

RELATÓRIO

Revisão Submódulo 12.1 do Proret – Revisão da Receita Anual de Geração

Relatório de Análise de Impacto Regulatório - RAIR nº 3/2022-SRM/ANEEL

***Documento juntado à Nota Técnica nº 61/2022-SRM/ANEEL
Processo nº 48500.000732/2022-17***

***Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM
Brasília, 06/05/2022 – Versão Pré-Participação Pública***



P. 2 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

Sumário Executivo

O presente estudo discute alternativas regulatórias ao processo de revisão do submódulo 12.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que trata da revisão da Receita Anual de Geração (RAG) das usinas hidrelétricas no regime de cotas de garantia física e de potência, regidas pela Lei nº 12.783/2013.

Os contratos de geração aludidos preveem a revisão da RAG a cada cinco anos, contados da primeira revisão da receita ocorrida em 2018. Por conseguinte, a metodologia para revisão das receitas deve ser concluída, preferencialmente, no primeiro semestre do ano de 2023.

A RAG é composta por componentes relacionados a despesas operacionais ($GAG_{O\&M}$), investimentos em melhorias (GAG_{Melh}), Base de Anuidade Regulatória (BAR), componente de compartilhamento de ganhos de produtividade (Fator X), encargos de uso e conexão referente à transmissão e distribuição de energia elétrica, fator de avaliação da qualidade do serviço prestado (Ajuste de Indisponibilidade) e encargos setoriais. Compensação Financeira por Uso dos Recursos Hídricos (CFURH) e tributos são adicionados após o cálculo da RAG.

Quanto à composição da RAG no ano de 2023, não é objetivo deste processo rediscutir a taxa regulatória de remuneração do capital (WACC), Ajuste de Indisponibilidade e encargos, haja vista já terem sido tratados em processos específicos mais recentes.

A recomendação é que se siga a opção regulatória de discussão metodológica dos componentes $GAG_{O\&M}$, GAG_{Melh} , BAR e Fator X da RAG, bem como de atualização dos valores regulatórios. Este RAIR inclui perguntas para auxiliar no debate e indicações de vantagens e desvantagens de cada opção regulatória.

Finalmente, a AIR propõe a instauração de Tomada de Subsídios, para dar início à discussão com a sociedade sobre as alternativas regulatórias e possíveis aprimoramentos nos normativos existentes que estejam relacionados com a revisão da RAG.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 3 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

Conteúdo

1. Problema regulatório	4
2. Atores ou grupos afetados	5
3. Base legal.....	5
4. Necessidade de intervenção	6
5. Objetivos	6
6. Participação pública	6
7. Alternativas	6
7.1 Escopo de Revisão Metodológica	8
7.2 Despesas Operacionais	14
7.3 Investimentos em Melhorias	17
7.4 Base de Anuidade Regulatória.....	27
7.5 Fator X.....	30
7.5.1 Aspectos gerais	32
7.5.2 Insumos e Produtos	35
7.5.3 Janela Temporal e Amostragem	35
7.5.4 Método de Cálculo.....	36
7.6 Outros Itens de Discussão	37
7.6.1 Pis/Cofins	37
7.6.2 Serviços Ancilares	38
7.6.3 Demais Questões	39
7.7 Impacto Regulatório	39
8. Estratégias de Implantação, Acompanhamento e Monitoramento	39
9. Alterações em regulamentos	40
10. Cronograma de implementação do regulamento	40
11. Comparação das alternativas.....	40
12. Conclusão	43

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 4 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

1. Problema regulatório

1. Os contratos de concessão de geração de energia elétrica celebrados sob o regramento da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, dispõem que:

“CLÁUSULA SÉTIMA - REVISÃO DA RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO

A ANEEL procederá à revisão da RAG e do Fator X, que não incluirá os índices de indisponibilidade, a fim de reavaliar os custos eficientes para a prestação do serviço concedido, estimular ganhos de produtividade e considerar os investimentos prudentes, conforme regulamentação, observado o seguinte:

I - a primeira revisão será procedida em 2018, em data definida pela ANEEL, e deverá considerar a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados e não depreciados, e as demais informações apresentadas pela Concessionária nos termos do art. 15 da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, conforme regulação da ANEEL;

II - as revisões subsequentes serão realizadas a cada cinco anos após a primeira revisão; e

III - para os reajustes anuais que antecederem à segunda revisão, o valor do Fator X será zero” (grifo nosso).

2. Do mesmo modo, a Portaria nº 117, de 5 de abril de 2013, estabeleceu as condições para a prestação temporária do serviço de geração em regime de cotas para usinas hidrelétricas com concessões encerradas e ainda não licitadas, incluindo a necessidade de revisão da RAG:

“Art. 7º A ANEEL procederá à revisão da RAG e do Fator X, que não incluirá os Índices de Indisponibilidade, a fim de reavaliar os custos eficientes para a prestação do serviço, estimular ganhos de produtividade e considerar os investimentos prudentes, conforme regulamentação, observado o seguinte:

I - a primeira revisão será procedida em 1º de julho do quinto ano subsequente ao ano de início de prestação do serviço, e considerará as informações apresentadas pela RESPONSÁVEL PELA PRESTAÇÃO DE SERVIÇO nos termos do art. 15, § 6º, da Lei nº 12.783, de 2013;

II - as revisões subsequentes serão realizadas a cada cinco anos após a primeira revisão; e

III - para os reajustes anuais que antecederem à primeira revisão, o valor do Fator X

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 5 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

será zero” (grifo nosso).

3. Por meio da Resolução Normativa – REN nº 818, de 19/06/2018, foram aprovados os submódulos 12.1 e 12.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), que regulamentam a revisão das receitas anuais de geração (RAG) das usinas hidrelétricas enquadradas no regime de cotas de garantia física, da Lei nº 12.783/2013.

4. Assim, deve haver uma metodologia para o cálculo da RAG na próxima revisão das usinas no regime de cotas, prevista para ocorrer em 2023. Embora já exista uma metodologia de cálculo de RAG aprovada, é razoável discutir os parâmetros regulatórios atuais, a fim de incorporar eventuais aprimoramentos.

2. Atores ou grupos afetados

5. Os grupos afetados pelas discussões desta AIR são:

- Consumidores cativos de energia elétrica;
- Agentes de geração hidrelétrica no regime de cotas de garantia física e de potência, regidos pela Lei nº 12.783/201, seus acionistas e credores; e
- Agentes de distribuição de energia elétrica.

3. Base legal

6. A análise desta AIR fundamenta-se nos seguintes atos legais e normativos:

- Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;
- Portarias do Ministério de Minas e Energia – MME nº 117/2013 e 418/2013;
- Norma de Organização ANEEL nº 40, de 12 de março de 2013;
- Lei nº 13.818, de 25 de junho de 2019;
- Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019;
- Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020;
- Resolução Normativa nº 941, de 6 de junho de 2021;
- Resolução Normativa nº 1.003, de 7 de fevereiro de 2022;
- Contratos de Concessão do Serviço Público de Geração de Energia Elétrica; e
- Resoluções nº 15 e 30, de 2021, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 6 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

4. Necessidade de intervenção

7. O submódulo 12.1 do Proret estabelece a metodologia a ser utilizada para definição da RAG das usinas de geração hidrelétrica no regime de cotas de garantia física e de potência, regidas pela Lei nº 12.783/2013. Uma vez que as revisões de RAG estão programadas para ocorrerem a cada cinco anos e a última revisão ocorreu em 2018, avalia-se que há diversos componentes do cálculo da RAG passíveis de discussão e eventual aprimoramento metodológico.

5. Objetivos

8. Esta AIR tem por objetivo estudar e debater com a sociedade possíveis aprimoramentos nas metodologias de cálculo da RAG das usinas de geração hidrelétrica no regime de cotas de garantia física e de potência, regidas pela Lei nº 12.783/2013, proporcionando estímulos à modicidade tarifária e à melhoria da qualidade do serviço.

6. Participação pública

9. Propõe-se a instauração de Tomada de Subsídios, por intercâmbio documental, em duas fases:

i) Primeira fase, pelo prazo de 15 dias, contada da instauração da Tomada de Subsídios, para o envio das contribuições sobre o requerimento de informações de despesas operacionais e investimentos (perguntas 2 e 4); e

ii) Segunda fase, pelo prazo de 45 dias, contada da instauração da Tomada de Subsídios, para contribuições acerca de aprimoramentos metodológicos na definição da RAG das usinas no regime de cotas de garantia física, regidas pela Lei nº 12.783/2013 (perguntas 1, 3, 5 a 13).

10. Posteriormente, propõe-se que seja instaurada Consulta Pública, a fim de se discutir com a sociedade minuta de redação dos submódulo 12.1 do Proret.

7. Alternativas

11. A princípio, apresentam-se duas opções para lidar com o problema regulatório:

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 7 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

- 1) Não alterar o submódulo 12.1 do Proret;
- 2) Atualizar os valores dos componentes da RAG, seguindo os mesmos critérios utilizados na definição metodológica de 2018; ou
- 3) Revisar os valores e a metodologia dos componentes da RAG.

12. Em todas as alternativas, há elementos que estimulam a eficiência, pois há desvinculação entre o custo praticada pela empresa e o considerado na receita.

13. Quanto à primeira opção, trata-se de metodologia conhecida, sem necessidade de intervenção regulatória, além de não representar esforço para a Administração, nem para os agentes em termos de adaptação regulatória. Contudo, desde 2018, a estrutura de custos eficientes no segmento pode ter se alterada, o que não seria capturado por essa opção.

14. Quanto à segunda opção, trata-se de metodologia conhecida que representa esforço por parte da Administração e dos agentes para a coleta e consolidação de informações. Tal opção considera estrutura de custos eficientes mais atualizada. No entanto, tal opção não possibilita a incorporação de aprimoramentos conceituais que possam ter surgido desde o ano de 2018.

15. Em relação à última opção, trata-se daquela que representa maior esforço por parte da Administração e dos agentes, tanto em termos de coleta de informações e discussão de conceitos e cálculos. Apesar disso, tal opção considera estrutura de custos eficientes mais atualizada e passível de incorporar aprimoramentos metodológicos. Entende-se que esta é a opção a ser seguida, na medida em que possibilitará uma discussão mais ampla do tema, mesmo que a maior parte dos conceitos debatido em 2018 seja preservada. As próximas seções avançarão sobre esta opção regulatória.

16. A Tabela 2 apresenta os efeitos e riscos, positivos e negativos, relativos a cada uma das opções regulatórias apresentadas:

Tabela 1: Efeitos e Riscos das Opções Regulatórias Apresentadas

	Opção 1 – Status Quo	Opção 2 – Atualização Simplificada	Opção 3 – Rediscussão Completa
Efeitos Positivos	- Sem esforço para a Administração - Sem esforço de adaptação regulatória para os agentes	- Aderência das receitas à estrutura de custos eficientes mais atualizada	- Aderência das receitas à estrutura de custos eficientes mais precisa e atualizada - Possibilidade de incorporar aprimoramentos conceituais desde 2018
Efeitos Negativos	- Falta de aderência das receitas à estrutura de custos eficientes mais atualizada - Impossibilidade de incorporar aprimoramentos conceituais desde 2018	- Esforço da Administração para coleta e tratamento de informações - Esforço dos agentes para prestar informações à Administração - Impossibilidade de incorporar aprimoramentos conceituais desde 2018	- Esforço da Administração para coleta e tratamento de informações - Esforço dos agentes para prestar informações à Administração
Riscos Positivos	- Atendimento aos prazos de revisão de receita - Previsibilidade de receita para os geradores - Previsibilidade de preço de repasse para as distribuidoras	- Aderência de receita dos geradores face os custos eficientes mais atualizados - Definição de custos eficientes mais atualizados para fins de repasse aos consumidores	- Aderência de receita dos geradores face os custos eficientes mais precisos e atualizados - Definição de custos eficientes mais precisos e atualizados para fins de repasse aos consumidores

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 8 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

	Opção 1 – Status Quo	Opção 2 – Atualização Simplificada	Opção 3 – Rediscussão Completa
Riscos Negativos	<ul style="list-style-type: none"> - Repasse de custos ineficientes aos consumidores - Insuficiência de receita para os geradores 	<ul style="list-style-type: none"> - Repasse de custos ineficientes aos consumidores - Insuficiência de receita para os geradores - Atraso nas discussões por falta de dados ou encaminhamento incorreto de informações - Imprevisibilidade de definição de receita para os geradores, devido a atrasos na discussão do processo - Imprevisibilidade de definição de preço de repasse, devido a atrasos na discussão do processo 	<ul style="list-style-type: none"> - Atraso nas discussões por falta de dados ou encaminhamento incorreto de informações - Complexidade de discussão pode inviabilizar a homologação de receitas revisadas no prazo previsto - Imprevisibilidade de definição de receita para os geradores, devido a atrasos na discussão do processo - Imprevisibilidade de definição de preço de repasse, devido a atrasos na discussão do processo

7.1 Escopo de Revisão Metodológica

17. Haja vista os contratos vigentes e o arcabouço legal atual, as usinas cujas receitas passam por revisão periódica, no regime jurídico de cotas de garantia física da Lei nº 12.783/2013, seriam as constantes da Tabela 2:

Tabela 2: Usinas no regime de cotas que passam por revisão periódica da RAG

ID	Usinas	Tipo	Cod.UHE	Concessionária atual	Contrato de Concessão	Observações
1	UHE Antas I (Pedro Affonso Junqueira)	R	000109-0	DME Energética S.A.	Contrato nº 48/1999 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
2	UHE Boa Esperança	R	000267-4	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	Contrato nº 06/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
3	UHE Bugres	R	000324-7	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
4	PCH Cachoeira do Lavrinha	R	026879-8	Cia São Patricio de G. e T. de Energia Elétrica - CSP-G&T	Contrato nº 43/1999 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
5	UHE Canastra	R	000635-1	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
6	UHE Capigui	R	000654-8	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
7	UHE Coaracy Nunes	R	000783-8	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte	Contrato nº 02/2012 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
8	Complexo Paulo Afonso ¹	R	002012-5	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	Contrato nº 06/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
9	UHE Corumbá I	R	000866-4	Furnas Centrais Elétricas S.A	Contrato nº 04/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
10	PCH Ernestina	R	000898-2	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
11	UHE Estreito (L. C. Barreto)	R	000917-2	Furnas Centrais Elétricas S.A	Contrato nº 04/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
12	PCH Forquilha	R	000976-8	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
13	UHE Funil - BA	R	027046-6	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	Contrato nº 06/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
14	UHE Funil - RJ	R	027118-7	Furnas Centrais Elétricas S.A	Contrato nº 04/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
15	UHE Furnas	R	001007-3	Furnas Centrais Elétricas S.A	Contrato nº 04/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)

¹ Composta das UHEs Apolônio Sales (Moxotó), Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III e Paulo Afonso IV.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 9 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

ID	Usinas	Tipo	Cod.UHE	Concessionária atual	Contrato de Concessão	Observações
16	PCH Guarita	R	001076-6	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
17	UHE Henry Borden	R	001084-7	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE	Contrato nº 02/2004 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
18	PCH Herval	R	001085-5	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
19	PCH Ijuizinho	R	027405-4	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
20	UHE Itaparica (Luiz Gonzaga)	R	001174-6	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	Contrato nº 06/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
21	UHE Jacuí	R	001217-3	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
22	UHE Marimbondo	R	001417-6	Furnas Centrais Elétricas S.A	Contrato nº 04/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
23	UHE Passo de Ajuricaba	R	001997-6	Departamento Municipal de Energia de Ijuí Geração-DEMEI Geração	Contrato nº 107/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
24	PCH Passo do Inferno	R	001998-4	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
25	UHE Passo Real	R	002003-6	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
26	UHE Pery	R	002045-1	Celcsc Geração S.A.	Contrato nº 06/2013 - 4º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
27	UHE Pedra	R	027052-0	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	Contrato nº 06/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
28	UHE Porto Colômbia	R	002117-2	Furnas Centrais Elétricas S.A	Contrato nº 04/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
29	UHE Porto Góes	R	002123-7	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE	Contrato nº 02/2004 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
30	UHE Rasgão	R	002187-3	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE	Contrato nº 02/2004 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
31	UHE Rio do Peixe	R	002353-1	CPFL Geração de Energia S.A.	Contrato nº 10/1999 - 3º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
32	PCH Santa Rosa	R	026730-9	Companhia Estadual de G. e T. de Energia Elétrica-CEEE GT	Contrato nº 25/2000 - 2º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
33	UHE São Domingos	P	027665-0	Celg Geração e Transmissão S.A.	Contrato 62/2000 encerrado. Portaria MME nº 352/2013 alocou no regime de cotas em 11/10/2013	Termo final da concessão: 24/05/2011 Caso não seja licitado - Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos) - Disposição Portaria MME nº 117/2013
34	UHE Três Irmãos	L	002873-8	Tijóá Participações e Investimentos S.A.	Contrato nº 03/2014 - Licitação	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos). 100% RAG.
35	UHE Xingó	R	027053-9	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	Contrato nº 06/2004 - 1º TA	Revisão 1º julho 2018 (a cada 5 anos)
36	UHE Paranoá	P	001975-5	CEB Geração S.A.	PRT MME nº 190/2020	Disposição Portaria MME nº 117/2013
37	UHE Jaguari	P	027131-4	Furnas Centrais Elétricas S.A	PRT MME nº 218/2020 e PRT MME nº 409/2020	Disposição Portaria MME nº 117/2013
38	UHE Sobradinho	R	002755-3	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf	Contrato nº 06/2004 - 3º TA	Revisão 9 fevereiro 2022 (a cada 5 anos)

Legenda: R – Renovada; P – Prestação Temporária de Serviço; e L – Licitada (Leilão nº 02/2014)

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação ACEF29F600687064

P. 10 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

18. No caso da UHE Sobradinho, segundo o 3º Termo Aditivo – TA ao Contrato de Concessão nº 06/2004, caberia revisão da RAG em 2022. Contudo, por consulta da SGT à concessionária no último processo de reajuste de RAG, em 2021, a empresa informou que toda a energia da usina está contratada nos termos da Lei nº 13.182/2015, ou seja, não havia Garantia Física a ser alocada no regime cotas (vide Cláusula Quinta do Contrato de Concessão nº 6/2004).

19. Adicionalmente, as usinas Paraibuna (contrato de concessão a vigorar até 3/6/2022) e Itumbiara (contrato de concessão vigorou até 26/2/2020) poderão ingressar no regime de cotas. No entanto, o encaminhamento dessas usinas ainda está em discussão junto ao Poder Concedente.

20. No caso da usina Macaco Branco, sua operação comercial e sua RAG foram suspensas por meio do Despacho nº 569, de 03/03/2021, e do Despacho nº 848, de 30/03/2021, respectivamente.

21. Além disso, a Lei nº 14.182, de 12 de junho de 2021, dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás):

“Art. 2º Para a promoção da desestatização de que trata esta Lei, a União fica autorizada a conceder, pelo prazo previsto no § 1º do art. 1º desta Lei, contado da data de assinatura dos novos contratos, novas outorgas de concessões de geração de energia elétrica sob titularidade ou controle, direto ou indireto, da Eletrobras, que:

I - tenham sido prorrogadas nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; [...]

Art. 4º São condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei: [...]

III - a alteração do regime de exploração para produção independente, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, inclusive quanto às condições da extinção das outorgas, da encampação das instalações e das indenizações; [...]

§ 1º O novo contrato de concessão de geração das usinas alcançadas pelo disposto no inciso II do § 2º do art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, e no § 3º do art. 10 da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015, preservará as obrigações estabelecidas no art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, e no art. 10 da Lei nº 13.182, de 3 de novembro de 2015, respeitadas as condições e a vigência dos atuais contratos de venda de energia elétrica de que tratam os referidos artigos, observado que a energia proveniente das obrigações estabelecidas no art. 22 da Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, e no art. 10 da Lei nº 13.182, de 3 de novembro

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 11 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

de 2015, não poderá ser objeto de revenda, de comercialização ou de cessão no Ambiente de Contratação Livre (ACL), e o seu uso deverá restringir-se aos consumidores integrantes dos contratos de venda de energia elétrica de que tratam os referidos artigos.

§ 2º O disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, não se aplica aos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica de que trata este artigo, e a quota de que trata o inciso I do caput deste artigo será creditada integralmente em favor das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, para fins de modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), distribuída de forma proporcional aos montantes descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração para produção independente de que trata o inciso III do caput deste artigo.

Art. 5º Caberá ao CNPE estabelecer o valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica e fixar os valores de que tratam os incisos I e II do caput do art. 4º desta Lei.

§ 1º Para o cálculo do valor adicionado à concessão, serão consideradas:

I - a alteração do regime de exploração para produção independente;

[...]

III - a descontração da energia elétrica contratada nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, para atender ao estabelecido no inciso III do caput do art. 4º desta Lei, de forma gradual e uniforme, no prazo mínimo de 5 (cinco) anos e máximo de 10 (dez) anos; [...]" (grifo nosso).

22. Na mesma toada, a Resolução CNPE nº 15, de 31/08/2021, alterada pela Resolução CNPE nº 30, de 21/12/2021², especificou o cronograma de descontração das usinas no regime de cotas:

"Art. 2º Estabelecer em R\$ 25.379.079.917,76 (vinte e cinco bilhões, trezentos e setenta e nove milhões, setenta e nove mil, novecentos e dezessete reais e setenta e seis centavos) o valor a ser pago pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, distribuído na forma do Anexo III, de bonificação pela outorga de novos contratos

² Esta Resolução também apresenta a revisão da Garantia Física das usinas hidrelétricas do grupo Eletrobrás, conforme Portaria MME nº 544, de 30.08.2021.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 12 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

de concessão de geração de energia elétrica cujo objeto é conjunto de UHEs constantes do Anexo I. [...]

§ 10. A descontração de energia elétrica contratada nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, será de vinte por cento por ano, com início em 1º de janeiro de 2023, de acordo com o cronograma do Anexo IV, com exceção das UHEs Tucuruí, Curuá-Una e Mascarenhas de Moraes, com disponibilidade de energia a partir da assinatura dos novos contratos de concessão. [...]

Anexo IV

Ano	Percentual de Garantia Física Alocada na Forma de Cotas de Garantia Física de Energia e de Potência das UHEs da Eletrobras às Concessionárias e Permissionárias de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica
2022	100%
2023	80%
2024	60%
2025	40%
2026	20%
2027	0%
De 2028 em diante	0%

[...]”

23. De modo análogo, a Lei Estadual do Rio Grande do Sul nº 15.298, de 4 de julho de 2021, autorizou o Poder Executivo do Estado do Rio Grande do Sul a promover medidas de desestatização da Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT.

24. Assim, para as usinas hidroelétricas no regime de cotas sob titularidade ou controle da Eletrobras ou da CEEE-GT, regidas pela Lei nº 12.783/2013, enquanto novas outorgas não forem concedidas, é necessário estabelecer os valores revisados da RAG, a partir de 2023.

Pergunta 1: A Tabela 2 reflete adequadamente quais usinas hidrelétricas no regime de cotas deverão ter suas RAGs revistas em 2023? Justifique.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 13 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

25. Cabe, inicialmente, conhecer os componentes da RAG³:

- I. Custo da Gestão dos Ativos de Geração (GAG)
 - a. Custos Operacionais (GAG_{O&M})
 - b. Custos de Capital por Investimentos em Melhorias (GAG_{Melh})
 - c. Custo da Gestão dos Ativos de Geração, decorrente de ampliações executadas nas usinas hidrelétricas (GAG_{Ampl});
 - d. Bens Não Reversíveis ou Base de Anuidade Regulatória (CAIMI);
 - e. Fator X destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade;
- II. Ajuste de Indisponibilidade Apurada ou pelo Desempenho Apurado (Ajl);
- III. Encargo de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão;
- IV. Encargo de Conexão de responsabilidade da concessionária; e
- V. Outros Encargos.

26. Na ausência de ampliações frequentes nas usinas prorrogadas no regime de cotas desde a última revisão e como os custos decorrentes de ampliações já se encontram regulados por meio do componente GAG_{Ampl}, conforme submódulo 12.4 do Proret, entende-se que o tema não necessita ser rediscutido neste momento.

27. Os custos de capital estão associados ao montante de investimentos realizados e à remuneração do acionista associada a tais investimentos, de modo que o custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC) está contemplado no GAG_{Melh}. O WACC foi discutido, recentemente, no âmbito do processo 48500.001761/2018-10, concluso no 1º semestre de 2020, de modo integrado e abrangente com outros segmentos do setor elétrico, estabelecendo-se recálculo anual do WACC para as usinas prorrogadas no regime de cotas. Assim, este processo não tem por objetivo rediscutir esta questão.

28. Igualmente, a Resolução Normativa – REN nº 913, de 2 de fevereiro de 2021, estabeleceu, recentemente, disposições relativas ao padrão de qualidade do serviço de geração de energia elétrica prestado por concessionárias de usinas hidrelétricas alcançadas pela Lei nº 12.783/2013, de maneira que não cabe rediscussão neste processo.

29. Finalmente, o tratamento de encargos setoriais já está regulamentado no âmbito do submódulo 12.2 do Proret, que versa sobre procedimentos e metodologias aplicáveis a processos de reajuste de RAG, de forma que não cabe rediscutir o assunto neste momento.

³ Em relação aos contratos relacionados na Tabela 2, para a estrutura regulatória vigente, não há incidência de Retorno da Bonificação pela Outorga – RBO.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 14 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

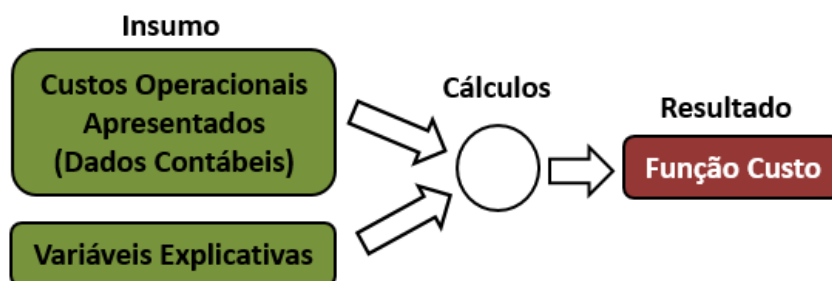
30. Com isso, o escopo de revisão da RAG será atinente aos seguintes componentes, a serem tratados, cada qual, em seção específica deste documento: i) GAG_{O&M}; ii) GAG_{Melh}, à exceção do WACC; iii) CAIMI; iv) Fator X; e v) demais temas.

7.2 Despesas Operacionais

31. Dando continuidade à regulamentação econômica por incentivo para as usinas cotistas, objetiva-se definir despesas operacionais que reflitam referenciais de eficiência, e não necessariamente corresponderão aos custos reais praticados pelos agentes. Assim, o referencial de eficiência não é o custo da própria empresa, mas pode ser obtido por meio uma análise comparativa com outras empresas do setor de geração, de modo a considerar as melhores referenciais na prestação do serviço. A razão básica é estimular a racionalidade dos custos e a modicidade tarifária, objetivos do art. 1º da Lei 12.783/2013. De fato, a Cláusula Sétima do contrato concessão busca, na revisão da RAG, a reavaliação dos custos eficientes para a prestação do serviço concedido.

32. No submódulo 12.1 do Proret vigente, os valores de despesas operacionais eficientes foram obtidos por meio de abordagem paramétrica. Simplificadamente, para a definição da função de despesas operacionais regulatórias, requer-se a apresentação de custos operacionais reais das usinas e a escolha de variáveis que expliquem a variabilidade dos custos percebidos, conforme Figura 1.

Figura 1: Esquemático para definição de despesas operacionais regulatórias



33. Conforme externado em diversos processos afetos ao regime de cotas, inclusive nos leilões nº 2/2014 (UHE Três Irmãos), nº 12/2015 (29 usinas) e nº 1/2017 (UHEs Volta Grande, Miranda, Jaguará e São Simão), as despesas operacionais contemplam todas as despesas oriundas das tarefas de operação e manutenção e das atividades administrativas, estando aí inclusos gastos com a gestão do negócio, custos socioambientais, demandas da Administração Pública, entre outros.

34. Para a atualização deste estudo, é necessário obter dados de despesas operacionais realizadas de usinas hidroelétricas, estando elas no regime de cotas ou não. A intenção é, portanto, requerer dados contábeis de despesas operacionais relacionados à geração hídrica, desagregados por

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P. 15 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

natureza de gastos e usinas, relativos aos anos de 2017 a 2021⁴ (haja vista que a janela temporal anterior utilizou dados de 2012 a 2016). Propõe-se que as empresas encaminhem os dados em 30 dias a contar da data de emissão do Ofício Circular. As informações contábeis encaminhadas devem estar de acordo com as previsões do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE e ser segregadas entre todas as usinas que fazem parte do parque gerador do agente.

35. Será solicitado aos agentes informar despesas operacionais totais apresentadas no Balancete Mensal Padronizado - BMP, conforme contas 6105.1. Quando da existência de duas ou mais plantas geradoras, os agentes devem informar o critério de rateio de custos entre as usinas (por potência instalada, garantia física, energia gerada, ou demais critérios). Esses custos são aqueles relativos à atividade exclusiva de geração de energia e os custos administrativos associados a essa atividade. O elenco de contas considerado é detalhado na Tabela 3.

Tabela 3: Elenco de Contas considerado no cálculo dos custos operacionais de geração

BMP - 6105.1			
6105.1.05	Pessoal	6105.1.25	Transferência da Adm. Central - Pessoal
6105.1.05.01	Remuneração	6105.1.25.01	Remuneração
6105.1.05.02	Encargos	6105.1.25.02	Encargos
6105.1.05.03	Previdência Privada / Complementar	6105.1.25.03	Previdência Privada / Complementar
6105.1.05.06	Despesas Rescisórias	6105.1.25.06	Despesas Rescisórias
6105.1.05.07	Participação nos Lucros e Resultados – PLR	6105.1.25.07	Participação nos Lucros e Resultados – PLR
6105.1.05.08	Outros Benefícios – Corrente	6105.1.25.08	Outros Benefícios – Corrente
6105.1.05.10	(-) Créditos de Tributos Recuperáveis	6105.1.25.10	(-) Créditos de Tributos Recuperáveis
6105.1.05.99	Outros	6105.1.25.99	Outros
6105.1.06	Administradores	6105.1.26	Transferência da Adm. Central - Administradores
6105.1.07	Materiais	6105.1.27	Transferência da Adm. Central - Materiais
6105.1.08	Serviços de Terceiros	6105.1.28	Transferência da Adm. Central - Serviços de Terceiros
6105.1.10	Seguros	6105.1.30	Transferência da Adm. Central - Seguros
6105.1.16	Tributos	6105.1.36	Transferência da Adm. Central - Tributos
6105.1.19	Gastos Diversos	6105.1.39	Transferência da Adm. Central - Gastos Diversos
6105.1.19.03	Taxa de Arrecadação	6105.1.39.03	Taxa de Arrecadação
6105.1.19.04	Taxas Bancárias	6105.1.39.04	Taxas Bancárias

36. Frisa-se que custos socioambientais e por demandas da Administração Pública, entre outros caracterizados como despesas operacionais, constem do elenco de contas apresentado. Não é

⁴ A obrigatoriedade de prestação de informações solicitadas pela ANEEL está respaldada nas Leis nº 8.987/199 (art. 31, inciso V) e nº 9.784/1999 (art. 4º, inciso IV), na REN nº 846, de 11 de junho de 2019 (art.9º, inciso VI; art. 10, inciso XX; art. 11, inciso V), e nos atos de outorga de concessões de Uso de Bem Público e regime de cotas de garantia física.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 16 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

possível considerar gastos na definição de RAG sem que a devida identificação contábil esteja explícita. Da mesma forma, se os agentes entenderem que determinada conta não deve compor a análise, ou o contrário, devem realizar as justificativas na discussão pública oportuna para a análise da Agência.

37. Para fins de sigilo dos dados contábeis informados, seguindo as recomendações do processo revisional de 2018, somente serão divulgadas as informações contábeis discretizadas das empresas em regime de cotas. Portanto, os agentes fora do regime de cotas não devem encaminhar as informações contábeis no âmbito desta Tomada de Subsídios; o Ofício Circular indicará, posteriormente, o modo de encaminhamento dessas informações.

38. Além disso, serão solicitadas informações físicas e características das usinas de energia elétrica pertencentes ao parque gerador da empresa. Ao contrário dos dados contábeis, trata-se de informações de caráter público, razão pela qual todos os dados físicos prestados estarão disponíveis no âmbito de Consulta Pública:

1. Nº de Unidades Geradoras (UG)
2. Garantia Física (GF) em MWméd
3. Capacidade Instalada em Operação – Potência em MW
4. Localização (Região)
5. Tipo Turbina (Francis, Kaplan, Pelton ou outros)
6. Tipo Reservatório (Acumulação ou Fio d'água)
7. Tipo Despacho (Tipos I, II-A, II-B, II-C e III)
8. Modernização da Usina (Convencional, Digital, Convencional/Digital, Assistida em Horário Comercial e Outros)
9. Tipo Usina (UHE, PCH, CGH)
10. Área do Reservatório (em km²), conforme Ficha Técnica
11. Ano Início de Operação Comercial da 1ª Unidade Geradora

Pergunta 2: O rol de informações contábeis e físicas a ser solicitado por meio de Ofício Circular está adequado para os propósitos do estudo da GAG_{O&M}? Justifique.

39. De acordo com o submódulo 12.1 do Proret vigente, as despesas operacionais regulatórias, relativas a cada usina hidrelétrica⁵, com data-base de julho/2017 (índice-preço de junho/2017), foram definidas pela formulação:

⁵ Devido a especificidades técnicas da UHE Henry Borden, aplica-se a lógica de intervalo de despesas operacionais, de modo a comparar as despesas operacionais médias apresentadas da usina e de suas estações elevatórias Pedreira e Traição e a parametrização adicionada aos desvios-padrões de cada variável.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 17 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

$$GAG_{O\&M} = e^{12,692202+DESPACHO} * CI^{0,64325} * \text{ÁREA}^{0,018314} * UG^{0,178376} \quad [1]$$

onde,

DESPACHO: Para as usinas que tenham despacho centralizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, valor equivalente a 0,3028; para aquelas que não tenham despacho centralizado pelo ONS, valor equivalente a 0;

CI = Capacidade Instalada em Operação (MW);

ÁREA = Área do Reservatório, conforme ficha técnica (km²). Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 0,01 km²;

UG = Número de Unidades Geradoras. Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 1; e

GF = Garantia Física (MWméd).

40. Para efeitos de revisão da RAG das usinas no regime de cotas de garantia física e potência, são consideradas como usinas que tenham despacho centralizado pelo ONS aquelas classificadas com Modalidade de Operação Tipo I⁶.

41. No valor de RAG, já se inclui participação nos resultados e distribuição de lucros, não cabendo a incidência de fatores multiplicadores no termo $GAG_{O\&M}$ para majorar as despesas operacionais regulatórias com essa finalidade. Tal assunto já pacificado no âmbito da Audiência Pública – AP nº 16/2017, embasado em Parecer da Procuradoria Federal junto à ANEEL.

42. Além disso, previu-se trajetória de despesas operacionais a depender do reposicionamento da receita eficiente e da variação das despesas operacionais realizadas ao longo do período de referência analisado no cálculo.

Pergunta 3: Deve-se manter a estrutura paramétrica para a definição das despesas operacionais eficientes, bem como trajetória de variação de despesas operacionais? Justifique.

7.3 Investimentos em Melhorias

43. A metodologia vigente para repasse de investimentos em melhorias fundamenta-se nas premissas construídas nas CP nº 12/2016 e AP nº 16/2017, bem recepcionadas pelo mercado.

⁶ Programação e despacho centralizados, de acordo com o Submódulo 26.2 Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas dos Procedimentos de Rede, confirmado pelo Submódulo 1.2 Glossário dos Procedimentos de Rede.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 18 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

44. A concessionária deverá executar as melhorias nas instalações de geração, visando manter a prestação adequada do serviço público de que é titular. Os custos de capital associados aos investimentos em melhorias são reconhecidos pela parcela GAG_{Melh} , a qual contempla duas parcelas: a Quota de Reintegração Regulatória – QRR e a Remuneração do Capital – RC. A primeira se refere aos custos de depreciação dos ativos que ainda não estejam totalmente depreciados. A segunda cumpre o objetivo de fornecer ao acionista uma remuneração associada à parcela dos investimentos ainda não amortizados.

45. O valor de GAG_{Melh} para cada usina é regulatório, sendo compreendido pela parametrização de variáveis explicativas com a necessidade de investimentos em melhorias durante o período de concessão. Nesse valor, estão compreendidos, entre outros aspectos, a troca de todos os equipamentos hidro e eletromecânicos e custos de natureza contábil de investimentos relativos a dispêndios socioambientais e de demandas da Administração, até o final do prazo de concessão.

46. Para realizar a parametrização, utiliza-se como base o investimento relacionado de equipamentos hidro e eletromecânicos, além de dispêndios socioambientais e de demandas da Administração com natureza contábil de investimentos, para universo de usinas hidrelétricas licitadas fora do regime de cotas de garantia física e potência. A referência de valores foi obtida por meio dos Orçamentos Padrão Eletrobrás – OPE de Projeto Básico⁷, referentes ao elenco de contas, constante na Tabela 4:

Tabela 4: Elenco de Contas para cálculo da remuneração de investimentos em melhorias

Conta	Descrição
10.15, exceto 10.15.13	Meio Físico-Biótico, Meio Socioeconômico, Gerenciamento e Supervisão Ambiental, Comunicação Socioambiental, Usos Múltiplos, exceto outros custos não identificados
12.16.23.23	Túnel de Desvio - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.16.24.23	Canal de Desvio - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.16.26.23	Comporta Ensecadeira - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.17.25.32	Comporta Ensecadeira - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.18.28.23	Vertedouro de Superfície - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.18.28.24	Equipamentos Descarregador de Vazão Ambiental - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.18.29.23	Vertedouro de Fundo – Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.30.23	Tomada d'Água e Canal de Adução - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.31.23	Canal Desarenador (Comportas) Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.34.23	Conduto Forçado - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.33.23	Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.34.24	Túnel de Fuga e Câmara da Comporta - Equipamentos de Enchimento - Hidromecânicos
12.19.35.23	Túnel de Fuga e Câmara da Comporta - Equipamentos de Enchimento - Hidromecânicos
12.19.36.23	Câmara de Equilíbrio - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.19.37.23	Conduto Forçado - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
12.20.34.16	Comportas (escada de peixe) - Equipamentos de Fechamento Hidromecânicos
13	Turbinas e Geradores

⁷ Informações foram obtidas por meio das fichas de dados dos empreendimentos de geração de energia elétrica integrante da Habilitação Técnica pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE para fins de participação nos leilões de energia nova.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 19 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

Conta	Descrição
14	Equipamento Elétrico Acessório
15	Diversos Equipamentos da Usina

47. O objetivo é estimar o valor que corresponda à troca dos itens das usinas que terão suas receitas revisadas. Consiste de representação do valor aproximado de uma obra completa de modernização de uma usina que se encontra em operação comercial por longa data. Assim, não é objetivo reconstruir a usina hidrelétrica, como um todo, de sorte que não cabe estimar GAG_{Melh} para itens relacionados a obras civis não abrangidos nas demais rubricas.

48. De posse dos investimentos de usinas licitadas fora do regime de cotas de garantia física e potência, foram definidos, em termos regulatórios, os custos de capital por investimentos em melhorias para cada usina hidrelétrica⁸:

$$GAG_{Melh} = \text{Fator}_{\text{Atualização}} * e^{15,28132} * CI^{0,731} * UG^{0,49185} - (\text{Remuneração}_{\text{Anterior}}) \quad [2]$$

Onde:

$\text{Fator}_{\text{Atualização}}$: Fator o qual depende do número de unidades geradoras e do período restante do contrato de concessão, calculado considerando-se a taxa regulatória de remuneração do capital (WACC real depois de impostos), referenciada no submódulo 12.3 do PRORET;

CI: Capacidade Instalada em Operação (MW);

UG: Número de Unidades Geradoras. Caso a ANEEL não disponha de valor atualizado e não seja apresentada ficha técnica ou outro comprovante a ser analisado pela ANEEL, o valor considerado será igual a 1; e

$\text{Remuneração}_{\text{Anterior}}$: Um quinto da remuneração por investimentos em melhorias recebida no ciclo anterior de vigência da RAG, antes da entrada em vigor do submódulo 12.1 do Proret.

49. Além disso, algumas unidades geradoras de usinas hidrelétricas podem ter passado por modernização no período anterior à entrada no regime de cotas. Para esses casos, não é necessária a cobertura integral de investimentos futuros em melhorias em volume suficiente para a substituição completa dos equipamentos ao longo dos anos restantes dos contratos de concessão.

50. Para equacionar a questão, deve-se avaliar os investimentos considerados prudentes e passíveis de ressarcimento, conforme exposto na NT nº 37/2017-SRG/SCG/ANEEL, no processo de indenização tratado de acordo com a Resolução ANEEL nº 596/2013 e o art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012. Dado que existem ativos a serem indenizados, é preciso compatibilizar a previsão de investimentos em melhorias dessas usinas, uma vez que parte desses investimentos pode não ser executados novamente até o fim do prazo de concessão vigente.

⁸ Devido à temporalidade de construção de grupos geradores da usina Pery, aplica-se a lógica de segregação de grupos geradores para o cálculo desta equação, conforme CP nº 21/2021.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 20 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

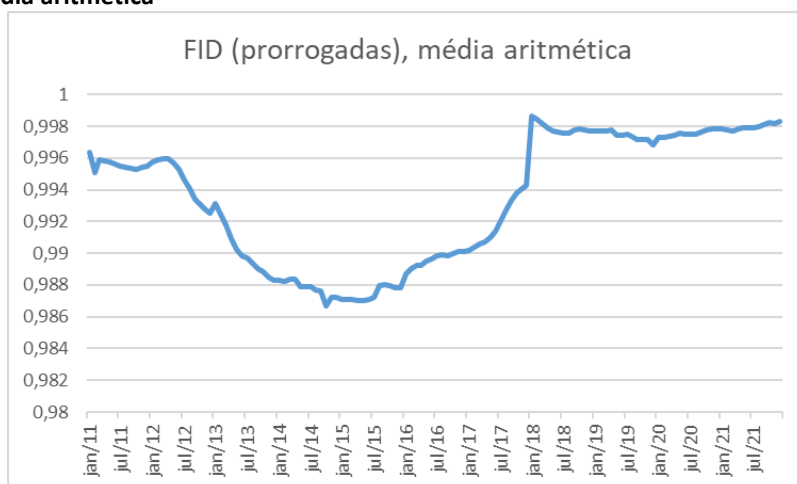
51. Ainda não se conhecem os valores relativos às indenizações, pois, de acordo com a REN nº 942, de 2 de agosto de 2021, que modificou a REN nº 596/2013:

"Art. 6º As concessionárias alcançadas por esta Resolução deverão comprovar a realização dos respectivos investimentos vinculados a bens reversíveis de que trata o art. 3º desta Resolução até 365 dias após a publicação desta Resolução, podendo ser prorrogado por igual período, a critério da ANEEL".

52. Com o conhecimento do valor de indenizações, discretizado por equipamento, será possível ter a noção estruturada dos investimentos em melhorias já realizados em cada usina, bem como as suas respectivas datas de imobilização. Propõe-se que as indenizações relativas ao elenco de contas da Tabela 4 reduzam os fatores de anualização da fórmula anterior. No momento em que as indenizações forem conhecidas e aprovadas pela Diretoria, elas serão descontadas, com a devida atualização monetária dos montantes contemplados de GAG_{Melh}, observando-se o que as usinas receberam desse componente, desde a revisão da RAG de 2018. Todo esse esforço é necessário a fim de não se duplicar o montante de receita para a realização de investimentos em melhorias.

53. Destaca-se, adicionalmente, que uma das premissas para o estabelecimento de um valor regulatório de GAG_{Melh} concernia à deterioração do serviço de geração de energia elétrica, mensurado em termos de disponibilidade das instalações. Observava-se, até 2017, deterioração na qualidade do serviço prestado, conforme dados da 1ª fase da AP nº 16/2017. Assim, cabe, para efeitos de monitoramento, verificar como se comportou a disponibilidade das usinas prorrogadas no regime de cotas, desde a edição do submódulo 12.1 do Proret em 2018 (Gráficos 1, 2 e 3).

Gráfico 1: Fator de Disponibilidade de Geração – FID⁹, usinas prorrogadas¹⁰ no regime de cotas de garantia física, para os anos de 2011 a 2021, média aritmética



⁹ Dados mensais (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).

¹⁰ Usinas em prestação temporária de serviço no regime de cotas também foram consideradas neste gráfico.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P. 21 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

Gráfico 2: FID, usinas prorrogadas no regime de cotas de garantia física, para os anos de 2011 a 2021, média ponderada pela potência instalada

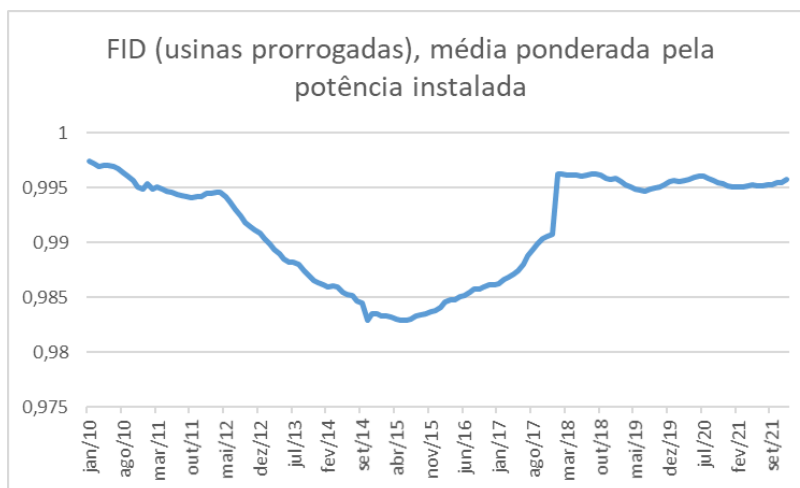
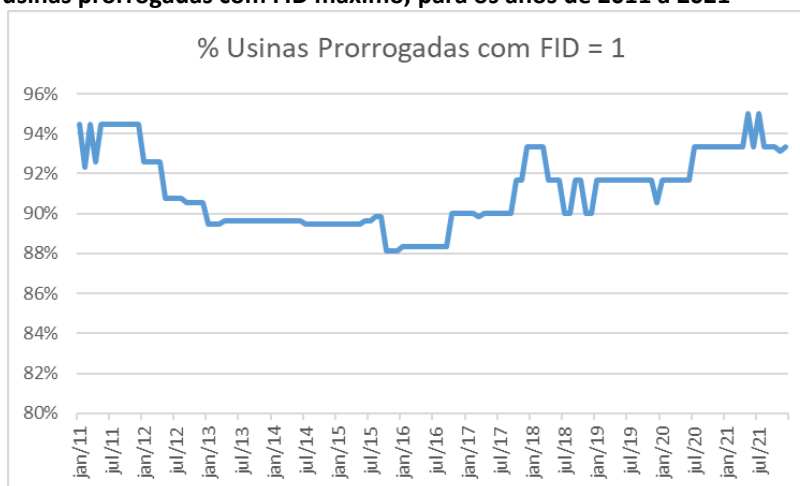


Gráfico 3: Percentual de usinas prorrogadas com FID máximo, para os anos de 2011 a 2021



54. A partir dos dados da CCEE, seja por média aritmética, seja por média ponderada, observa-se que o Fator de Disponibilidade de Geração¹¹ - FID, decaiu de 2012 a 2016, observando-se recuperação a partir de 2017. Em 2018, nota-se salto qualitativo do FID, retornando aos níveis anteriores à Medida Provisória nº 579/2012 (em alguns casos, melhor do que a situação de 2011), de modo que a disponibilidade permaneceu elevada até o momento deste estudo. Do mesmo modo, o número de usinas com FID máximo também cresceu, desde 2016.

55. Não é possível dizer que somente a mudança regulatória de estabelecimento da GAG_{Melh} por meio de anuidade fixa, em 2018, tenha sido a responsável por essa melhora qualitativa. Mesmo assim, devido à melhora na disponibilidade, à constância nos resultados e à expectativa de remuneração de

¹¹ Valor adimensional, limitado superiormente a 1 (um).

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 22 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

investimentos com menos etapas processuais de análise e incertezas desde as discussões da AP nº 16, de 2017, há indicativos de que o ambiente regulatório contribuiu para incentivar as empresas a melhorarem a qualidade do serviço prestado.

56. Nesse sentido, é relevante conhecer os investimentos em melhorias realizados pelas empresas, desde 2018, para identificar quais tipos de investimentos foram efetivados e que possibilitaram a melhoria nos indicadores de qualidade. Busca-se, por conseguinte, conhecer as informações constantes das Tabelas 5 a 7, a serem solicitadas por meio de Ofício Circular às usinas prorrogadas ou em prestação temporária de serviço sob o regime de cotas, regidas pela Lei nº 12.783/2013. O valor deve ser condizente com os demais registros contábeis das empresas.

Tabela 5: Elenco de Contas para cálculo da remuneração de investimentos em melhorias

	CAMPOS	DESCRIÇÃO	
Informações Contábeis	1	Conta Contábil	Conforme Elenco de Contas, seguindo MCSE
	2	Número Patrimônio	Código atribuído pela concessionária
	3	Dígito Incorporação	Código atribuído pela concessionária
	4	ODI (Ordem de Imobilização)	Código atribuído pela concessionária
	5	TUC (Tipo de Unidade de Cadastro)	Seguir MCPSE
	6	Denominação do TUC	Seguir MCPSE
	7	A1	Seguir MCPSE
	8	A2	Seguir MCPSE
	9	A3	Seguir MCPSE
	10	A4	Seguir MCPSE
	11	A5	Seguir MCPSE
	12	A6	Seguir MCPSE
	13	IdUC	Código atribuído pela concessionária
	14	UAR	Código atribuído pela concessionária
	15	Taxa Anual de Depreciação (%)	Taxa vigente (%) (Resolução Normativa 674, de 11/8/2015, ou o que vier a sucedê-la)
	16	Descrição Contábil do Bem	Conforme Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	17	Quantidade	Informar quantidade avaliada
	18	Unidade de Medida	Considerar as unidades previstas no MCPSE
	19	Datas de energização/Capitalização (transferência do AIC para o AIS).	(dd/mm/aa)
	20	Valor Original Contábil (R\$)	Valor efetivamente contabilizado
	21	Depreciação Acumulada (R\$)	R\$
	22	% Depreciação Acumulada	%
	23	Valor Residual Contábil (R\$)	R\$

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 23 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

		CAMPOS	DESCRIÇÃO
Baixas	24	ODD (Ordem de desativação)	Código atribuído pela concessionária
	25	Data da baixa	(dd/mm/aa)
Informações da Base Física	26	Descrição Técnica do Bem	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o bem
	27	Classe de Tensão	kV
	28	Reserva Técnica	S/N
	29	ODI Engenharia	Conforma Sistema da Empresa
Informações Complementares	30	Código do Material	Conforma Sistema da Empresa
	31	Descrição do Código do Material	Conforma Sistema da Empresa, capaz de identificar o material
Informações Gerais	32	Doação	S/N
	33	Incorporação de Rede	S/N
	34	Luz Para Todos e Mais Luz para a Amazônia	S/N
	35	Status de Conciliação	Conciliado (CO), Sobre Física (SF) ou Sobre Contábil (SC)

Tabela 6: Razão de Obras Analítico - ROA

Coluna	Variável	Descrição Variável	Tipo
1	Ide_RO_Analitico	Identificador de linha	Inteiro longo
2	Cd_ODI	Código da ODI	VarChar(25)
3	Cd_SubODI	Código da Sub-ODI	VarChar(25)
4	Cd_Cls_Custo	Classe de custo	VarChar(25)
5	COD_ITEM	Código do material, ou do serviço	VarChar(25)
6	Cd_NG	Natureza de Gasto	Inteiro
7	Cd_CA	Tipo do CA	Inteiro
8	Qtd	Quantidade registrada no razão	Duplo
9	Unidade	Unidade do razão	VarChar(10)
10	VL_tot	Valor do registro do razão (R\$)	Duplo
11	Dt_Lcmtto	Data lançamento	Data (aaaa/mm/dd)
12	Nr_TI	Número da tipologia da instalação	Inteiro
13	Nr_TUC	Número do tipo de UC	Inteiro
14	Nr_A1	Número do atributo A1	Inteiro

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 24 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

Coluna	Variável	Descrição Variável	Tipo
15	Nr_A2	Número do atributo A2	Inteiro
16	Nr_A3	Número do atributo A3	Inteiro
17	Nr_A4	Número do atributo A4	Inteiro
18	Nr_A5	Número do atributo A5	Inteiro
19	Nr_A6	Número do atributo A6	Inteiro
20	FLG_DOA_OE	DOAÇÃO (Sim=1; Não=0)	Booleano
21	FLG_INCOR_OE	INCORPORAÇÃO (Sim=1; Não=0)	Booleano

Campo 1 (Ide_RO_Analitico): é a chave primária da tabela que representa o registro (linha) inteiro da tabela e funciona como índice para localização do registro. Deve ser preenchido com um número sequencial, inteiro, iniciando por um (1).

Campo 2 (Cd_ODI): é o código da ordem de imobilização referente ao registro informado. É uma variável de texto e deve ser preenchida de acordo com a codificação empregada pela empresa.

Campo 3 (Cd_SubODI): é o código que identifica o projeto ou obra, deve conter todos os projetos apresentados no razão de obras sintético, ROS, tabela 7. É uma variável de texto e deve ser preenchida de acordo com a codificação empregada pela empresa. Para o caso de não haver um projeto associado, a empresa deve criar um código *virtual* que também deverá ser usado nos lançamentos do ROS.

Campo 4 (Cd_Cls_Custo): é o código da classe de custo. Caso a empresa não trabalhe com classes de custo, deixar em branco.

Campo 5 (COD_ITEM): é o código do item, tanto de material (compatível com a tabela CD_NG) quanto de serviços (compatível com a tabela CD_NG). No caso de haver itens, material e serviços, sem código no sistema da empresa deve-se criar um código "virtual" (deve-se agregar os materiais e serviços idênticos, sob mesmo código virtual) e apresentar em documento justificativa para a ausência do código no sistema. Este campo deve ser obrigatoriamente preenchido quando as naturezas de gasto forem: UC/UAR, COM e ST.

Campo 6 (CD_NG): é a natureza de gasto do registro, conforme tabela a seguir:

Cd_NG	Txt_NG
1	Material - UAR
2	Material - COM
3	Mão de obra própria
4	Serviço de terceiros
5	Juros sobre obras em andamento
6	Outros

Campo 7 (Cd_CA): é a natureza do custo adicional, conforme tabela a seguir:

Cd_CA	Txt_CA
1	Frete/Transporte
2	Projeto
3	Gerenciamento
4	Fiscalização
5	Montagem
6	Custo de Suporte

Campo 8 (Qtd): é a quantidade de material ou de horas, caso seja CA. Deve ser valor numérico.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 25 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

Campo 9 (Unidade): é a unidade do material ou do CA.

Campo 10 (VL_tot): é valor original de lançamento do registro no razão.

Campo 11 (Dt_Lcmt): é a data em que foi registrado o lançamento.

Campo 12 (Nr_TI): é o código do tipo da instalação, empregada na estrutura do Controle Patrimonial de acordo com os domínios definidos pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. É um valor numérico e inteiro.

Campo 13 (Nr_TUC): é o código do tipo de unidade de cadastro, empregada na estrutura do Controle Patrimonial de acordo com os domínios definidos pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. É um valor numérico e inteiro.

Campo 14 (Nr_A1): é o código do atributo do tipo do bem, empregada na estrutura do Controle Patrimonial de acordo com os domínios definidos pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. É um valor numérico e inteiro.

Campo 15 (Nr_A2): é o código do atributo de característica técnica, empregada na estrutura do Controle Patrimonial de acordo com os domínios definidos pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. É um valor numérico e inteiro.

Campo 16 (Nr_A3): é o código do atributo de característica técnica, empregada na estrutura do Controle Patrimonial de acordo com os domínios definidos pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. É um valor numérico e inteiro.

Campo 17 (Nr_A4): é o código do atributo de característica técnica, empregada na estrutura do Controle Patrimonial de acordo com os domínios definidos pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. É um valor numérico e inteiro.

Campo 18 (Nr_A5): é o código do atributo de característica técnica, empregada na estrutura do Controle Patrimonial de acordo com os domínios definidos pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. É um valor numérico e inteiro.

Campo 19 (Nr_A6): é o código do atributo de característica técnica, empregada na estrutura do Controle Patrimonial de acordo com os domínios definidos pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico. É um valor numérico e inteiro.

Campo 20 (FLG_DOA_OE): se for registro de uma de doação preencher com 1, caso não 0.

Campo 21 (FLG_INCOR_OE): se for registro de uma de incorporação preencher com 1, caso não 0.

Tabela 7: Razão de Obras Sintético - ROS

Coluna	Variável	Descrição Variável	Tipo
1	Ide_RO_Sintetico	Identificador de linha	Inteiro longo
2	Cd_ODI	Número da ODI	VarChar(25)
3	Cd_SubODI	Número da Sub-ODI	VarChar(25)
4	Txt_Desc_ODI	Descrição do projeto	VarChar(255)
5	Cd_Tipo_Obra	Tipo da obra	VarChar(25)
6	Dt_Inic_Proj	Data início do projeto	Data (aaaa/mm/dd)
7	Dt_Energ	Data energização	Data (aaaa/mm/dd)
8	Dt_Uniti	Data unitização	Data (aaaa/mm/dd)
9	Pct_OE	Percentual de obrigação especial, em decimal	Duplo

Campo 1 (Ide_RO_Sintetico): é a chave primária da tabela que representa o registro (linha) inteiro da tabela e funciona como índice para localização do registro. Deve ser preenchido com um número sequencial, inteiro, iniciando por um (1).

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 26 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

Campo 2 (Cd_ODI): é o código da ordem de imobilização referente ao registro informado. É uma variável de texto e deve ser preenchida de acordo com a codificação empregada pela empresa.

Campo 3 (Cd_SubODI): é o código que identifica o projeto ou obra, deve conter todos os projetos apresentados no razão de obras analítico, ROA, tabela 6. É uma variável de texto e deve ser preenchida de acordo com a codificação empregada pela empresa. Para o caso de não haver um projeto associado, a empresa deve criar um código *virtual* que também deverá ser usado nos lançamentos do ROA.

Campo 4 (Txt_Desc_ODI): é a descrição do projeto adotada pela empresa que deve ser evidenciada nos dossiês das obras. É uma variável de texto.

Campo 5 (Cd_Tipo_Obra): é a classificação do tipo de obra que deve ser evidenciada nos dossiês das obras, e deve observar a tabela de domínio a seguir:

Cd_Tipo_Obra	Txt_TP_OBRA	Txt_CLS_OBRA
1	Ampliação/Expansão	Investimento
2	Construção	Investimento
3	Manutenção	Manutenção
4	Melhoria/Reforma	Investimento
5	Administrativo	Investimento
6	Incorporação	Investimento
7	Melhoria/Reforma	Manutenção
8	PEE	Investimento
9	PED	Investimento
10	Manutenção	Investimento
11	Medição	Investimento
12	Medição	Manutenção

Os itens 3 e 10 da tabela de domínio são de manutenção, mas possuem classificação ora de investimento, ora de manutenção. Por exemplo, a manutenção que exige a troca de um equipamento possui classificação 'Manutenção', por sua vez, se a manutenção for a inserção de um poste para adequar a distância mínima do vão em relação ao solo, não envolvendo troca, sugerimos classificar como 'Investimento'.

Campo 6 (Dt_Inic_Proj): data de início do projeto, que deve ser evidenciada nos dossiês das obras. É uma variável de data. Caso não haja projeto, indicar data de finalização.

Campo 7 (Dt_Energ): data de energização da obra, que deve ser evidenciada nos dossiês das obras. É uma variável de data. Caso não haja energização, indicar data de finalização.

Campo 8 (Dt_Uniti): data de unitização. É uma variável de data.

Campo 9 (Pct_OE): indicar o percentual que foi contabilizado como obrigação especial, que deve ser evidenciado nos dossiês das obras. É uma variável numérica.

Pergunta 4: O rol de informações a ser solicitado por meio de Ofício Circular está adequado para os propósitos do estudo da GAG_{Melh}? Justifique.

Pergunta 5: Deve-se manter a estrutura paramétrica para a definição regulatória de investimentos em melhorias? Justifique.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 27 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

7.4 Base de Anuidade Regulatória

57. A Base de Anuidade Regulatória – BAR consiste de investimentos de curto período de recuperação e é composta pelos seguintes grupos de contas, os quais não serão considerados na GAG_{Melh}:

- I – Intangível – Software, Outros;
- II – Terrenos – Administração;
- III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;
- IV – Máquinas e equipamentos – Administração;
- V – Veículos;
- VI – Móveis e Utensílios; e
- VII – Aluguéis.

58. Para a definição da Base de Anuidade Regulatória, são considerados as contas listadas na Tabela 8, ou aquelas que venham a substituí-las por meio do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE:

Tabela 8: Relação de Grupos de Contas para definição da BAR

Conta	Grupo de Contas	Atividade	Descrição	Grupo de Ativos
1232.1.01.05	AIS	Geração	Veículos	Veículos
1232.1.01.06	AIS	Geração	Móveis e Utensílios	Aluguéis
1232.1.04.05	AIS	STC	Veículos	Veículos
1232.1.04.06	AIS	STC	Móveis e Utensílios	Aluguéis
1232.4.01.01	AIS	Administração	Adm. Central - Terrenos	Aluguéis
1232.4.01.03	AIS	Administração	Adm. Central - Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	Aluguéis
1232.4.01.04	AIS	Administração	Adm. Central - Máquinas e Equipamentos	Aluguéis
1232.4.01.05	AIS	Administração	Adm. Central - Veículos	Veículos
1232.4.01.06	AIS	Administração	Adm. Central - Móveis e Utensílios	Aluguéis
1233.1.01.03	Intangível	Geração	Softwares	Sistemas
1233.1.01.99	Intangível	Geração	Outros	Aluguéis
1233.1.04.03	Intangível	STC	Softwares	Sistemas
1233.1.04.99	Intangível	STC	Outros	Aluguéis
1233.4.01.01	Intangível	Administração	Adm. Central - Serviços	Aluguéis
1233.4.01.03	Intangível	Administração	Adm. Central - Softwares	Sistemas
1233.4.01.99	Intangível	Administração	Adm. Central - Outros	Aluguéis
6105.1.09.01	Gastos Op.	Geração	Arrendamentos (Leasing)	Aluguéis
6105.1.09.02	Gastos Op.	Geração	Aluguéis em Geral	Aluguéis
6105.1.09.10	Gastos Op.	Geração	Créditos de Tributos Recuperáveis	Aluguéis
6105.1.29.01	Gastos Op.	Administração	Arrendamentos (Leasing)	Aluguéis
6105.1.29.02	Gastos Op.	Administração	Aluguéis em Geral	Aluguéis
6105.1.29.10	Gastos Op.	Administração	Créditos de Tributos Recuperáveis	Aluguéis

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 28 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

59. No cálculo de 2018, os gastos operacionais com aluguéis (conta 6105), por serem anuidades, foram transformadas para base de investimentos, na forma de BAR equivalente. Portanto, esses valores não seriam utilizados para o cálculo das despesas operacionais regulatórias. Para o cálculo das anuidades, considerou-se o WACC, constante do submódulo 12.3 do Proret. No entanto, destaca-se que tal taxa é mais adequada à investimentos de longo prazo, com riscos que parecem não afetos à itens com curta durabilidade, como veículos, equipamentos e sistemas de informática. Nesse sentido, é provável que haja taxas de remuneração mais compatíveis com a vida útil desses itens.

60. Para a vida útil, adotou-se a proporção observada nos balanços, de modo a se obter a vida útil média ponderada de cada grupo, utilizando as taxas definidas no MCPSE.

61. Os ativos que compõem a BAR envolvem os seguintes grupos de ativos: (i) aluguéis; (ii) veículos; e (iii) sistemas (hardware e software); sendo calculada como segue:

$$BAR = BAR_a + BAR_v + BAR_i \quad [3]$$

onde:

BAR_a: Montante da base de anuidade regulatória referentes aos investimentos considerados para infraestrutura de imóveis de uso administrativo;

BAR_v: Montante da base de anuidade regulatória referentes aos investimentos em veículos; e

BAR_i: Montante da base de anuidade regulatória referentes aos investimentos em sistemas de informática.

62. Em alguns casos, em um mesmo balanço, estão imiscuídas atividades de geração e transmissão de uma empresa. Nesses casos, os valores monetários referentes às atividades Administrativas das contas elencadas na Tabela 8 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** foram multiplicados por um fator de 50%¹².

63. Para a segregação entre grupos de ativos, adotaram-se as proporções definidas na Tabela 9, com base nas informações contábeis das próprias empresas que detenham participação majoritária em usinas hidrelétricas e não detenham em seu portfólio de geração não hidrelétrica do setor:

Tabela 9: Segregação da BAR nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR _a)	90%
Veículos (BAR _v)	3%
Sistemas (BAR _i)	7%

¹² O significado consiste em ratear igualmente os gastos operacionais com aluguéis, convertidos para base de investimentos, componentes da BAR, entre os segmentos de transmissão e geração da empresa.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 29 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

64. A mediana dos valores observados em diversos anos, resultou em BAR equivalente a R\$ 65,50/kW em operação comercial.

65. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI refere-se à anualização dos investimentos considerados como BAR, conforme equação a seguir:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad [4]$$

Onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistema de Informática.

66. O Custo Anual de Aluguéis (CAL) é calculado em conformidade com a equação a seguir:

$$CAL = BAR_a * \left[\frac{rWACC_{pré}}{1 - \frac{1}{(1+rWACC_{pré})^{VU_a}}} \right] \quad [5]$$

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;

VU_a: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, sendo 94% referente ao TUC “230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios” e 6% referente ao TUC “215.09 – Edificação – Outras”; e

rWACC_{pré}: Taxa regulatória de remuneração de capital real antes dos impostos vigente, conforme submódulo 12.3 do Proret e atualizações.

67. O Custo Anual de Veículos (CAV) é calculado em conformidade com a equação a seguir:

$$CAV = BAR_v * \left[\frac{rWACC_{pré}}{1 - \frac{1}{(1+rWACC_{pré})^{VU_v}}} \right] \quad [6]$$

onde:

CAV: Custo Anual de Veículos;

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

VU_v: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, referente ao TUC “615.01 – Veículos”; e

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 30 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

$rWACC_{pré}$: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos, conforme submódulo 12.3 do Proret.

68. O Custo Anual de sistemas de Informática (CAI) é calculado em conformidade com a equação a seguir:

$$CAI = BAR_i * \left[\frac{rWACC_{pré}}{1 - \frac{1}{(1+rWACC_{pré})^{VU_i}}} \right] \quad [7]$$

onde:

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática;

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

VU_i: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, sendo 70% referente ao TUC “535 - Software” e 30% referente ao TUC “235 – Equipamento Geral de Informática”; e

$rWACC_{pré}$: Taxa regulatória de remuneração do capital real antes dos impostos, conforme submódulo 12.3 do Proret.

69. O CAIMI a ser aplicado às usinas do regime de cotas de garantia física foi de R\$ 9,749/kW, data-base de julho/2017 (índice-preço de junho/2017), a ser anualmente atualizados pelo IPCA, limitado em piso de R\$ 42.000,00. O resultado das equações está apresentado na Tabela 10:

Tabela 10: CAIMI e suas componentes

Grupo de Ativos	R\$/kW
CAIMI	9,749
CAL	8,113
CAV	0,456
CAI	1,180

70. A princípio, caso não sejam incorporados aprimoramentos no cálculo, a intenção é replicar o procedimento para a obtenção da BAR e do CAIMI para informações mais recentes, de 2017 a 2021.

Pergunta 6: Existe algum aprimoramento a ser realizado no âmbito da metodologia de Base de Anuidade Regulatória (BAR) e Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)? Justifique.

7.5 Fator X

71. Conforme a Cláusula Sexta dos Contratos de Concessão:

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 31 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

“CLÁUSULA SEXTA - RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO

A Concessionária receberá a RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO (RAG), homologada pela ANEEL, pela disponibilização da Garantia Física em Regime de COTAS de Energia e de Potência da Usina Hidrelétrica, a ser paga em Parcelas Duodecimais e sujeita a Ajustes por Indisponibilidade ou Desempenho de Geração, excluído o montante necessário à Cobertura das Despesas com as Contribuições Sociais ao Programa de Integração Social – PIS, ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP e com a Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS.

[...]

$$RAG_t = GAG_{t-1} * (IVI_{GAG} \pm X) + EU_t + EC_t \pm AjI_{t-1}$$

Onde: [...]

X: *Percentual a ser definido pela ANEEL no Processo de Revisão Tarifária de que trata a Cláusula Sétima, destinado a estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor a ser acrescido ou subtraído IVI_{GAG} (%);*

[...]

CLAUSULA SETIMA - REVISAO DA RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO

A ANEEL procederá à Revisão da RAG e do Fator X, que não incluirá os Índices de Indisponibilidade, a fim de reavaliar os Custos Eficientes para a Prestação do Serviço Concedido, estimular ganhos de produtividade e considerar os investimentos prudentes, conforme regulamentação, observado o seguinte:

[...]

Subcláusula Quinta - No Processo de Revisão da Receita, definido no caput, a ANEEL estabelecerá as Regras de Cálculo do Fator X, cujo resultado deverá ser subtraído ou acrescido do IVI_{GAG} , ou seu substituto, nos Reajustes Anuais Subsequentes, conforme descrito na Subcláusula Terceira da Cláusula Sexta deste Contrato. Para os Reajustes Anuais até a Primeira Revisão Periódica, o valor de Fator X será zero”.

72. O Fator X do setor de distribuição detém três componentes: i) qualidade; ii) transição de metodologia; e iii) ganhos de produtividade. Os contratos de geração no regime de cotas já preveem que o aspecto de qualidade será observado no âmbito do item AjI. Conforme já expresso em seção anterior, o item de transição da metodologia de despesas operacionais será observado dentro do componente

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 32 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

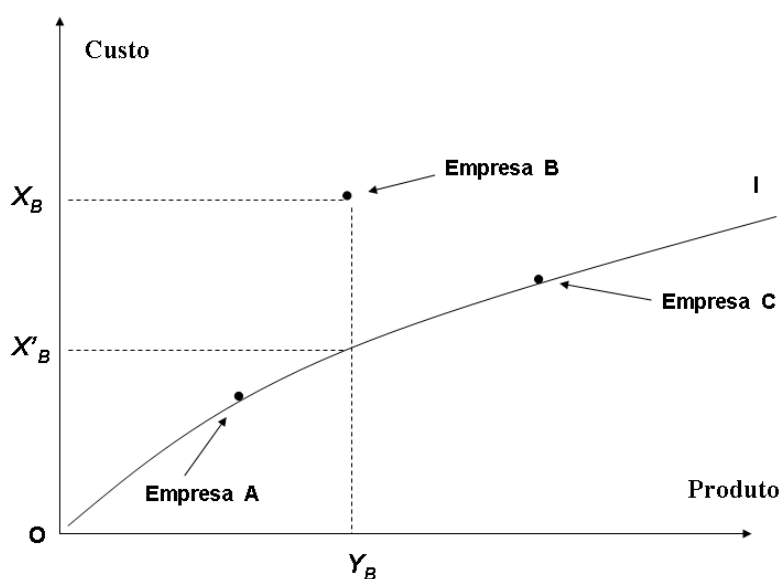
GAG_{O&M}. Assim, a perspectiva é a de que o Fator X do setor de geração tenha a função precípua de “*estimular a eficiência e capturar ganhos de produtividade para o consumidor*”.

73. Recepcionando as discussões no âmbito da CP nº 64/2021, sobre o Fator X nos contratos prorrogados sob a égide da Lei nº 12.783/2013 para o setor de transmissão de energia elétrica, os seguintes aspectos devem ser avaliados para a determinação do Fator X: i) Insumos (custos); ii) Produtos (parâmetros do serviço gerado); iii) Janela Temporal de análise; iv) Amostragem; e v) Método de Cálculo.

7.5.1 Aspectos gerais

74. Na literatura econômica, a definição de eficiência está associada ao conceito de Fronteira Eficiente de Custos, que se refere ao nível mínimo de insumos (custos) que podem ser empregados para se alcançar um nível específico de produção, conforme apresentado no Gráfico 4, a seguir.

Gráfico 4: Fronteira Eficiente de Custos¹³



75. O Gráfico 4 pressupõe apenas um insumo e um produto e cada ponto no gráfico representa uma empresa. O conjunto formado pela área acima da curva (fronteira) é denominado de conjunto de possibilidades de produção. A curva “O-I” representa a fronteira eficiente de custos, conforme definido anteriormente. Uma empresa é considerada eficiente, caso pertença à fronteira de custos, como as empresas A e C. Em contrapartida, a empresa B é considerada ineficiente, uma vez que é possível produzir Y_B a um custo X'_B , menor do que o valor X_B empregado pela empresa B.

¹³ A Função de Custo, no gráfico, apresenta economias de escala, ou seja, o custo marginal é decrescente a medida em que se aumenta a produção.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

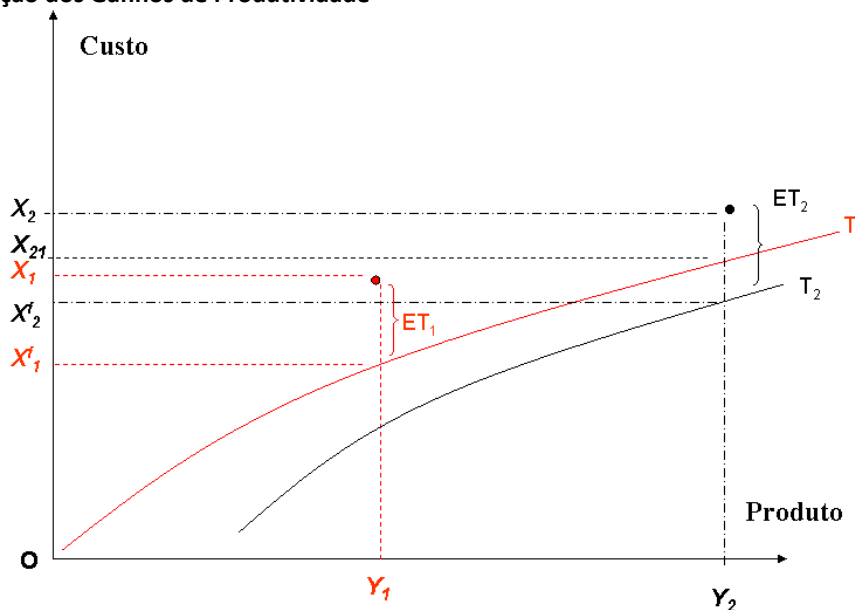


P. 33 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

76. O Gráfico 4 apresenta uma visão estática, ou seja, a “fotografia” do setor em determinado momento no tempo. Se observarmos as empresas em outro momento, poderemos ter outro posicionamento dessas empresas, com um maior ou menor distanciamento com relação à fronteira. Mais do que isso, a própria fronteira de eficiência pode variar ao longo do tempo. Quando uma empresa se aproxima da fronteira eficiente de custos, diz-se que houve ganho de eficiência.

77. Uma noção mais abrangente de eficiência é a de produtividade. De modo geral, produtividade refere-se à relação insumo/produto. Quanto menor esta relação, mais produtiva é a empresa. Ganhos de produtividade ocorrem quando há queda dessa relação ao longo do tempo. Quando a referida relação não se refere apenas a um insumo, mas a vários insumos, o termo empregado usualmente é o de Produtividade Total dos Fatores – PTF. Para facilitar a compreensão, o Gráfico 5, a seguir, apresenta a relação insumo/produto de determinada empresa e a fronteira eficiente de custos em dois momentos distintos, T_1 e T_2 .

Gráfico 5: Decomposição dos Ganhos de Produtividade



78. Os pontos (X_1, Y_1) e (X_2, Y_2) , no Gráfico 5, correspondem aos níveis de insumo e produto de determinada empresa, respectivamente, nos momentos T_1 e T_2 , enquanto (X^f_1, Y_1) e (X^f_2, Y_2) correspondem aos níveis de custos eficientes observados nestes dois momentos. Como se nota, a fronteira de custos alterou-se de T_1 para T_2 . O ponto (X_{21}, Y_2) representa o nível de custos eficientes no tempo T_2 supondo que não houvesse mudança da fronteira de custos. Em outras palavras, representa o custo eficiente no momento T_1 , dado um nível de produção Y_2 .

79. Os ganhos de produtividade podem ser obtidos pela decomposição da variação dos custos do momento T_1 para T_2 . Considerando ET_1 e ET_2 as diferenças entre os custos reais e os custos eficientes,

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 34 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

respectivamente, no momento T_1 e T_2 , pode-se decompor a variação dos custos (ΔX) entre os dois períodos como:

$$\Delta X = X_2 - X_1 = (X_2^f + ET_2) - (X_1^f + ET_1) = (X_2^f - X_1^f) + (ET_2 - ET_1) \quad [8]$$

80. Aplicando-se operações algébricas na expressão anterior com o termo X_{21} definido anteriormente, tem-se:

$$\Delta X = (ET_2 - ET_1) + (X_{21} - X_1^f) + (X_2^f - X_{21}) \quad [9]$$

81. O primeiro termo da equação [9] pode ser considerado como a parcela da variação dos custos decorrentes dos ganhos de eficiência técnica da empresa, ou seja, trata-se da variação da distância em relação à fronteira eficiente de custos.

82. O segundo termo pode ser considerado como os ganhos de escala, que se origina da diferença entre os custos eficientes, dada a tecnologia em T_1 , em função do aumento dos níveis de produção (Y_1 para Y_2). Em situações em que há ganhos de escala, a inclinação da curva tende a cair quando se eleva a produção. Isso significa que a relação insumo/produto tende a reduzir em função do aumento da produção. Em outras palavras, a empresa tende a ganhar produtividade à medida que há aumento de escala.

83. O terceiro termo da equação [9], qual seja, a diferença entre os custos eficientes do período T_1 caso produzisse Y_2 e os custos eficientes do período T_2 para o mesmo nível de produção Y_2 , pode ser considerado como os ganhos de evolução tecnológica. A única diferença entre os dois pontos vem da diferença entre as fronteiras de custos dos dois períodos. Esta queda nos custos pode ser atribuída à evolução tecnológica do setor, que é definida simplesmente como a evolução da fronteira de custos eficientes ao longo do tempo.

84. A expressão “evolução tecnológica”, tal como definida anteriormente, não se refere ao sentido usualmente empregado ao termo. Tecnologia, aqui, refere-se à capacidade organizacional para a “transformação” de custos (insumos) em produtos. Logo, não se trata apenas de introduzir no processo produtivo novos equipamentos ou sistemas mais modernos, mas, também, de realizar melhorias nas ferramentas de gestão, por exemplo. A rigor, qualquer mudança no ambiente onde opera a empresa que provoque redução consistente de custos pode ser considerada evolução tecnológica.

85. Diante do exposto, conclui-se que os ganhos de produtividade de uma empresa, teoricamente, podem ser decompostos em três componentes, quais sejam: i) ganhos de eficiência técnica; ii) ganhos de escala; e iii) ganhos de evolução tecnológica. Tal como discutido no âmbito da CP nº 64/2021, as usinas prorrogadas no regime de cotas não passaram por processo licitatório, de modo que não houve repasse prévio de todos os ganhos de produtividade para todo o prazo de concessão. Assim, a avaliação do Fator X para o setor de geração contempla os três tipos de ganhos de produtividade.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 35 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

7.5.2 Insumos e Produtos

86. Como o Fator X abrange uma relação entre os ganhos de produtividade para se alcançar um serviço pretendido, é necessário analisar quais tipos de custos devem conformar os insumos e produtos a serem analisados.

87. No setor de distribuição, os insumos abrangem despesas operacionais e custos de capital, haja vista a flexibilidade para a realização de investimentos em metodologia de avaliação periódica da Base de Ativos e reconhecimento de investimentos prudentes. Conforme já expresso anteriormente, no caso das usinas no regime de cotas, não há reconhecimento de investimentos por meio de avaliação periódica da Base de Ativos, já que se atribui um adicional de receita previamente estabelecido para a consecução de melhorias. Nesse contexto, há grande flexibilidade por parte dos agentes, em quando implementar eventuais melhorias. Assim, na avaliação do Fator X, parece não fazer sentido utilizar os custos de capital na composição do cálculo do Fator X. Por outro lado, as despesas operacionais são variáveis gerenciáveis por parte de todas as empresas, de modo que aperfeiçoamentos tecnológicos, organizacionais e na gestão do negócio podem acarretar ganhos de produtividade.

88. Em termos de produtos, deve-se analisar o fim a que se destina o serviço. No caso do setor de distribuição de energia elétrica, há uma necessidade de atender unidades consumidoras dispersas em uma área de concessão, bem como a disponibilização de rede para o atendimento da carga. No setor de geração, não faz tanto sentido analisar quantos consumidores são atendidos a partir da energia gerada pela usina. Contudo, é razoável supor que a potência instalada ou a energia produzida pela usina possam ser variáveis de mensuração sobre as quais as despesas operacionais atuam.

Pergunta 7: Quais insumos e produtos devem ser considerados no cálculo do Fator X para as usinas hidrelétricas prorrogadas no regime de cotas? Justifique.

7.5.3 Janela Temporal e Amostragem

89. Em termos de janela temporal, a princípio, há dados disponíveis de potência instalada ou energia gerada e de despesas operacionais, desde 2011. Contudo, com o ingresso das usinas no regime de cotas, observa-se uma volatilidade maior de despesas operacionais até 2013, o que pode indicar, inadvertidamente, variações de produtividade, quando houve, na verdade, ajuste de despesas operacionais devido à modificação do regime de exploração do serviço de geração de energia elétrica.

90. De todo modo, os custos operacionais regulatórios ($GAG_{O\&M}$) provavelmente tomarão como base a janela temporal de 2017 a 2021. Nesse sentido, parece razoável manter a mesma janela temporal a fim de manter coerência entre os cálculos. Destaca-se que os dados consolidados das usinas

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 36 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

de cotas, para os anos de 2017 em diante, somente serão disponibilizados no âmbito da Consulta Pública, pois ainda está sob discussão o Ofício Circular para recebimento dessas informações.

91. Quanto às usinas a serem analisadas para fins de Fator X, pode-se realizar uma avaliação mais abrangente, com usinas hidroelétricas no regime de cotas ou fora dele, bem como realizar algum tipo de limitação na amostragem.

92. Fato é que, diferentemente dos setores de distribuição e de transmissão, não será possível coletar informações de todas as usinas hidroelétricas do país (a título de exemplo, a usina binacional de Itaipu segue regime particular de execução, inclusive quanto a custos atribuídos a cada país). Dessa forma, algum tipo de recorte amostral precisará ser realizado.

Pergunta 8: Qual a janela temporal a ser empregada na análise do Fator X das usinas no regime de cotas? Justifique.

Pergunta 9: Qual o critério de amostragem a ser empregada na análise do Fator X das usinas no regime de cotas? Justifique.

7.5.4 Método de Cálculo

93. A discussão sobre como estimar os ganhos de produtividade (PTF¹⁴) de uma *Decision Making Unit – DMU* é abrangente na literatura econômica. Não faz parte do escopo deste Relatório, contudo, apresentar detalhamento a respeito do histórico dessa literatura, mas apenas breve descrição sobre o tema e como a ANEEL tratou o problema nos cálculos já realizados anteriormente para o parâmetro em questão.

94. Entre os vários métodos de cálculo da PTF, dois dos principais e mais utilizados pelos órgãos reguladores nacionais e internacionais são o índice de *Tornqvist* e o índice de *Malmquist*. A principal diferença entre os dois índices reside no fato de que o primeiro necessita de definição prévia a respeito dos pesos dos insumos e produtos para o cálculo da produtividade, enquanto, no segundo, esses pesos são definidos intrinsecamente pelo próprio modelo.

95. Além disso, diferentemente do índice de *Tornqvist*, o índice de *Malmquist* possibilita a decomposição dos ganhos de produtividade por origem, ou seja, em ganhos de eficiência técnica, ganhos de escala e ganhos de evolução tecnológica. Por outro lado, trata-se de método tecnicamente complexo, mais sensível à qualidade dos dados de entrada e à especificação adotada, além disso a replicação dos resultados obtidos exige conhecimentos computacionais avançados.

¹⁴ Produtividade Total dos Fatores.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 37 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

96. No caso do índice de *Tornqvist*, não há decomposição do parâmetro, mas avaliação completa dos ganhos de produtividade, e trata-se de método em que não há necessidade de estimar a fronteira de eficiência, prescindindo da complexidade relativa à avaliação de ganhos de produtividade.

Pergunta 10: Qual método a ser empregado na análise do Fator X das usinas no regime de cotas? Justifique.

7.6 Outros Itens de Discussão

7.6.1 Pis/Cofins

97. A Cláusula Sexta dos Contratos de Concessão das usinas no regime de cotas de garantia física e de potência, regidos pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, dispõe que:

*“A Concessionária **receberá a RECEITA ANUAL DE GERAÇÃO (RAG)**, homologada pela ANEEL, pela disponibilização da garantia física, em regime de COTAS, de energia e de potência da Usina Hidrelétrica relacionada no Anexo 1, a ser paga em parcelas duodecimais e sujeita a ajustes por indisponibilidade ou desempenho de geração, **excluído o montante necessário à cobertura das despesas com contribuições sociais ao Programa de Integração Social – PIS, ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PASEP, e com a Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social – COFINS**” (grifo nosso).*

98. O art. 4º da Resolução Homologatória nº 2.746, de 28 de julho de 2020, que homologa as RAGs das usinas hidrelétricas em regime de cotas para o ciclo 2020-2021 nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, dispõe que:

“Art. 4º Fica autorizada a inclusão, no valor total a ser pago pelas distribuidoras cotistas, das despesas do PIS/Pasep e da Cofins incorridas pelas Concessionárias titulares das concessões das usinas hidrelétricas constantes dos Anexos I, II, III e IV no exercício da atividade de geração de energia elétrica relativa a essas usinas”.

99. O Memorando nº 110/2021-SGT/ANEEL, de 5 de julho de 2021 (SIC nº 48581.001053/2021-00), trouxe os seguintes esclarecimentos:

*“1. Em resposta ao Memorando nº 16/2021-SFF/ANEEL, SIC 48536.000186/2021-00, informamos que os cálculos da RAG seguem os procedimentos definidos nos Submódulos 12.1 e 12.2 do PRORET, sendo que as cláusulas contratuais de reajuste destacam que **os valores de RAG não contemplam os montantes necessários à cobertura das despesas com o PIS/Cofins**, pois são acrescidos nas liquidações financeiras das usinas cotistas pela CCEE.*

2. Há que se observar que o Submódulo 3.2 do PRORET define o procedimento de cálculo da tarifa associada ao regime de cotas que tem como objetivo subsidiar a definição das coberturas tarifárias

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 38 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

das distribuidoras cotistas que arcarão com as despesas de PIS/Cofins e demais custos do regime de cotas nas liquidações financeiras operacionalizadas pela CCEE conforme regras de comercialização. A tarifa é um valor regulatório considerado nos processos tarifários das distribuidoras cotistas, sendo que as diferenças entre as coberturas tarifárias e os custos incorridos nas liquidações financeiras são ajustadas pela CVA nos processos tarifários subsequentes das distribuidoras.

*3. Com base nessas informações e no que consta no Memorando nº 16/2021-SFF/ANEEL verifica-se que **a interpretação adequada é aquela adotada nas resoluções homologatórias emitidas a partir de 2018 em que passou a considerar as alíquotas nominais de PIS/Cofins, sendo que esse entendimento deveria ter prevalecido desde o início do regime de cotas em 2013**” (grifo nosso).*

100. Levando em conta que o tratamento oferecido à RAG, nos termos da manifestação da SGT supra, é de que os agentes setoriais procedam à composição do faturamento mediante inclusão de valores de PIS e de COFINS valendo-se da utilização da alíquota nominal de tais tributos incidentes, considere-se que eventuais créditos tributários decorrentes dos mesmos tributos em razão de enquadramento não cumulativo, sejam previamente tratados, pelo regulador, na etapa de composição da própria RAG, o que se aplica também ao seu elemento GAG Melhoria.

101. Com efeito, os valores de referência adotados pelo regulador para formação da GAG devem restar abatidos dos créditos de PIS e de COFINS decorrentes, de sorte a permitir a coerente inclusão, pelos agentes setoriais, da alíquota nominal de tais tributos quando do faturamento da RAG.

102. Assim, considerando as premissas do disposto: (i) nos Contratos de Concessão das usinas no regime de cotas de garantia física e de potência; (ii) no Memorando nº 110/2021-SGT/ANEEL, de 5 de julho de 2021; às quais se somam (iii) a unicidade do valor integral das RAGs homologadas anualmente pela ANEEL para cada gerador, que é um valor regulatório; e (iv) o cenário regulatório do enquadramento majoritário dos agentes setoriais pender para o regime tributário não-cumulativo de tais tributos, conclui-se que no valor das RAGs homologadas pela ANEEL não estão, nem devem ser, incluídos os créditos tributários referentes ao PIS/Pasep e Cofins.

103. Em que pese tal entendimento preliminar, cumpre oportunizar a livre manifestação dos agentes setoriais quanto ao tópico, antes da revisão do submódulo 12.1 do Proret.

7.6.2 Serviços Ancilares

104. Em 17 de agosto de 2020, foi publicada a Resolução Autorizativa nº 9.119/2020, autorizando o pagamento pela prestação de serviços ancilares de Autorrestabelecimento, Controle Secundário de Frequência e Sistema Especial de Proteção no Sistema Interligado Nacional. Em 27 de agosto de 2020, empresas do grupo Eletrobras postularam pedido de reconsideração¹⁵ contra a referida

¹⁵ Sicnet: 48513.022652/2020-00.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 39 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

Resolução, alegando que as usinas prorrogadas no âmbito da Lei nº 12.783/2013 teriam direito a serem remuneradas por Serviços Ancilares e suas RAGs originais não teriam, em sua composição, tais valores.

105. Embora essa questão não deva ser discutida no âmbito deste processo, caso ela seja acatada pela Diretoria da ANEEL, tais valores serão ajustados no âmbito da revisão de RAG a ocorrer no ano de 2023. De toda sorte, destaca-se trecho do voto proferido pelo Diretor-Relator, em 11/8/2020:

“16. A UHE Itaipu Binacional e as usinas em regime de cotas, renovadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, não devem receber receita pela prestação de serviços ancilares: a primeira porque a potência da UHE Itaipu contratada pelo Brasil é vendida por meio de cotas às concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica do SIN nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste; e as usinas do segundo grupo recebem receita específica calculada pela ANEEL em contrapartida à alocação de cotas da totalidade ou parte de sua garantia física às distribuidoras do SIN” (grifo nosso).

7.6.3 Demais Questões

106. Além de todas as questões abordadas no âmbito deste RAIR, é razoável abrir a discussão para outros tópicos não abrangidos nas perguntas relacionadas anteriormente:

Pergunta 11: Há práticas regulatórias internacionais em setores de geração de energia elétrica ou práticas de outros setores econômicos brasileiros que possam ser comparadas ou aplicadas ao regime de cotas de garantia física e potência? Justifique e apresente exemplos.

Pergunta 12: Há outras questões para a revisão da RAG em 2023 não cobertas pelas demais perguntas? Justifique.

7.7 Impacto Regulatório

107. Esta seção será consolidada, após o recebimento de informações a partir dos Ofícios Circulares a serem encaminhados para solicitação de dados de despesas operacionais e investimentos em melhorias.

8. Estratégias de Implantação, Acompanhamento e Monitoramento

108. Em relação à implantação das alterações regulamentares, a SGT/ANEEL, no momento do cálculo das RAG, deverá observar as novas disposições normativas.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 40 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

109. Deve-se acompanhar os valores de disponibilidade (FID) das usinas no regime de cotas de garantia física, tal como apresentado na seção 7.3, para verificar possíveis volatilidades na qualidade do serviço de geração de energia elétrica, prestado pelas usinas no regime de cotas.

9. Alterações em regulamentos

110. Após a conclusão das alternativas apresentadas, é possível que seja necessário alterar o submódulo 12.1 do Proret, bem como a REN nº 1.003/2022.

10. Cronograma de implementação do regulamento

111. Propõe-se a instauração de Tomada de Subsídios, por intercâmbio documental, em duas fases:

- i) Primeira fase, pelo prazo de 15 dias, contada da instauração da Tomada de Subsídios, para o envio das contribuições sobre o requerimento de informações de despesas operacionais e investimentos (perguntas 2 e 4); e
- ii) Segunda fase, pelo prazo de 45 dias, contada da instauração da Tomada de Subsídios, para contribuições acerca de aprimoramentos metodológicos na definição da RAG das usinas no regime de cotas de garantia física, regidas pela Lei nº 12.783/2013 (perguntas 1, 3, 5 a 13).

112. Posteriormente, propõe-se que seja instaurada Consulta Pública, a fim de se discutir com a sociedade minuta de redação do submódulo 12.1 do Proret.

11. Comparação das alternativas

113. As alternativas apresentadas no item 7 são comparadas, sintetizando aspectos positivos e negativos de cada uma em relação a parâmetros relevantes para a regulamentação da revisão da RAG das usinas prorrogadas no regime de cotas, quais sejam:

- i) **Impacto tarifário para os consumidores:** potencial impacto direto na modicidade tarifária;
- ii) **Complexidade:** dificuldade em se implantar o método e capacidade de compreensão do resultado;
- iii) **Custo administrativo:** potencial impacto adicional da alternativa no custo administrativo para a Administração Pública;

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 41 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

- iv) **Custo de implantação:** custo adicional de implantação da alternativa para as empresas reguladas (não se trata da variação de custos da empresa decorrente do incentivo resultante do modelo selecionado);
- v) **Aderência ao setor nacional:** capacidade de refletir a estrutura de custos do setor de geração de energia elétrica brasileiro;
- vi) **Assimetria de informações:** detenção de mais informações por determinados agentes que por outros; e
- vii) **Abertura ao debate:** possibilidade de discussão ampla de parâmetros regulatórios.

114. Para a comparação entre as alternativas será utilizado critério quali-quantitativo, para o qual propõe-se a utilização de sistema de cores com graduação numérica que indica a natureza do impacto da alternativa bem como sua intensidade, conforme Tabela 11:

Tabela 11: Gradação dos tipos de impacto das alternativas

2	Impacto positivo elevado
1	Impacto positivo moderado
0	Neutro
-1	Impacto negativo moderado
-2	Impacto negativo elevado
ND	Impacto desconhecido a priori

115. A Tabela 12 mostra o resultado da avaliação de cada uma das alternativas regulatórias propostas de acordo com os parâmetros e critérios de comparação apresentados. O quadro é provisório, na medida em que, com base em mais informações a serem obtidas dos Ofícios Circulares, pode-se ter uma percepção diferente das alternativas regulatórias.

Tabela 12: Análise das alternativas regulatórias propostas

Opção Regulatória	A	B	C
	Manter Valores Vigentes	Apenas atualizar valores	Revisar metodologia
Impacto tarifário	0	ND	ND
Complexidade	2	0	-1
Custo administrativo	2	-1	-1
Custo de implantação	2	-1	-1
Aderência setor nacional	-2	1	2
Assimetria de informações	-2	1	2
Abertura ao Debate	0	0	2
Pontuação Total	2	0	3

116. Sob o aspecto do impacto tarifário para os usuários do SIN, ainda não é possível tecer afirmações acerca das opções regulatórias B e C, porque ainda há a necessidade de recebimento de informações.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 42 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

117. A respeito do quesito complexidade no cálculo, as discussões metodológicas podem levar a cálculos com maior nível de dificuldade, dificultando a capacidade de compreensão para o público geral.

118. Em relação aos custos administrativos e de implantação, as opções regulatórias B e C geram necessidade de apresentação de informações detalhadas por parte das empresas, bem como de processamento de tais informações pela Agência.

119. Quanto à aderência ao setor nacional, discussões metodológicas com aprimoramentos conceituais e ampliação de bases de dados acarretam atualizações mais próximas à realidade contemporânea.

120. Analisando o quesito assimetria de informações, ao não se promover qualquer atualização de dados (opção regulatória A), pode-se não ter acesso a informações relevantes que possam induzir a melhoria do serviço ou a modicidade tarifária.

121. Finalmente, a abertura ao debate, possibilitando a manifestação de todas as partes interessadas em diversos quesitos de cálculo é favorecida por meio da opção regulatória C.

122. Desse modo, de acordo com critérios apresentados e as particularidades dos contratos de concessão de geração de energia elétrica prorrogados sob o regime de cotas de garantia física e potência, propõe-se a adoção da alternativa C, qual seja a rediscussão metodológica e atualização de valores do submódulo 12.1 do Proret.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 43 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

12. Conclusão

123. Foram propostas alternativas regulatórias para o aprimoramento metodológico do cálculo da revisão da RAG nas usinas hidrelétricas prorrogadas e em prestação temporária de serviço, sob o regime de cotas de garantia física e de potência, regidas pela Lei nº 12.783/2013. Propõe-se a instauração de Tomada de Subsídios, por intercâmbio documental, em duas fases: i) Primeira fase, pelo prazo de 15 dias, contada da instauração da Tomada de Subsídios, para o envio das contribuições sobre o requerimento de informações de despesas operacionais e investimentos (perguntas 2 e 4); e ii) Segunda fase, pelo prazo de 45 dias, contada da instauração da Tomada de Subsídios, para contribuições acerca de aprimoramentos metodológicos na definição da RAG das usinas no regime de cotas de garantia física, regidas pela Lei nº 12.783/2013 (perguntas 1, 3, 5 a 13).

(Assinado digitalmente)

FELIPE PEREIRA

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

MATEUS DE OLIVEIRA FERREIRA

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

MÁXIMO LUIZ POMPERMAYER

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

ALESSANDRO RUIZ BASSO

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

VANESSA RODRIGUES DOS SANTOS CARDOSO

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

ACÁCIO ALESSANDRO RÊGO DO NASCIMENTO

Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ

Superintendente de Regulação Econômica e Estudos de Mercado

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 44 do RELATÓRIO DE AIR Nº 3/2022-SRM/ANEEL, de 06/05/2022.

Apêndice A – Perguntas direcionadas para a Tomada de Subsídios

- 1) A Tabela 2 reflete adequadamente quais usinas hidrelétricas no regime de cotas deverão ter suas RAGs revistas em 2023? Justifique.
- 2) O rol de informações contábeis e físicas a ser solicitado por meio de Ofício Circular está adequado para os propósitos do estudo da GAG_{O&M}? Justifique.
- 3) Deve-se manter a estrutura paramétrica para a definição das despesas operacionais eficientes, bem como trajetória de variação de despesas operacionais? Justifique.
- 4) O rol de informações a ser solicitado por meio de Ofício Circular está adequado para os propósitos do estudo da GAG_{Melh}? Justifique.
- 5) Deve-se manter a estrutura paramétrica para a definição regulatória de investimentos em melhorias? Justifique.
- 6) Existe algum aprimoramento a ser realizado no âmbito da metodologia de Base de Anuidade Regulatória (BAR) e Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)? Justifique.
- 7) Quais insumos e produtos devem ser considerados no cálculo do Fator X para as usinas hidrelétricas prorrogadas no regime de cotas? Justifique.
- 8) Qual a janela temporal a ser empregada na análise do Fator X das usinas no regime de cotas? Justifique.
- 9) Qual o critério de amostragem a ser empregada na análise do Fator X das usinas no regime de cotas? Justifique.
- 10) Qual método a ser empregado na análise do Fator X das usinas no regime de cotas? Justifique.
- 11) Há práticas regulatórias internacionais em setores de geração de energia elétrica ou práticas de outros setores econômicos brasileiros que possam ser comparadas ou aplicadas ao regime de cotas de garantia física e potência? Justifique e apresente exemplos.
- 12) Há outras questões para a revisão da RAG em 2023 não cobertas pelas demais perguntas? Justifique.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

