	**15,3**	**15,6**	**15,9**
Premissa | Crescimento OR	-	2%	2%	2%
Sobrecontratação - R$ Milhões	-	**(14)**	**(15)**	**(16)**
Sobrecontratação (GWh)	-	**59**	**60**	**62**
Premissa | Sobrecontratação	-	105,5%	105,5%	105,5%
Margem Bruta - R$ Milhões	-	4.026,3	4.209,5	4.401,2
PMSO Real - R$ Milhões	-	**(1.040)**	**(1.082)**	**(1.126)**
PMSO/Consumidor - R$	**250**	**253**	**255**	**258**
Premissa | Crescimento PMSO/Consumidor	-	4%	4%	4%
Número Consumidores - Mil	**4.000**	**4.120**	**4.244**	**4.371**
Premissa | Crescimento Consumidores	-	3%	3%	3%
Outperformence PMSO - R$ Milhões		**602**	**778**	**981**
PDD - R$ Milhões		**252**	**285**	**323**
Premissa | Eficiencia RI	-	90%	90%	90%
Outperformance/Underperformance RI - R$ Milhões		**25,2**	**28,5**	**32,3**
Provisões - R$ Milhões		**(10)**	**(10,2)**	**(10,4)**
Premissa | Crescimento Multas	-	1%	2%	2%
EBITDA Real	-	3.001	3.146	3.297

Composição EBITDA

Realizado/Projetado	R	R	R	R	R
Processo Tarifário Contrato Antigo	-	-	-	-	RTP
EQTL Maranhão - R$ Milhões	1T23	2T23	3T23	4T23	2023
Mercado Injetada (GWh)	**2.153**	**2.373**	**2.597**	**2.727**	**9.850**
Premissa | Crescimento de Mercado	-	-	-	-	-
Energia Compensada GD	18	21	26	28	93
Mercado Faturada (GWh)	**1.714**	**1.841**	**1.987**	**2.112**	**7.654**
Tarifa Fio B - R$/MWh	**258**	**259**	**247**	**241**	**251**
IPCA	-	-	-	-	-
Pmix (R$ / MWh)	**225**	**225**	**225**	**225**	**225**
Receita Fio B - R$ Milhões	447	482	498	516	1.947
Efeito Mercado - R$ Milhões	-	-	-	-	-
Δ Perdas (GWh)	**8**	**- 39**	**- 52**	**- 16**	**- 95**
Mercado Injetada Regulatório (GWh)	**2.160**	**2.335**	**2.545**	**2.711**	**9.755**
Premissa | Perdas Reais	16,6%	18,2%	18,9%	17,7%	18%
Premissa | Perdas Regulatórias	16,9%	16,9%	17,3%	17,3%	17%
Impacto de Perdas - R$ Milhões	**1,7**	**-8,7**	**-11,6**	**-3,6**	**-22,2**
Outras Receitas (Parcela B) - R$ Milhões	**11**	**11**	**18**	**14**	**32**
Premissa | Crescimento OR	-	-	-	-	-
Ultrapassagem de Demanda e Excessivo de Reativo - R$ Milhões	**- 3**	**- 4**	**- 4**	**- 5**	**-16**
Premissa | Crescimento UDER	-	-	-	-	-
Renda Não Faturada - R$ Milhões	**6**	**10**	**4**	**6**	**26**
Multas DEC e FEC - R$ Milhões	**- 10**	**- 7**	**- 4**	**- 7**	**- 28**
Multas por Atraso de Pagamento - R$ Milhões	**12**	**12**	**13**	**27**	**64**
Premissa | Crescimento Multas por Atraso de Pagamento	-	-	-	-	-
Sobrecontratação - R$ Milhões	-	-	-	-	-
Sobrecontratação (GWh)	-	-	-	-	-
Premissa | Sobrecontratação	102,2%	102,2%	100,2%	95,0%	-
Margem Bruta - R$ Milhões	443,2	494,9	513,0	547,0	2.002,6
PMSO Real - R$ Milhões	**- 152**	**- 169**	**- 165**	**- 172**	**- 658**
PMSO/Consumidor - R$	**56**	**62**	**61**	**63**	**61**
Premissa | Crescimento PMSO/Consumidor	-	-	-	-	-
Número Consumidores - Mil	**2.691.863**	**2.706.449**	**2.719.640**	**2.738.710**	**2.738.710**
Premissa | Crescimento Consumidores	-	-	-	-	-
Outperformence PMSO - R$ Milhões					
PDD - R$ Milhões	**- 27**	**- 24**	**- 23**	**- 33**	**- 107**
Premissa | Eficiencia RI	-	-	-	-	-
Provisões - R$ Milhões	**- 5**	**- 4**	**- 4**	**- 13**	**- 26**
Premissa | Crescimento Multas	-	-	-	-	-
EBITDA Real	259,2	297,9	321,0	329,2	1.207
Variação M B Release	0,5%	-0,7%	0,3%	-0,2%	0,0%
Ajustes Não Recorrentes	27	7	48	29	111
EBITDA Ajustado	286,2	304,9	369,0	358,2	1.318

GLOSSÁRIO

Glossário Normativo do Setor Elétrico ANEEL:
https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/glossario

[1]Price Cap: Modelo que estabelece tarifa máxima definida na Revisão Tarifária Periódica (RTP), ajustada anualmente por inflação e pelo Fator X, que compartilha os ganhos de produtividade das concessionárias com os consumidores até a próxima RTP.

[2]Receita Requerida: Corresponde à receita compatível com a cobertura dos custos de compra de energia, transmissão, encargos setoriais, custos operacionais eficientes e de capital.

[3]Parcela A: Compreende os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além dos encargos setoriais definidos em legislação específica.

[4]Receitas Irrecuperáveis: Parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores.

[5]Custos de transmissão de energia: Desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT e Uso de Sistemas de Distribuição

[6]Encargos Setoriais: Oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e têm seus valores estabelecidos pela ANEEL.

[7]Custos de aquisição de energia para revenda: A soma do preço de compra de energia.

[8]Parcela B: Compreende os custos operacionais e de capital da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes.

[9]Custos Operacionais: Correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros, Outros custos operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de distribuição, e Comercialização de energia elétrica.

[10]Remuneração de Capital: Remuneração dos investimentos prudentes realizados pela concessionária.

[11]Quota de Reintegração Regulatória: Quota que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, visando recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo de sua vida útil.

[12]Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis: Investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

[13]Fator X: Corresponde a um valor a ser subtraído ou acrescido da variação do Indicador de Variação da Inflação - IVI, quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os consumidores os ganhos de produtividade estimados para o período.

[14]Ambiente de Contratação Regulada: Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição,

precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

[15]Mercado de curto prazo: Denominação do processo em que se procede à contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica seguintes: a) contratados, registrados e validados pelos agentes da CCEE, cujo registro tenha sido efetivado pela Câmara; e b) de geração ou de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE.

[16]Geração Distribuída: Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS.

[17]Conta de Compensação de Variação de Itens da "Parcela A": Destinada a registrar as variações, ocorridas no período entre reajustes tarifários, dos valores dos seguintes itens de custo da "Parcela A", de que tratam os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

[18]Fator α: Valor usado para atualização do DEA para o presente. Engloba fatores como, IPCA, rede, unidades consumidoras, perdas não técnicas, CHI e mercado.

[19] Valor Novo de Reposição: Corresponde ao valor individual do bem, valorado, a preços atuais, nos termos estabelecidos neste Submódulo.

[20]Base de Remuneração: Investimentos prudentes, avaliados a preços de mercado, requeridos pela concessionária para prestar o serviço público de transmissão de acordo com as condições estabelecidas no contrato de concessão, em particular os níveis de qualidade exigidos.

[21] Base de Remuneração Bruta: É definido como o Valor novo de Reposição do conjunto de bens e instalações da transmissora que integram o Ativo Imobilizado em Serviço e Intangível, deduzido do índice de aproveitamento integral, do valor bruto de obrigações especiais e dos ativos totalmente depreciados.

[22]Base de Remuneração Líquida: É definido como o Valor de Mercado em Uso do conjunto de bens e instalações da transmissora que integram o Ativo Imobilizado em Serviço e Intangível, deduzido do valor líquido de obrigações especiais, do índice de aproveitamento depreciado e adicionado o valor do almoxarifado em operação.

[23]Base de Anuidades Regulatórias: consiste de investimentos de curto período de recuperação e é composta pelos seguintes grupos de contas, os quais não serão considerados na Base de Remuneração.

[24]Taxa de Depreciação: Valores para cálculo e contabilização das quotas periódicas de depreciação dos diversos tipos de unidades de cadastro a aplicar pelas concessionárias do serviço público de energia elétrica.

[25]Tarifa Fio B: Valor, em moeda corrente nacional, devido pelo uso das instalações de distribuição e calculado pelo produto da parcela da tarifa de uso referente aos custos do serviço de distribuição (TUSD Fio B) pelos respectivos montantes de uso do sistema de distribuição e de energia contratados ou verificados.

[26]Pmix: Valor inserido pelo proponente vendedor, expresso em reais por Megawatt-hora (R$/MWh), que se constituirá no preço de lance para o produto energia.

REFERÊNCIAS

Site de Relações com Investidores do Grupo Equatorial.
https://ri.equatorialenergia.com.br/

Site de Relações com Investidores do Grupo Equatorial: Central de Downloads.
https://ri.equatorialenergia.com.br/informacoes-financeiras/central-de-resultados/

Site de Relações com Investidores do Grupo Equatorial: Planilha de Dados Financeiros e Operacionais:
https://ri.equatorialenergia.com.br/informacoes-financeiras/dados-operacionais-e-financeiros/

Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret.
https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret

Receita Requerida; Submódulo Proret 2.1, Resolução Normativa ANEEL no 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_2.1_V_2.4.pdf

Receita Requerida; Submódulo Proret 2.1A, Resolução Normativa ANEEL no 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_2.1A_V_2.1.pdf

Equatorial Alagoas RTP, 2024; Processo nº 48500.005815/2023-75.
https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifa/arquivo/NT%2060_2024_STR_RTP%20EQTL%20AL.pdf

Revisão Tarifária Periódica; Submódulo Proret 8.1, Resolução Normativa ANEEL no 1.058.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231058_Proret_Submod_8_1_V2_2.pdf

Reajuste Tarifário Anual; Submódulo Proret 8.2, Resolução Normativa ANEEL no 1.058.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231058_Proret_Submod_8_2_V2_1.pdf

Fator X; Submódulo Proret 2.5A, Resolução Normativa ANEEL no 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_2.5A_V_3.1.pdf

Custos de Aquisição de Energia; Submódulo Proret 3.2, Resolução Normativa ANEEL no 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_3.2_V_1.2.pdf

Custos de Aquisição de Energia; Submódulo Proret 3.2A, Resolução Normativa ANEEL no 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_3.2A_V_1.2.pdf

Sobrecontratação de Energia; Submódulo Proret 4.3, Resolução Normativa ANEEL no 1.003.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_3_v1_0C.pdf

Encargos Setoriais; Módulo Proret 5, Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret.
https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret

Custos de Transmissão; Submódulo 3.3, Resolução Normativa ANEEL no. 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_3.3_V_1.1.pdf

Custos de Transmissão; Submódulo 3.3A, Resolução Normativa ANEEL no. 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_%20Submod_3.3A_V_1.1.pdf

Perdas e Receitas Irrecuperáveis: Submódulo Proret 2.2A, Resolução Normativa ANEEL no 1.003. https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021958_Proret_Submod_2_2A_V3.pdf

Perdas e Receitas Irrecuperáveis: Submódulo Proret 2.6A, Resolução Normativa ANEEL no 1.091. https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_2.6_V_2.2.pdf

CVA: Submódulo Proret 4.2, Resolução Normativa ANEEL no 1.003.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_2_v1_0C.pdf

CVA: Submódulo Proret 4.2A, Resolução Normativa ANEEL no 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_4.2A_V_1.2.pdf

Custos Operacionais: Submódulo Proret 2.2, Resolução Normativa ANEEL no 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submd_2.2_V_4.1.pdf

WACC Regulatório: Despacho nº 882.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2025882ti.pdf

Base de Remuneração e Anuidades: Submódulo Proret 2.3, Resolução Normativa ANEEL no 1.003.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2_3_V2_0C.pdf

RC, QRR e CAIMI: Submódulo Proret 2.1A, Resolução Normativa ANEEL no 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submod_2.1A_V_2.1.pdf

Outras Receitas: Submódulo Proret 2.7, Resolução Normativa ANEEL no 1.091.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20241091_Proret_Submodulo_2.7_V_2.3.pdf

Subvenção GD: Processo nº 48500.005466/2023-91, Nota Técnica no 140.
https://acesse.one/cOm0X

Renda Não Faturada: Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, ANEEL 2022.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20212904_2.pdf

Multas: Resolução Normativa ANEEL no 956.
https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021956.pdf

Glossário Normativo do Setor Elétrico ANEEL:
https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/glossario