



Navi Capital Administradora e Gestora de Recursos Financeiros
LTDA

Processo Nº 48300.000990/2022-41

Contribuição para Consulta Pública

Consulta Nº152 de 22/06/2023

Concessões vincendas de distribuição de energia elétrica

**Navi Capital Administradora e Gestora de
Recursos Financeiros LTDA**

Avenida Ataulfo de Paiva,1100, 601-Leblon, Rio de Janeiro/RJ

Contato: (21) 3590-2410

Processo N^o 48300.000990/2022-41

**Contribuição para Consulta Pública N^o152 de
22/06/2023**

**Concessões vincendas de distribuição de energia
elétrica**

Julho, 2023

Sumário

1	Introdução	2
2	Número de concessionárias no estudo	4
3	SUDAM/SUDENE	5
4	Investigação do excedente econômico	12
4.1	Motivação	12
4.2	Intervalo de tempo	13
4.3	IPCA vs IGPM	15
4.4	Base de Ativos	18
4.5	Cálculo de um índice de referência	20
4.6	Incentivo fiscal	21
5	Indicadores Econômico-financeiros	22
6	Conclusão	23
7	Anexos	24
7.1	Anexo 1 - PMSO	24
7.2	Anexo 2 - Perdas	25
7.3	Anexo 3 - Receita Requerida das Distribuidoras	26

Contribuição para Consulta Pública Nº152 de 22/06/2023

Julho 2023

1 Introdução

O setor elétrico brasileiro é conhecido por operar, em grande parte, por meio de concessões, principalmente nos setores de transmissão e distribuição de energia elétrica. As transmissoras operam no regime de concessão e são remuneradas pela disponibilidade ao sistema, ou seja, são remuneradas para deixar a linha preparada para o transporte de energia, mesmo que não tenha fluxo energético naquele instante. Além disso, a sua receita é fixa, sendo reajustada por IPCA/IGP-M, com revisões tarifárias periódicas e não tem contato direto com o consumidor na ponta, pois faz a intermediação entre a geração e a distribuição de energia.

Especificamente, o setor Distribuição apresenta outros desafios quando comparado às Transmissoras. Além de estar em contato direto com o consumidor final, o que já possui seus desafios inerentes como inadimplência e perdas de energia, também é muito sensível aos fatores macroeconômicos. Ainda, o investimento realizado é intenso, já que a rede precisa de modernização, manutenção e expansão, o que chega a movimentar cerca de 20 bilhões de investimento por ano.

Também é conhecido que a tarifa de energia possui vários componentes, que se dividem em dois grandes grupos: Parcela A e Parcela B. A parcela B é referente aos custos típicos da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes [PRORET, Submódulo 2.1]. Ao analisar a evolução da tarifa, a parcela A é a grande responsável pelo aumento da conta de energia, sendo a parcela B a única que diminui em termos reais.

Ainda, essa diminuição tarifária vem acompanhada com a melhora de qualidade, que refletem nos indicadores FEC e DEC, aliada a redução de perdas nos operadores

eficientes. Isso é fruto do modelo regulatório imposto, mais conhecido como regulação por incentivo, no qual você é estimulado a melhorar o serviço e é recompensado por isso. Em contrapartida, os operadores ineficientes são punidos, o que os forçam a melhorar o serviço, até para fins de sustentabilidade do negócio em si.

Em contrapartida, ao longo das revisões tarifárias, o próprio regulador compartilha as eficiências com o consumidor, sendo o operador estimulado à melhoria contínua da qualidade do serviço e a buscar por uma maior eficiência sempre.

Assim, esse texto tem como objetivo contribuir para a Consulta Pública Nº 152 de 22/06/2023: Concessões vincendas de distribuição e discutir os aspectos fundamentais que envolve a renovação das concessões e elaboração dos novos contratos/anexos contratuais.

2 Número de concessionárias no estudo

A Nota técnica n^o14/2023/SAER/SE do MME, a respeito das Concessões vincendas de distribuição de energia elétrica tem como objetivo analisar as concessões com vencimento no período entre 2025 e 2031, o que resulta em 20 distribuidoras no total.

No entanto, para fins de análise e realização dos cálculos propostos são consideradas apenas as 20 distribuidoras de um total de 53 distribuidoras no país, o que deixa de considerar uma parte relevante do mercado. Seria o caso de realizar o estudo utilizando dados de todas as concessões, pois quanto maior for a representatividade de diferentes distribuidoras englobando diferentes regiões e momentos econômicos, mais adequado será o resultado.

No modelo regulatório da Aneel, várias metodologias são utilizadas para avaliar os parâmetros da concessão, como as Perdas Não-Técnicas, Custos Operacionais regulatório e Receitas Irrecuperáveis. Especificamente, esses três parâmetros possuem metodologias que avaliam todas as distribuidoras existentes da mesma forma, não separando elas por vencimento de contrato. A principal diferença se dá na utilização de IPCA ou IGP-M no momento do reajuste tarifário.

Ao seguir o raciocínio de seleção de um grupo aleatório, qualquer grupo escolhido entre o conjunto inteiro de distribuidoras avaliado teria algum viés, seja escolhendo só as empresas mais eficientes ou as empresas mais deficitárias, por exemplo. Para fins de exercício, poderíamos imaginar o caso limite da renovação individual da distribuidora mais eficiente, levando em consideração que ela desloca a curva de eficiência de todo o setor, conseqüentemente toda a eficiência seria capturada no processo e conseqüentemente os outros concessionários não teriam incentivo de melhorar o operação da distribuidora, já que a eficiência seria recolhida futuramente. No entanto, tal ato teria conseqüências diretas na prestação do serviço, piorando a qualidade e repercutindo em outros setores da sociedade . Logo, não seria recomendado a seleção de um grupo específico, seja ele qual for.

Assim, realizar a análise em apenas uma parte dessas distribuidoras não é o mais indicado, dado que no cálculo da tarifa são utilizadas metodologias que consideram toda a amostra das distribuidoras. Ainda, havendo o benefício econômico, deveria ser observado na “Distribuidora Brasil” (todas as distribuidoras unidas) e de uma forma fácil de ser calculada.

3 SUDAM/SUDENE

A Constituição Federal admite a ‘concessão de incentivos fiscais destinados a promover o equilíbrio do desenvolvimento socioeconômico entre as diferentes regiões do País’ (CF, art. 151, I), pois ‘erradicar a pobreza e a marginalização e desigualdades sociais e regionais’ é um dos objetivos fundamentais da República Federativa do Brasil (CF, art. 3^o, III). Assim, foram editadas as leis 3692/59, 3995/61, 4239/63, 9532/97, a MP 2199 de 24/08/01 e concluída na Lei n^o 11196 de 21/11/05, com a última prorrogação dada pela MP 2199-14/01 garantindo os incentivos fiscais nas regiões que compreendem a SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia) e a SUDENE (Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste) até 2028.

Dessa forma, pode-se concluir que o incentivo fiscal SUDAM/SUDENE tem como objetivo o desenvolvimento socioeconômico atraindo investimento para essas regiões, reduzindo as desigualdades sociais no país.

Existe o questionamento sobre o excedente econômico proveniente dos incentivos fiscais nas concessões de distribuição de energia elétrica. O incentivo fiscal em questão é o diferimento tributário do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) pelo prazo de 10 anos. No entanto, o benefício só é válido para empresas instaladas na área de atuação da SUDENE e da SUDAM, ou seja, nem todas as empresas do Brasil possuem esse tipo de estímulo.

Formalmente, o incentivo fiscal possui a seguinte definição: de acordo com o Art. 1^o da MP2199-14 de 24 de agosto de 2001, a partir do ano-calendário de 2000, as pessoas jurídicas que tenham projeto protocolizado e aprovado até 31 de dezembro de 2023 para instalação, ampliação, modernização ou diversificação, enquadrado em setores da economia considerados, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, nas áreas de atuação da SUDENE e da SUDAM, terão direito à redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto sobre a renda e adicionais calculados com base no lucro da exploração.

Nesse contexto, na decisão do investimento, o empreendedor considera todas as variáveis que impactam na sustentabilidade do projeto, inclusive o tipo de regime fiscal do empreendimento em questão. Então, para investimentos realizados em áreas que possuem o incentivos , o investidor considera esse detalhe no cálculo e toma a decisão de investimento e o quanto vai investir, se for o caso.

Sendo assim, a decisão do montante a investir é crucial para a própria viabilidade do negócio como um todo, pois afeta aspectos vitais da saúde financeira da empresa, como a

sua alavancagem, por exemplo. Na eventual retirada desse benefício já garantido antes do tempo anteriormente determinado pelo decreto para cada investimento realizado, além de mudar a perspectiva de geração de caixa que o empreendedor considerava no negócio em si, impactaria na previsibilidade dos investimentos do setor, afetando principalmente a alocação de novos recursos.

Também, existe a discussão em relação à existência dos investimentos na região no cenário de inexistência do benefício fiscal. É fato que investimentos ainda seriam realizados, pois a própria atividade de Distribuição de energia elétrica exige investimentos constantes para manter a rede em operação e uma qualidade mínima de serviço garantida, todavia, determinar o investimento mínimo não é algo trivial, dado que eventualidades acontecem. Porém, o volume de investimentos que seria aplicado poderia ser diferente, uma vez que essas regiões que possuíam o benefício tributário poderiam ficar competitivas, no quesito atratividade de investimentos, em relação às regiões mais desenvolvidas.

Nesta conjuntura, um investidor que esteja decidindo a alocação do seu capital, sendo este um recurso escasso, a região SUDAM/SUDENE oferece uma vantagem relevante na decisão de alocação desse capital. Então, naturalmente o benefício fiscal tende a atrair mais investimentos para a região, já que incentivo em questão vai oferecer vantagens econômicas em relação a outras regiões, o que vai de acordo com o objetivo e motivo principal do incentivo fiscal SUDAM/SUDENE (para fins de simplificação, chamaremos de SS), que é desenvolver as regiões menos desenvolvidas no Brasil, como está previsto na Constituição Federal.

Para comparar os investimentos realizado nas duas áreas, foram somados todos os recursos aplicados em todas as concessionárias, de 2017 até 2022, que estão disponíveis no banco de dados da Aneel. Em seguida, o investimento total de cada área foi comparado à Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e a Base de ativos líquida. É possível observar que o investimento nessas regiões foi bem maior que a depreciação regulatória, quando comparado o mesmo índice (Investimentos/QRR), e bem maior do que nas regiões onde não há o benefício. O resultado foi representado na Tabela 1

Tab 1 Relação entre o investimentos realizados e a Depreciação regulatória (Quota de Reintegração Regulatória - QRR) em áreas com e sem o benefício fiscal Sudam/Sudene (SS) e a Base de Remuneração Regulatória Líquida (RAB). Fonte: Aneel e Navi

	Empresas com SS	Empresas sem SS
Investimentos realizados	84334	145720
QRR	30893	78232
RAB total 2022 (milhões)	53009	105334
Investimentos/QRR	2,73	1,86
Investimentos/RAB	1,59	1,38

Tab 2 Evolução do Mercado de Energia (GWh) nas áreas com benefício fiscal e sem benefício fiscal em números absolutos, em relação ao ano anterior e a taxa de crescimento anual composto em um intervalo de 4 anos [CAGR (4Y)]. Fonte: Aneel e Navi

Mercado (TWh)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Empresas com SS	106	108	111	110	115	116
AxA	1,1%	2,0%	3,3%	-1,3%	4,6%	1,1%
CAGR(4Y)	0,9%	0,9%	1,6%	1,0%	1,6%	1,1%
Empresas sem SS	350	358	364	352	365	368
AxA	1,2%	2,3%	1,5%	-3,2%	3,6%	0,9%
CAGR(4Y)	-1,0%	0,4%	1,5%	-3,2%	3,6%	0,9%

Tab 3 Evolução do N^o de clientes nas áreas com e sem benefício fiscal em números absolutos, em relação ao ano anterior e a taxa de crescimento anual composto em um intervalo de 4 anos [CAGR (4Y)]. Fonte: Aneel e Navi

Número de clientes(milhões)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Empresas com SS	29,5	29,9	30,6	31,2	32,0	32,5
AxA	2,6%	1,5%	2,2%	1,9%	2,5%	1,6%
CAGR(4Y)	2,2%	1,7%	1,6%	1,4%	1,6%	1,5%
Empresas sem SS	58,5	59,4	60,5	61,6	62,7	63,8
AxA	1,8%	1,6%	1,8%	1,9%	1,7%	1,7%
CAGR(4Y)	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%

Das tabelas 2 e 3, é perceptível que o aumento de carga e de clientes nas regiões de SUDAM/SUDENE é maior que nas outras regiões, em termos relativos. Apesar de ter sido realizado, proporcionalmente, mais investimentos nas regiões de SUDAM/SUDENE, o impacto tarifário é atenuado pois concomitantemente há um aumento de carga relevante e bem superior às outras regiões, o que dilui a Receita Requerida da Distribuidora (RR) a ser distribuída para cada cliente (o impacto tarifário não é tão expressivo). Esse fato também indica que existe uma demanda reprimida nessas regiões, fator que pode limitar o desenvolvimento socioeconômico, caso falte investimentos na região.

Outro fator de relevância na análise é considerar a dificuldade em operar nas regiões com esses benefícios. As regiões cobertas pelo SUDAM/SUDENE, a priori, são menos desenvolvidas que outras regiões do Brasil, por isso essas regiões possuem mais problemas sociais que precisam ser enfrentados pela concessionária e que impactam diretamente na atividade de Distribuição. Assim, a operação nessas regiões pode ser mais desafiadora. Analisando o histórico de perdas reais, percebe-se que as perdas (somadas) das áreas com benefício SUDAM/SUDENE são maiores que as outras áreas somadas, representados na Figura 1.

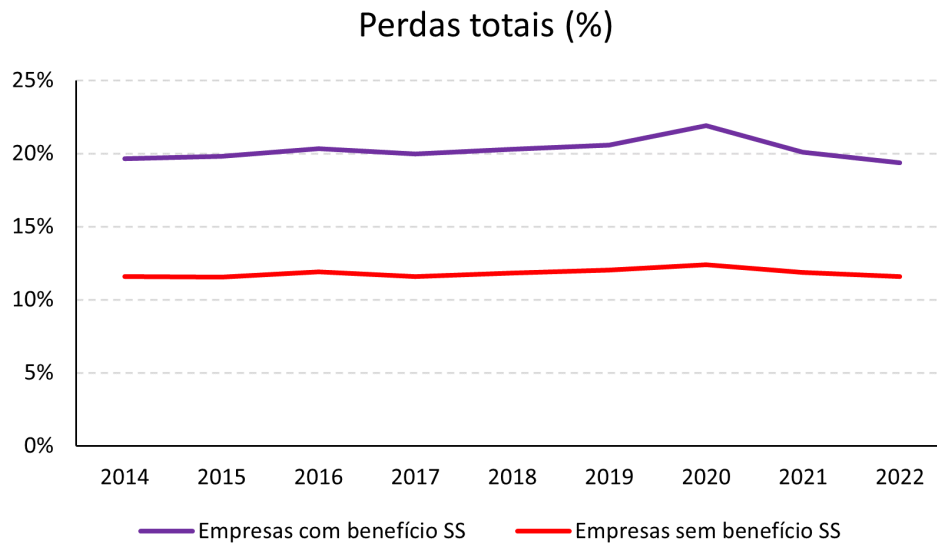


Fig 1 Perdas totais em percentuais das regiões com benefício e sem benefício fiscal SUDAM/SUDENE (Perdas totais / Energia injetada Faturada). Fonte: Aneel e Navi

Dado esse cenário desafiador, as concessões com maiores perdas precisam de mais investimentos para melhorar esse indicador operacional bem como os indicadores de qualidade (DEC/FEC).

Em relação ao gráfico do DEC , Figura 2, também se percebe uma melhora relevante ao longo dos anos, no entanto os dois índices ainda possuem diferenças, sendo os índices das regiões SUDAM/SUDENE mais elevados, o que pode ser um reflexo das dificuldades de operação naquelas regiões, principalmente na região Norte, dada a dificuldade de logística e questões sociais.

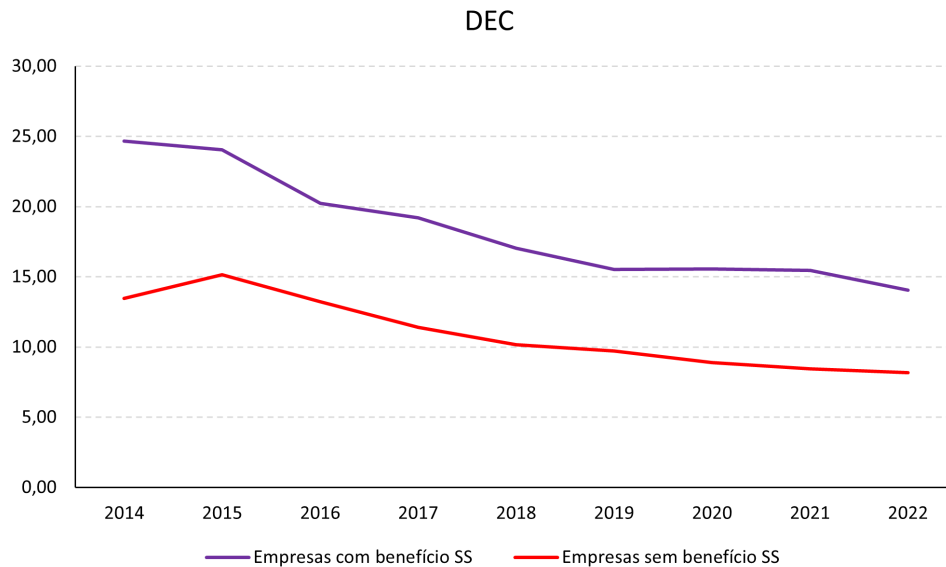


Fig 2 comparação do DEC entre as regiões com e sem benefício fiscal. O cálculo do DEC foi ponderado pela base de ativos de cada concessão, em seu respectivo ano. Fonte: Aneel e Navi

Setorialmente, a evolução do indicador FEC está mais relacionado aos investimentos que o DEC, este por sua vez está mais relacionado com a qualidade do serviço prestado. Da evolução do FEC, percebe-se que antes existia uma diferença relevante entre as regiões, mas recentemente convergiu para um número próximo, pois o Investimentos realizado, principalmente após a privatização das concessões de distribuição da Eletrobras, reforçou e fortaleceu as redes dessas distribuidoras, o que fez melhorar bem o indicador.

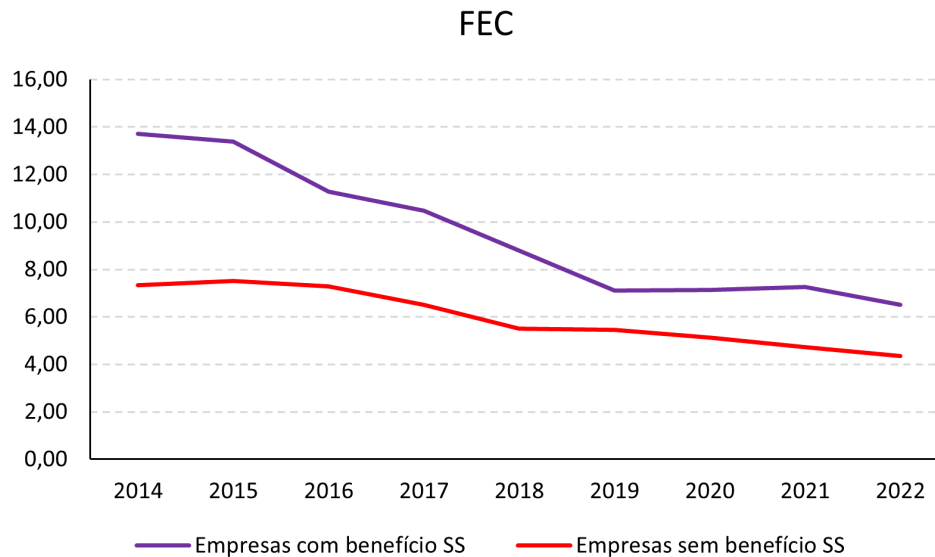


Fig 3 comparação do FEC entre as regiões com e sem benefício fiscal. O cálculo do DEC foi ponderado pela base de ativos de cada concessão, em seu respectivo ano. Fonte: Aneel e Navi

Também, é primordial a compreensão de que o incentivo fiscal SUDAM/SUDENE é um diferimento e sendo assim, essa parcela é direcionada para alocação em investimentos (que é um dos propósitos da lei), em outras palavras, é um diferimento tributário com uma contrapartida em investimentos. Conseqüentemente, o acionista não recebe esse dinheiro em seu fluxo de caixa, pois caso contrário, o imposto não recolhido será pago.

O incentivo fiscal atraiu mais investimentos e permitiu o desenvolvimento as regiões mais deficitárias do país, como sempre foi o objetivo principal, portanto capturar este incentivo traria não apenas prejuízo para a estabilidade regulatória do setor, mas principalmente reduziria a atratividade de alocação de investimentos nas regiões brasileiras que são menos desenvolvidas, podendo acarretar em um retrocesso social e econômico nas mesmas, uma vez que foi comprovado que esse estímulo fiscal tem ajudado a atrair investimentos e desenvolver as regiões.

4 Investigação do excedente econômico

4.1 Motivação

A investigação do excedente econômico mostraria, indiretamente, em qual situação realmente se encontra a distribuidora, se as condições impostas a ela são de fato coerentes com a realidade socioeconômica e se o acionista estaria capturando para si um possível benefício muito superior ao regulatório, absorvendo algum prejuízo ou ter a sua remuneração de acordo com o que foi definido pela agência reguladora.

Para investigar tal fato, é interessante comparar os indicadores operacionais, financeiros e de qualidade que as Distribuidoras apresentam, pois, se há de fato a existência de um benefício econômico, esse excesso poderia ser evidenciado de várias formas, seja qualitativamente ou quantitativamente.

Motivados pela regulação por incentivos, o concessionário tem possibilidades de aumentar o seu retorno financeiro se superar as metas impostas pelo regulador, por exemplo, a meta de Perdas, de Custos Regulatórios e Receitas Irrecuperáveis, por exemplo.

Analisando a diferença entre as perdas regulatórias e a perda realizada e ponderando por mercado (para respeitar a proporcionalidade de cada uma das concessões), representados na Figura 4, observamos que a Distribuidora Brasil não consegue ter um bom desempenho, em média sendo penalizada economicamente neste indicador. Nos anexos, tem-se o resultado por cada empresa, e a grande maioria não consegue atingir os níveis regulatórios.

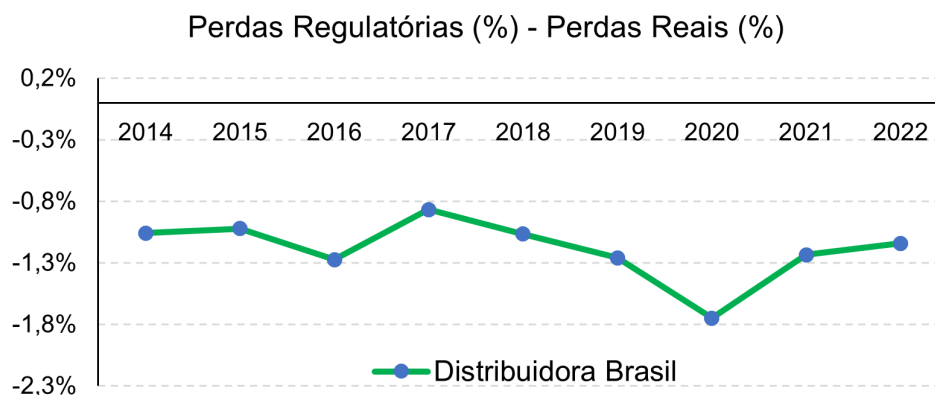


Fig 4 Perdas Regulatórias - Perdas Realizadas (em %) ponderados pelo Mercado de cada distribuidora em seu respectivo ano. Quanto maior, melhor. Fonte: Aneel e Navi

Observando os Custos Operacionais (OpEx), na Figura 5, percebemos um comportamento parecido, com a Distribuidora Brasil operando em nível acima do regulatório.

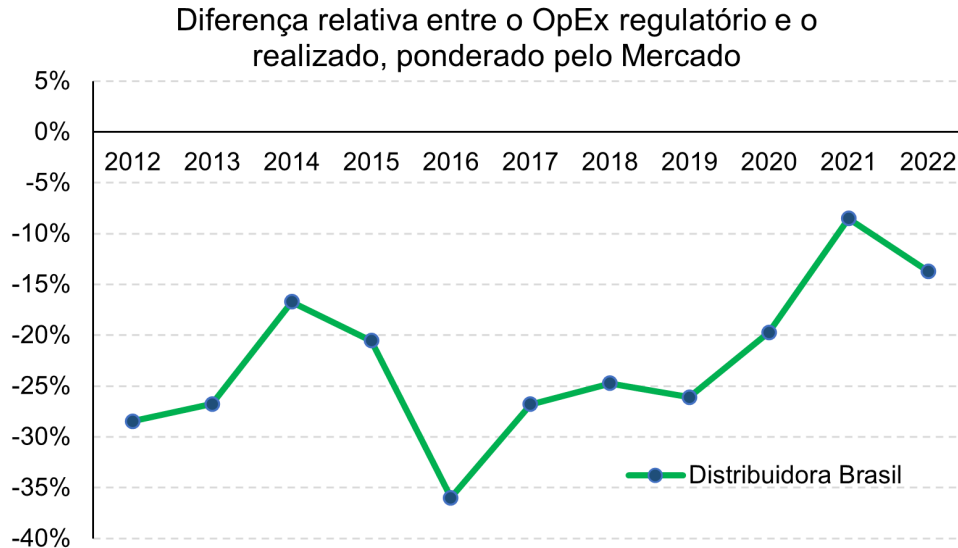


Fig 5 $\frac{OpEx_{regulatório} - OpEx_{realizado}}{OpEx_{regulatório}}$ no qual o $OpEx_{regulatório}$ não possui CAIMI e os custos excluídos de aluguel e geração, ponderados pelo Mercado de Energia de cada Distribuidora. Quanto maior, melhor. Fonte: Aneel e Navi

Da Tabela do Anexo PMSO, percebemos que grande parte das distribuidoras, individualmente, não superam o desafio de serem mais eficientes nos Custos Operacionais em relação ao patamar regulatório.

Portanto, é possível observar que a princípio a metodologia da agência reguladora para definir as metas das distribuidoras tem gerado mais penalizações do que excesso de retorno para as distribuidoras, o que vai na contramão da tese de que há um excedente econômico nos contratos de distribuição.

4.2 Intervalo de tempo

As concessões do setor de energia elétrica são conhecidas por terem um fluxo de caixa mais previsível quando comparadas a outros tipos de negócio. Especificamente para o setor de Distribuição de Energia elétrica, apesar de não haver uma previsibilidade tão exata quanto o setor de Transmissão de Energia, ainda é possível realizar o Valuation com uma certa precisão.

Assim, é natural que, em uma concessão de 30 anos, exista um período em que o volume de investimentos seja mais intenso, sendo a remuneração para o acionista mais

prejudicada. Após esse período de intensos investimentos é que a concessão irá começar a trazer retorno financeiro para o acionista.

Então, ao efetuar um estudo das concessões e não considerar todo o período da concessão, a amostragem pode fornecer resultados que não correspondem à natureza do negócio em si. Por exemplo, se for considerado apenas o momento em que a concessão começa a dar retorno financeiro, todo o período de investimentos intensos foi desconsiderado, trazendo um viés na análise.

Na aplicação da fórmula proposta, são considerados os fluxos de caixa para o acionista, mas o intervalo de tempo considerado não foi definido. É conhecido que o Brasil passou por vários momentos econômicos distintos nas últimas décadas, o que impactou diretamente na vida do consumidor. Como o serviço de Distribuição tem contato diretamente com o cliente, o concessionário sofre o impacto direto das variações socioeconômicas, o que reflete no resultado das empresas, seja em volume de energia, Perdas, inadimplência...

Ainda, o arcabouço regulatório brasileiro sofreu grandes evoluções nessas décadas, impactando diretamente as distribuidoras. Assim, como os ciclos econômicos são naturais e outros eventos inesperados podem vir a acontecer, os resultados fornecidos pela aplicação da fórmula proposta pode sofrer muitas flutuações caso sejam escolhidas janelas de tempos diferentes.

Portanto, para diminuir esses efeitos, é primordial considerar a maior janela de tempo possível para o cálculo dos fluxos de caixa. Logo, a amostra que contempla todo os anos da concessão até o instante da renovação deveria ser utilizada na investigação em questão.

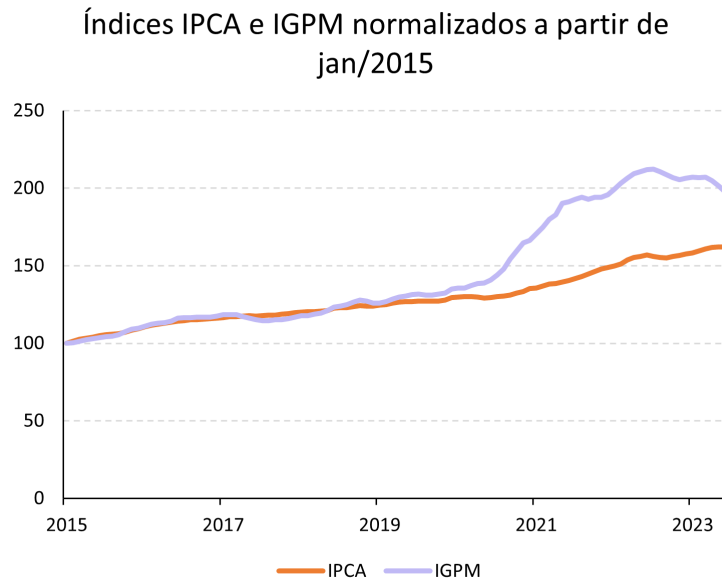


Fig 6 índices IPCA e IGPM normalizados a partir de 2015 até jun/2023. Fonte: IBGE, FGV e Navi

Ao observar a Figura 6, percebe-se uma grande variação dos índices de inflação. Por exemplo, se restringir o intervalo de tempo em um período no qual os índices atingiram o seu máximo (de 2017 a 2022 por exemplo) e utilizar os respectivos fluxos de caixa na análise do benefício, o valor das concessões que possuem como índice de reajuste o IGP-M nos seus contratos, seria superestimado, já que não é comum esse cenário de fluxo de caixa ao longo de um contrato inteiro.

No geral, o problema de considerar um curto intervalo de tempo é justamente considerar alguma época na qual algum evento inesperado aconteceu e que não corresponda com o resultado recorrente da empresa, o que implicaria em um cálculo errado, subestimando ou superestimando o valor do ativo.

Ainda, pode ser que seja necessário admitir alguma premissa no cálculo, o que é inerente ao processo de modelagem. Porém, dependendo da premissa, pode alterar o resultado de forma bem relevante. Então, para evitar a distorção de valor, o ideal seria adotar as medidas mais conservadoras.

4.3 IPCA vs IGPM

Atualmente, existem dois tipos de contratos nas concessões de distribuição: os contratos reajustados por IPCA e aqueles reajustados por IGPM. Para as distribuidoras

de renovação nos termos da consulta pública, elas possuem sua parcela B reajustada a IGPM e é unânime a decisão de troca de indicador para IPCA nos contratos que estão vencendo.

No entanto, para fins de investigação de um possível benefício econômico para representar com fidelidade a realidade do novo contrato e dos fluxos de caixa, a simulação deveria ajustar o fluxo de caixa na análise do fluxo de caixa para o acionista caso o indicador fosse IPCA ao invés de IGP-M, ou seja, corrigir todos os dados históricos da ANEEL trocando o IGP-M pelo IPCA.

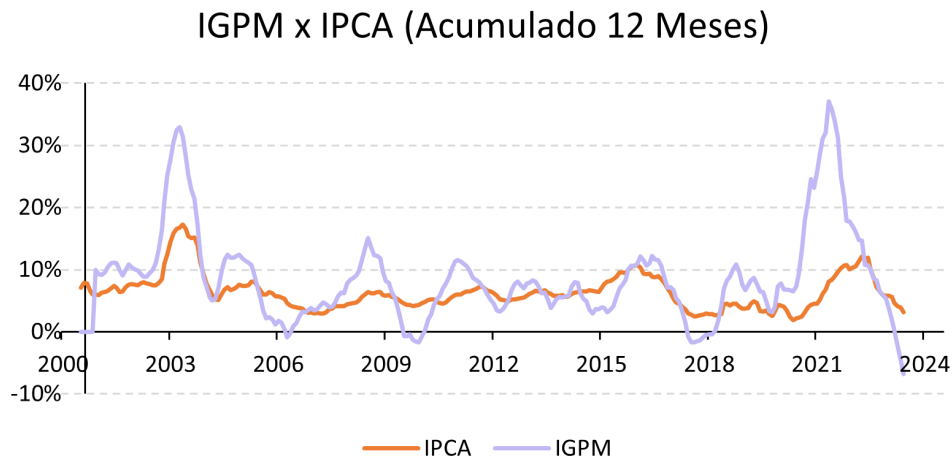


Fig 7 Variação acumulada 12 meses do IGPM e do IPCA. Fonte: IBGE, FGV, Navi

Comparando o IGPM e o IPCA na Figura 1, pode-se perceber que o IGPM destoou bem do IPCA em certos momentos, o que acabou impactando a tarifa, causando uma trajetória diferente de reajuste dos dois índices, o que é minimizada nas revisões tarifárias. Essa disparidade ocorre, pois, a BRL é reajustada por IPCA e a tarifa é reajustada por IGP-M (nos contratos que possuem esse índice) no período entre as revisões.

Para entender a parcela da Distribuição na tarifa, é interessante observar a construção da receita. No cálculo da Receita Requerida da distribuidora, há a divisão em duas parcelas: Parcela A e a Parcela B. A Parcela B é a remuneração proveniente dos serviços relativos à Distribuição de energia de fato e é definida de acordo com a equação 1.

$$VPB = (CAOM + CAA).(1 - P_m - MIQ) - OR \tag{1}$$

Onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

Pm: Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade; e

OE: Outras Receitas

Na composição da Parcela B, podemos destacar o Custo Anual dos Ativos (CAA), que pode ser descrito de acordo com a equação 2:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (2)$$

Nos quais:

CAA: Custo Anual dos Ativos

RC: Remuneração do capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda

QRR: Quota de Reintegração Regulatória; e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis

Nos períodos de Revisão Tarifária, todos esses índices são recalculados, independentemente do valor do CAA do ano anterior que foi proveniente de sucessivos reajustes tarifários, em outras palavras, o CAA é “reiniciado” a cada revisão tarifária (As equações correspondentes a cada componente constam nos anexos).

Assim, todo o IGPM acumulado nos reajustes é eliminado da remuneração atrelada aos ativos em si, pois os parâmetros da fórmula 2 têm como referência o IPCA no processo de atualização ao longo dos períodos. Os parâmetros citados podem ser descritos brevemente de acordo com as equações 3, 4, 5:

$$RC = (BRRL - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{RGR} + RC_{OE} \quad (3)$$

$$QRR = BRRL \cdot \gamma \quad (4)$$

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (5)$$

Onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRL: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

$r_{WACC_{pré}}$: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;
 r_{RGR} : Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT);
 RC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;
 QRR : Quota de Reintegração Regulatória;
 $BRRb$: Base de Remuneração Regulatória bruta;
 γ : Taxa média de depreciação das instalações;
 $CAIMI$: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;
 CAL : Custo Anual de Aluguéis;
 CAV : Custo Anual de Veículos; e
 CAI : Custo Anual de Sistemas de Informática.

Portanto, a própria regulação tende a anular o efeito da distorção entre IGP-M e IPCA na tarifa.

Nessa perspectiva, considerar os fluxos para o acionista nos períodos que o IGP-M destoou muito do IPCA sem nenhum ajuste (na tarifa, por exemplo) e ainda trocar o índice para o contrato novo seria considerar que a tarifa da distribuidora iria se beneficiar para sempre dos efeitos da distorção do IGP-M, sem considerar nenhuma das futuras revisões tarifárias que anulariam esse efeito.

Na constituição da tarifa, os Custos Operacionais regulatórios podem herdar frutos da distorção do IGP-M, no entanto, como a metodologia se baseia em definições de metas baseadas em OpEx mais eficientes e OpEx de empresas benchmark e a trajetória dos custos regulatórios guiadas pelo fator T, as próprias ferramentas tendem a capturar os eventuais ganhos de eficiência dos operadores ao longo dos anos.

Assim, caso hoje tenha uma diferença relevante entre o IGP-M e o IPCA, tanto positiva quanto negativa, só afetará basicamente entre os anos de revisão, não configurando excedente econômico do contrato, pois é uma variável de risco macroeconômico que é neutralizada pelo próprio regulador nas revisões tarifárias.

4.4 Base de Ativos

Na fórmula do “Indicador 1” presente na Nota Técnica n^o14/2023/SAER/SE do MME, foi utilizada a base de remuneração líquida com capital próprio, de acordo com a fórmula 6.

$$Indicador\ 1 = \frac{\left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{FCA_i}{Ke_i \cdot BRLKP_i} \right) \right]}{n} \quad (6)$$

Sendo:

FCA_i – Fluxo de Caixa do Acionista no período i ;

Ke_i – Custo de Capital Próprio;

$BRLKP_i$ – Base de Remuneração Líquida com Capital Próprio;

i - indica o ano; e

n – indica os anos da janela temporal considerada

A fonte de dados a ser utilizada é a base de dados da Aneel, como já foi mencionado. No cálculo da base regulatória, a Aneel considera como referência a base da última revisão tarifária e realiza alguns ajustes para cada ano. No entanto, ao considerar essa estimativa para o cálculo da base de ativos, alguns investimentos podem ser desconsiderados nesse cálculo:

- a) Ativos imobilizados em curso (AIC);
- b) Ativos imobilizados em Serviço (AIS)
- c) Investimentos em ativos não-elétricos

Os itens a) e b) são ativos elétricos que não entraram na contabilização da base até dado instante. No entanto, para o item c), são ativos de outra natureza e funções diferentes. Apesar desse tipo de investimento não contribuir diretamente para a entrega da energia elétrica em si, ou seja, não faz parte da rede de distribuição propriamente dita, esse ativo é essencial para o funcionamento da concessão, pois o serviço de distribuição não se resume à apenas entregar a energia ao consumidor, mas sim fornecer manutenção e todo serviço de atendimento ao cliente para manter o funcionamento e a qualidade do serviço, como exemplo tem-se os postos presenciais de atendimento, que é obrigação do concessionário a instalação, apesar da existência do atendimento on-line ou por telefone.

A princípio, o investimento em ativos não-elétricos não é considerado na base, mas é essencial para a prestação do serviço. Também, os investimentos em modernização não são considerados na base, dada a sua natureza de baixa vida útil regulatória, o que dificulta mais ainda essa contabilização. Conseqüentemente, a base calculada seria inferior à real base da concessão, o que implicaria em um superdimensionamento do

valor do “Indicador 1”. Portanto, sugere-se incluir esses investimentos no cálculo da base a ser utilizada na fórmula.

4.5 Cálculo de um índice de referência

Como foi citado na Nota Técnica n^o14/2023/SAER/SE, a utilização de um índice de referência para comparar todas as empresas é bem mais efetivo que criar um índice para cada empresa, pois pode resultar em uma penalidade maior para as empresas mais eficientes e uma menor onerosidade para as menos produtivas, o que vai contra os princípios da regulação por incentivo, que premia aqueles bons operadores e acaba punindo as empresas com índices aquém do nível mínimo (regulatório).

Também, dada a abrangência, montante de investimentos e operação necessária, as concessões maiores possuem mais relevância em relação às distribuidoras menores e isso deveria refletir no cálculo do índice de referência, o que também ajuda a eliminar possíveis intervenções de concessões menores que venham a apresentar resultados muito deslocados da amostra.

A utilização da mediana como instrumento também eliminaria essas disparidades, mas não refletiria a proporcionalidade do desafio de operação intrínseca ao tamanho da concessão, podendo causar distorções no cálculo.

Além disso, o *EBITDA* (ou *LAJIDA*) da distribuidora é diretamente proporcional à base de ativos ($BRL \cdot WACC_{pré} + QRR$), e dado que o fluxo de caixa operacional é dado pela fórmula 7.

$$FCOp = EBITDA - Investimentos - Impostos - Variação do capital de giro \quad (7)$$

O que implica em um possível maior fluxo de caixa operacional para as maiores distribuidoras, o que é normal, dadas as dimensões do empreendimento e o volume de recursos que ela deve gerir. Assim, as concessionárias com maiores bases deveriam ser mais representativas no cálculo do benefício econômico, já que elas seriam responsáveis por um fluxo de caixa mais robusto em relação ao conjunto.

Em contrapartida, se analisarmos o índice de referência sem considerarmos tais proporções e características, essas especificidades não seriam capturadas, resultando em um resultado desconexo à realidade.

Para refletir a proporção das concessões, um mix entre a Base de Remuneração, o Mercado e o número de clientes poderiam ser usados para a média ponderada. Porém,

ponderar pela base de ativos seria a solução simples que mais faz sentido nesse caso.

4.6 Incentivo fiscal

Dada a abordagem do tópico na seção 3 desse artigo, para fins de investigação de benefício econômico e no caso de ser estabelecido um novo contrato sem o diferimento tributário, deveria ser realizado o ajuste nos fluxos de caixa e retirar o incentivo SUDAM/SUDENE, pois iria retratar a realidade da concessão.

5 Indicadores Econômico-financeiros

Para prorrogar as concessões, o concessionário deve preencher alguns requisitos a fim de garantir os parâmetros mínimos para a operação. Esses requisitos são traduzidos em indicadores que tentam representar a situação econômico-financeira da concessão e a qualidade do serviço prestado.

Nesse contexto, por meio da Resolução Normativa Aneel N^o 948, de 16 de novembro de 2021 a Aneel determinou alguns índices que devem ser respeitados pelos concessionários. A Aneel utiliza o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) para analisar quantitativamente os requisitos de qualidade do serviço de Distribuição.

Assim, para estar apto no processo de prorrogação, é necessário manter os critérios mínimos exigidos. No entanto, nesse período podem acontecer algumas eventualidades, como questões climáticas, por exemplo, e alguns desses índices extrapolarem a realidade e conseqüentemente, ficarem desenquadrados. Visando essa questão e partindo do princípio de que as concessões também sofrem os impactos socioeconômicos da sociedade, a Aneel já possui, na Resolução 948, boas diretrizes para regulamentação desses pontos.

Então, visando a manutenção das práticas já realizadas, seria conveniente utilizar os mesmos padrões da Resolução Normativa Aneel N^o 948, de 16 de novembro de 2021, a respeito dos requisitos relativos aos indicadores econômico-financeiros e de qualidade como necessários para a prorrogação das concessões.

6 Conclusão

Por fim, foram sugeridos alguns aprimoramentos no cálculo e na análise da investigação e excedente econômico, que podemos resumir nos seguintes termos:

1. Incluir todas as concessionárias de distribuição na análise
2. Utilizar dados financeiros relativos a todos os anos de operação das concessões desde o seu início
3. Ajustar os dados de fluxo de caixa divulgado pela ANEEL, excluindo a diferença entre IGP-M e IPCA para fins de cálculo
4. Ajustar os dados de fluxo de caixa divulgados pela ANEEL excluindo o incentivo de diferimento tributário nas concessões das áreas da SUDAM/SUDENE.
5. Ajuste dos dados de Base de Remuneração Regulatória para evoluções mais recentes
6. Utilizar uma média ponderada na análise com base de ativos, número de consumidores e/ou volume no cálculo do "excedente econômico médio/referência" do setor.
7. Considerar a manutenção dos requisitos relacionados à manutenção das concessões em relação a qualidade e aos indicadores econômico-financeiros

7 Anexos

7.1 Anexo 1 - PMSO

N	Empresa	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Mar/23
1	Energisa SE	16,4%	-2,3%	-7,4%	-21,5%	-26,8%	-25,8%	-14,1%	-13,4%	-22,2%	-27,4%	-40,4%	-39,2%
2	EQTL PA	118,5%	31,6%	-0,3%	19,2%	2,6%	1,8%	-5,2%	-0,1%	-16,3%	-21,9%	-29,9%	-33,2%
3	Energisa MS	55,6%	82,6%	56,0%	27,7%	17,1%	22,3%	27,5%	13,4%	1,2%	-14,0%	-36,9%	-28,0%
4	Neo Cosarn	-23,6%	-10,7%	-12,8%	-6,7%	-5,4%	-5,2%	13,1%	-4,0%	-4,3%	-17,3%	-34,8%	-25,9%
5	Energisa PB	-21,3%	-19,4%	-7,7%	-17,1%	-13,3%	-11,9%	-14,3%	-13,8%	-21,5%	-22,4%	-26,0%	-25,8%
6	Energisa MT	32,7%	106,6%	46,0%	29,3%	-4,4%	9,1%	11,8%	7,2%	-5,9%	-7,5%	-21,9%	-23,9%
7	CPRL Pirat	16,7%	13,3%	-4,5%	-6,1%	4,8%	13,1%	16,8%	8,7%	-6,4%	-10,2%	-22,9%	-21,5%
8	Neo Solitro	-19,6%	-23,0%	-27,4%	-30,0%	-10,1%	-9,4%	-12,6%	3,4%	5,7%	-11,6%	-23,4%	-21,3%
9	EDFSP	2,8%	27,9%	4,8%	-0,6%	15,0%	6,7%	20,3%	-2,6%	8,9%	-19,6%	6,7%	-16,4%
10	Energisa SS	27,2%	-8,2%	-11,0%	-21,8%	-6,1%	-16,1%	49,6%	-4,1%	-12,8%	-10,7%	-16,7%	-16,1%
11	RGE SU	-13,2%	2,6%	-3,3%	2,6%	20,5%	18,8%	17,6%	18,0%	5,5%	-8,7%	-14,4%	-15,3%
12	Energisa TO	17,4%	22,9%	17,0%	9,5%	-2,1%	1,9%	3,7%	-1,9%	-9,8%	-12,6%	-16,2%	-15,1%
13	Neo Coelba	-10,7%	1,8%	1,2%	7,7%	18,6%	21,8%	17,7%	17,1%	3,0%	-1,3%	-13,8%	-14,9%
14	CPRL Paulista	0,9%	-2,2%	-3,8%	6,2%	5,1%	13,8%	12,9%	4,6%	-5,3%	-13,4%	-13,1%	-14,7%
15	Energisa MR	-1,0%	-0,9%	0,8%	0,5%	8,6%	1,0%	-4,4%	-3,2%	-4,0%	-5,8%	-17,2%	-14,5%
16	EQTL AL	77,1%	73,1%	56,6%	56,0%	25,5%	167,3%	54,5%	-5,2%	-20,5%	-20,9%	-26,6%	-12,6%
17	EQTL PI	27,5%	26,8%	40,6%	55,1%	48,2%	45,2%	64,5%	-25,9%	-37,8%	-2,4%	-25,9%	-10,3%
18	EQTL MA	6,4%	9,2%	-0,8%	-4,9%	-0,9%	-10,4%	-7,3%	5,6%	1,7%	-10,1%	-16,9%	-10,0%
19	Eneel SP	42,9%	39,4%	13,8%	26,6%	31,9%	23,9%	37,9%	34,4%	34,9%	21,1%	32,1%	35,8%
20	Energisa AC	129,1%	114,1%	46,6%	122,7%	78,3%	97,9%	56,3%	58,9%	75,4%	19,6%	-6,5%	-7,0%
21	EDFES	5,6%	42,7%	0,9%	1,7%	5,9%	15,3%	23,3%	19,6%	19,0%	-5,3%	-3,8%	-5,9%
22	CPRL Jaguaré	-34,1%	-21,6%	-33,1%	-29,9%	-6,1%	-31,1%	-10,9%	-8,2%	-9,8%	-1,4%	2,6%	2,0%
23	Neo Pernambuco	46,7%	10,1%	16,2%	29,7%	32,7%	25,2%	26,2%	17,9%	17,2%	13,1%	5,3%	3,9%
24	Compó	33,2%	37,4%	33,4%	9,0%	20,8%	16,6%	7,0%	46,7%	7,7%	-4,1%	-0,3%	2,7%
25	Roraima	518,5%	203,9%	283,6%	557,8%	348,9%	292,3%	142,3%	342,4%	40,9%	25,6%	-8,8%	11,3%
26	Eneel CE	-14,6%	-24,0%	-33,8%	-14,7%	2,8%	-14,9%	-4,1%	-4,6%	33,7%	20,7%	14,0%	15,5%
27	Celso-Dis	56,2%	60,5%	20,7%	20,8%	19,3%	30,5%	19,6%	21,5%	22,8%	22,8%	15,9%	15,9%
28	EQTL GO	16,7%	13,3%	50,9%	47,7%	39,1%	11,1%	-9,1%	25,7%	21,5%	39,0%	21,6%	16,8%
29	Amazonas	84,8%	41,4%	1,1%	24,0%	786,0%	252,2%	16,3%	-2,2%	107,4%	37,6%	31,4%	18,4%
30	EQTL AP	nd	nd	nd	nd	nd	nd	129,5%	52,0%	80,8%	114,4%	-17,1%	19,0%
31	EQTL RS	200,4%	176,1%	189,2%	131,5%	107,4%	86,0%	107,6%	145,1%	166,7%	65,2%	39,9%	26,8%
32	Neo Brasília	70,9%	74,6%	59,2%	98,7%	71,5%	93,2%	53,7%	44,7%	28,4%	12,6%	24,5%	29,6%
33	Energisa RO	74,0%	111,9%	75,5%	66,9%	151,5%	113,5%	327,7%	84,1%	72,0%	44,7%	30,6%	37,9%
34	Coel-Dis	31,8%	46,4%	36,9%	36,0%	53,3%	47,4%	43,3%	35,2%	36,8%	23,9%	9,2%	52,2%
35	Eneel RJ	2,1%	-5,1%	-0,8%	99,4%	77,8%	44,7%	34,4%	71,0%	107,6%	139,1%	94,5%	83,5%
36	Light Sesa	29,1%	6,3%	14,6%	39,6%	33,6%	46,6%	50,0%	108,4%	62,1%	37,2%	22,1%	218,5%
37	Energisa BO	-10,7%	-10,4%	0,9%	-15,4%	-17,9%	-12,7%	-12,4%	-16,7%	-26,6%	-22,2%	-35,8%	-36,7%
38	Mux Energia	-43,0%	-42,2%	-36,7%	-41,9%	-39,2%	-32,9%	-18,4%	-12,1%	-8,6%	-7,7%	-12,1%	-12,5%
39	João Costa	39,8%	38,1%	22,2%	11,9%	13,2%	-1,8%	5,3%	7,6%	7,9%	17,4%	11,1%	11,4%
40	Boit	12,9%	24,6%	6,4%	3,9%	20,0%	15,8%	21,0%	26,8%	18,9%	25,3%	18,7%	11,8%
41	Novo Páris	4,8%	22,7%	5,7%	4,2%	19,9%	52,9%	17,0%	38,0%	7,5%	16,8%	15,2%	13,5%
42	Cooperat	9,4%	14,0%	11,0%	2,2%	24,7%	24,9%	13,6%	6,0%	-2,3%	0,9%	22,6%	20,2%
43	Chap	-12,4%	0,7%	3,7%	2,4%	0,6%	21,9%	36,6%	31,4%	17,5%	14,8%	21,2%	20,9%
44	Santa Maria	6,2%	6,5%	-18,5%	-18,0%	-4,8%	-1,0%	12,2%	18,3%	8,8%	23,8%	27,2%	31,4%
45	Sulippe	5,2%	7,0%	-17,4%	0,7%	5,0%	23,0%	18,2%	5,0%	5,7%	11,6%	21,8%	32,8%
46	Urusange	15,2%	16,4%	23,0%	47,2%	36,9%	33,5%	33,9%	99,2%	37,0%	40,5%	32,9%	35,7%

Fig 8 PMSO regulatório ajustado sem CAIMI – PMSO real sem alugueis e geração (dados que a Aneel considera para avaliar o desempenho dos Custos Operacionais das distribuidoras em seus relatórios de sustentabilidade). Fonte: Aneel e Navii

7.2 Anexo 2 - Perdas

N	Empresa	Menor => Melhor	2022	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Roraima		-4,8%	2,4%	3,3%	2,8%	1,5%	1,1%	0,7%	1,8%	3,9%	0,2%	-6,8%	-4,8%
2	Energisa AC		-3,1%	1,1%	5,9%	4,9%	5,2%	6,5%	3,9%	-0,8%	-0,6%	-1,5%	-2,8%	-3,1%
3	Energisa MR		-2,1%	-0,4%	-0,9%	-0,6%	-0,5%	-0,5%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	0,0%	-0,7%	-2,1%
4	Energisa TO		-1,6%	-0,2%	1,8%	2,6%	2,9%	1,5%	-1,4%	-1,0%	-1,4%	-0,8%	-1,2%	-1,6%
5	CPFL Jaguarí		-1,1%	0,7%	0,9%	0,4%	0,7%	1,6%	1,2%	1,2%	0,5%	0,6%	-0,7%	-1,1%
6	Energisa MS		-1,1%	3,5%	1,9%	0,5%	0,6%	0,7%	1,0%	0,1%	0,3%	1,8%	1,1%	-1,1%
7	Energisa SS		-1,0%	0,7%	0,4%	0,4%	0,2%	0,1%	-0,4%	0,1%	-0,5%	0,4%	-0,2%	-1,0%
8	Neo Cosern		-1,0%	-0,4%	-0,7%	-1,0%	-1,4%	-1,3%	-1,6%	-0,9%	0,0%	1,2%	-0,8%	-1,0%
9	EQTL PI		-0,9%	5,9%	6,0%	6,9%	6,9%	9,5%	4,8%	1,8%	3,5%	1,0%	-0,4%	-0,9%
10	Galvao-Dis		-0,8%	0,7%	1,3%	1,7%	1,5%	1,7%	1,5%	1,7%	1,4%	0,8%	0,7%	-0,8%
11	EQTL AL		-0,6%	6,3%	6,5%	5,4%	5,9%	7,7%	3,2%	0,9%	3,3%	2,3%	1,2%	-0,6%
12	Energisa SE		-0,6%	-1,9%	-3,3%	-1,7%	-1,7%	0,1%	-1,2%	-0,1%	0,5%	1,1%	0,9%	-0,6%
13	Energisa PB		-0,6%	-2,0%	-2,3%	-1,5%	-2,4%	-1,0%	-0,7%	0,6%	1,3%	1,9%	1,0%	-0,6%
14	Neo Eskitro		-0,5%	1,1%	1,4%	1,2%	0,7%	1,7%	0,5%	1,0%	0,3%	0,5%	-0,2%	-0,5%
15	Copel-Dis		0,0%	0,9%	0,6%	0,5%	0,3%	0,3%	-0,1%	0,4%	-0,5%	-0,1%	0,0%	0,0%
16	RGE Sul		0,5%	0,9%	0,7%	0,2%	0,7%	1,5%	1,0%	0,7%	0,6%	1,4%	0,7%	0,5%
17	EQTL PA		0,6%	5,1%	6,4%	3,8%	2,1%	0,8%	-0,2%	0,4%	2,1%	2,8%	1,5%	0,6%
18	Cemig-D		0,8%	0,7%	0,2%	0,5%	0,8%	0,6%	1,4%	0,8%	1,2%	1,1%	0,1%	0,8%
19	EQTL MA		0,8%	0,2%	-0,5%	-2,7%	-2,9%	-2,9%	-2,3%	-0,5%	2,5%	3,0%	1,6%	1,3%
20	EQTL GO		1,0%	0,9%	1,0%	1,7%	0,4%	1,3%	0,2%	0,1%	0,4%	-0,7%	1,9%	1,0%
21	Neo Coelba		1,0%	0,5%	0,6%	1,3%	1,2%	0,2%	0,3%	1,0%	1,0%	2,7%	0,7%	1,0%
22	CPFL Prat.		1,1%	0,3%	-0,5%	-0,1%	0,0%	1,0%	1,3%	1,7%	1,4%	1,8%	0,9%	1,1%
23	EDF SP		1,1%	1,0%	1,1%	1,1%	1,0%	1,2%	1,3%	1,2%	1,0%	1,5%	1,4%	1,1%
24	Neo Brasilia		1,3%	0,9%	0,5%	0,1%	1,5%	1,1%	1,0%	0,9%	2,5%	3,0%	1,6%	1,3%
25	CPFL Paulista		1,3%	-1,3%	-0,4%	0,2%	0,4%	1,2%	1,0%	0,8%	0,8%	1,5%	0,4%	1,3%
26	Energisa RO		1,6%	4,4%	6,8%	5,3%	8,1%	11,3%	9,4%	3,7%	5,5%	4,0%	3,2%	1,6%
27	Neo Pernamb.		1,7%	4,4%	2,2%	0,8%	0,4%	0,6%	1,0%	1,7%	2,0%	4,1%	1,9%	1,7%
28	Enel SP		1,8%	-0,5%	-0,2%	0,0%	-0,3%	0,3%	-0,1%	0,0%	0,0%	1,0%	0,8%	1,8%
29	Energisa MT		1,9%	2,7%	1,3%	0,1%	1,0%	1,2%	0,8%	0,7%	1,2%	3,3%	1,8%	1,9%
30	EDF ES		2,1%	2,4%	2,2%	3,0%	3,1%	2,9%	1,2%	0,4%	0,6%	1,7%	1,1%	2,1%
31	Enel CE		2,6%	1,5%	1,6%	1,6%	1,1%	0,7%	1,7%	1,8%	1,0%	2,5%	2,7%	2,6%
32	Enel Rio		4,1%	0,4%	0,2%	1,4%	2,0%	1,9%	2,2%	2,7%	3,5%	3,2%	4,8%	4,1%
33	EQTL RS		4,6%	4,7%	5,1%	4,5%	5,3%	7,7%	6,3%	6,2%	6,2%	6,7%	7,5%	4,6%
34	Light Sesa		4,6%	5,0%	3,5%	1,7%	1,0%	1,0%	0,5%	3,3%	5,1%	5,4%	5,4%	4,6%
35	Amazonas		5,9%	17,1%	16,0%	13,6%	14,2%	13,9%	4,3%	5,8%	7,0%	8,6%	9,2%	9,9%
36	EQTL AP		10,1%	6,6%	7,5%	6,5%	6,4%	4,0%	1,5%	3,8%	6,6%	10,8%	8,3%	10,1%
37	Nova Palma		-4,4%	1,6%	2,2%	-1,9%	0,7%	2,1%	-1,2%	-0,7%	-1,9%	-2,2%	-3,6%	-4,4%
38	Demel		-4,9%	0,1%	1,1%	-2,1%	0,8%	-0,3%	-1,2%	0,6%	0,2%	0,7%	-2,1%	-4,0%
39	Dned		-3,3%	-0,1%	-0,1%	0,0%	-0,2%	1,6%	-0,1%	-1,1%	-0,4%	1,0%	-1,8%	-3,3%
40	Cooperat.		-1,3%	0,0%	-1,1%	-0,8%	0,5%	1,7%	1,0%	-1,4%	-8,0%	0,6%	-0,7%	-1,3%
41	Hidropan		-1,1%	-0,2%	-1,0%	-0,1%	1,1%	1,2%	0,4%	0,0%	-0,3%	-0,3%	-0,7%	-1,1%
42	Urussanga		-0,9%	-3,2%	-3,3%	-3,4%	0,4%	0,1%	0,3%	0,3%	0,2%	0,9%	0,8%	-0,9%
43	Mux Energia		-0,7%	1,1%	0,5%	-0,6%	-0,2%	-1,2%	-1,6%	-1,4%	-1,8%	-1,2%	-1,2%	-0,7%
44	Energisa BO		-0,4%	-2,7%	-2,3%	-2,4%	-2,9%	-2,3%	-1,2%	-0,5%	0,3%	0,3%	0,9%	-0,4%
45	Dcelt		0,4%	2,1%	0,4%	2,4%	1,4%	2,4%	1,8%	0,4%	0,3%	-0,6%	0,4%	0,4%
46	Sulgipe		0,7%	-1,4%	0,4%	-1,2%	0,3%	1,8%	-1,0%	-1,6%	-1,3%	-0,1%	-2,2%	0,7%

Fig 9 Perdas regulatórias - Perdas reais, ponderadas pelo Mercado de cada Distribuidora

7.3 Anexo 3 - Receita Requerida das Distribuidoras

Fonte: Anexo XI, Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.1, PROCEDIMENTOS GERAIS, Versão 2.3 C

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>

3.1. COMPOSIÇÃO DA RECEITA 9. A Receita Requerida é composta pela soma da Parcela A e da Parcela B.

$$RR = VPA + VPB \quad (8)$$

Onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A, parcela que incorpora os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive a geração própria, além dos encargos setoriais; e

VPB: Valor da Parcela B, parcela que incorpora os custos típicos da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes.

VALOR DA PARCELA B 13. O Valor da Parcela B (VPB) será calculado no processo de revisão tarifária conforme equação abaixo:

$$VPB = (CAOM + CAA).(1 - Pm - MIQ) - OR \quad (9)$$

Onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

Pm: Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade; e

OE: Outras Receitas

14. Para o cálculo do Fator de Ajuste de Mercado –PM–será considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme Submódulo 2.5.

15. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade –MIQ–será considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X, conforme Submódulo 2.5.

16. Os valores de Outras Receitas serão calculados conforme Submódulo 2.7 do PRORET.

17. O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM), cuja metodologia

de cálculo é detalhada no Submódulo 2.2 do PRORET, é composto pelos seguintes itens:

$$CAOM = CO + RI \quad (10)$$

Onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO: Custos Operacionais; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

18. O Custo Anual dos Ativos (CAA) será calculado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (11)$$

Onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, inclusive tributos e contribuições sobre a renda; QRR: Quota de Reintegração Regulatória; e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

19. Os valores de Remuneração do Capital (RC) serão calculados conforme a seguir:

$$RC = (BRRI - RGR).r_{WACC_{pré}} + RGR.r_{RGR} + RC_{OE} \quad (12)$$

Onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRI: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

$r_{WACC_{pré}}$: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;

r_{RGR} : Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

RC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

20. A metodologia de definição e os valores de $r_{WACC_{pré}}$ e r_{RGR} são detalhados no Submódulo 2.4 do PRORET. A data-base do Saldo Devedor da RGR será o terceiro mês anterior à data-base do Laudo de Avaliação.

21. A metodologia de cálculo da Base de Remuneração Regulatória é descrita no Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória.

22. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - RC_{OE} será calculada conforme equação abaixo.

$$RCOE = \left[\frac{PRN + PRP}{(1 - t)} \right] \cdot 0,5 \cdot P \cdot \left[\frac{CAOM}{CAOM + CAA - RCOE} \right] \cdot OES_b$$

(13)

onde:

$RCOE$: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

PRN : Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro, conforme valores encontrados no ano histórico de referência (ano_t), que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);

PRP : Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+ Br, com janela formada pelos últimos dez anos em relação ao ano de referência (inclusive). Inclui dados de janeiro do ano $t-9$ a dezembro do ano t , que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);

t : Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P : Participação do Capital Próprio no Capital Total, conforme valores encontrados no ano histórico de referência (ano_t), que é o ano mais recente em relação ao ano de aplicação (ano_A);

$CAOM$: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA : Custo Anual dos Ativos; e

OES_b : Obrigações Especiais Brutas.

23. Os parâmetros PRN e PRP descritos acima serão atualizados conforme a taxa regulatória de remuneração de capital, a qual será atualizada anualmente por meio de despacho emitido até o final do mês de fevereiro de cada ano de aplicação, de acordo com a metodologia prevista no PRORET 2.4.

24. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, e tem por finalidade recompor os ativos destinados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. É calculada conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \gamma$$

(14)

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRBb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

γ : Taxa média de depreciação das instalações.

25. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, e demais revisões.

26. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI - refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

27. O CAIMI será calculado com remuneração sobre 50% do investimento, conforme equação a seguir:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (15)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

28. O Custo Anual de Aluguéis (*CAL*) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAL = BAR_A \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right] \quad (16)$$

onde:

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

BAR_A: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 75% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “230.01 –Equipamento Geral – móveis e utensílios”; e 25% referente ao TUC “215.09 - Edificação – outras”

29. O Custo Anual de Veículos (CAV) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAV = BAR_V \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right]$$

(17)

onde:

CAV: Custo Anual de Veículos;

BAR_V: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em veículos; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, referente ao TUC “615.01 – Veículos”.

30. O Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI) é calculado conforme a equação abaixo:

$$CAI = BAR_I \left[\frac{1}{VU} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right]$$

(18)

onde:

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;

BAR_I: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos em sistemas de informática; e

VU: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, sendo 70% referente ao TUC “535 – Software”; e 30% referente ao TUC “235 – Equipamento Geral de Informática”

31. A metodologia de cálculo dos valores de *BARI*, *BAR_v* e *BARA*, é descrita no Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória.