

TRIBUNAL DE CONTAS DA
UNIÃO

**AVALIAÇÃO DAS
POLÍTICAS PÚBLICAS
DE INSERÇÃO DE
FONTES RENOVÁVEIS
NA MATRIZ ELÉTRICA
BRASILEIRA**

Relatório de Auditoria

Março de 2019 – TC 008.692/2018-1

RELATÓRIO DE AUDITORIA OPERACIONAL
AValiação das Políticas Públicas de Inserção de Fontes Renováveis na Matriz
Elétrica Brasileira

TC 008.692/2018-1

Fiscalis:79/2018

Ministro Relator: Aroldo Cedraz.

Modalidade: Auditoria Operacional.

Ato originário: Acórdão 2.659/2017-TCU-Plenário

Objetivo: Avaliar a eficiência e a efetividade das políticas públicas de inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

Ato(s) de designação: Portaria de Fiscalização 215/2018 (peça 1); Portaria de Fiscalização 334/2018 (peça 23); Portaria de Fiscalização 532/2018 (peça 46); Portaria de Fiscalização 735/2018 (peça 114); e Portaria de Fiscalização 837/2018 (peça 119).

Período de Planejamento: 19/3 a 1/6/2018.

Período de Execução: 4/6 a 20/7/2018.

Período de Relatório: 23/7 a 31/8/2018.

Secretarias participantes: SeinfraElétrica; Secex-MG e Secex-RS.

Servidores participantes:

AUFC	Matrícula
Arlene Costa Nascimento (supervisora)	6566-8
Jônatas Carvalho Silva (coordenador)	9503-6
Rodrigo Almeida Motta	9426-9
Fernando Simões dos Reis	3608-0
Klauss Henry de Oliveira Nogueira	7706-2

Órgãos/Entidades: Ministério de Minas e Energia; Agência Nacional de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Operador Nacional do Sistema; Ministério do Meio Ambiente; Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis; Secretaria de Governo da Presidência da República; Casa Civil da Presidência da República; Ministério da Integração Nacional; Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social; Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão; Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços; Ministério das Relações Exteriores; Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações; Ministério da Fazenda; Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada; e Banco do Nordeste do Brasil.

Vinculação ministerial: Ministério de Minas e Energia; Ministério do Meio Ambiente; Secretaria de Governo da Presidência da República; Casa Civil da Presidência da República; Ministério da Integração Nacional; Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão; Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços; Ministério das Relações Exteriores; Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações; Ministério da Fazenda.

**Responsáveis pelos órgãos/entidades:**

- 1) Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior (CPF 388.593.277-68) – Ministro de Estado de Minas e Energia;
- 2) André Pepitone da Nóbrega (CPF 647.676.801-82) – Diretor-Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica;
- 3) Reive Barros dos Santos (CPF 053.543.824-91) – Presidente da Empresa de Pesquisa Energética;
- 4) Luiz Eduardo Barata Ferreira (CPF 246.431.577-04) – Diretor Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- 5) Ricardo de Aquino Salles (CPF 252.980.008-19) - Ministro do Meio Ambiente;
- 6) Eduardo Fortunato Bim (CPF 281.515.458-79) – Presidente do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis;
- 7) Carlos Alberto dos Santos Cruz (CPF 418.838.700-97) – Ministro da Secretaria de Governo da Presidência da República;
- 8) Onyx Dornelles Lorenzoni (CPF 210.259.320-72) – Ministro da Casa Civil da Presidência da República;
- 9) Gustavo Henrique Rigodanzo Canuto (CPF 004.666.489-01) – Ministro da Integração Nacional;
- 10) Joaquim Vieira Ferreira Levy (CPF 727.920.007-91) – Presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social;
- 11) Ernesto Henrique Fraga Araújo (CPF 270.904.501-04) – Ministro das Relações Exteriores;
- 12) Marcos Cesar Pontes (CPF 040.971.683-33) – Ministro da Ciência e Tecnologia;
- 13) Paulo Roberto Nunes Guedes (CPF 156.305.876-68) - Ministro da Economia;
- 14) Ernesto Lozardo (CPF 232.398.838-72) – Presidente do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
- 15) Romildo Carneiro Rolim (CPF 264.904.043-20) – Presidente do Banco do Nordeste do Brasil S.A.

Vinculação TCU: Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica); Secretaria de Controle Externo da Administração Indireta no Rio de Janeiro (SecexEstataisRJ); Secretaria de Controle Externo da Fazenda Nacional (SecexFazenda); Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Urbana (SeinfraUrbana); Secretaria de Controle Externo da Administração do Estado (SecexAdmin); Secretaria de Controle Externo da Agricultura e do Meio Ambiente (SecexAmb); Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura Portuária e Ferroviária (SeinfraFerrovia); Secretaria de Controle Externo do Desenvolvimento Econômico (SecexDesenvolvimento); e Secretaria de Controle Externo no Estado do Ceará.



AVALIAÇÃO DAS POLÍTICAS PÚBLICAS DE INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

O que foi o trabalho e o que o TCU encontrou?

O presente trabalho abrangeu a avaliação de: compromissos internacionais assumidos para expansão de energias renováveis; diretrizes governamentais estabelecidas em prol da expansão; e políticas públicas diversas para implementação dessas diretrizes.

Além de o relatório consignar boas práticas, identificaram-se lacunas e/ou oportunidades de melhoria que, se endereçadas, podem aprimorar a atuação estatal e conduzir à criação de um ambiente ainda mais propício à expansão economicamente sustentável das fontes renováveis na matriz de geração de energia elétrica brasileira.

Em especial, constatou-se que a meta indicativa da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) Brasileira do Acordo de Paris não é clara, pois não há um consenso entre o MME e o MMA se pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e centrais geradoras hidrelétricas (CGH) devem ser consideradas ou não como integrantes de iniciativas estratégicas para alcance das metas.

Registraram-se, ainda, que inexistem diretrizes governamentais explícitas sobre a expansão da geração distribuída e sobre a eletrificação parcial da frota brasileira de veículos. Na ausência dessas diretrizes, políticas de financiamento, iniciativas de pesquisa e desenvolvimento arcadas por encargos tarifários ou custeadas por subsídios governamentais, bem como o pertinente tratamento regulatório, podem ser dissonantes em relação ao que o Estado almeja no longo prazo.

Destacaram-se as seguintes lacunas/oportunidades de melhoria: inexistência de avaliação dos resultados dos incentivos às fontes renováveis, assim como de critérios objetivos para a definição das fontes a serem ofertadas nos leilões; ausência de formalização de como ocorre a articulação entre os órgãos e entidades; dificuldades técnicas que podem reduzir a atratividade da expansão da geração distribuída; dificuldades regulatórias que podem impedir a expansão de usinas de geração híbrida; e ausência de avaliação dos custos e benefícios dos reservatórios de empreendimentos hidrelétricos frente às outras maneiras de se compensar a intermitência de fontes renováveis.

Como fatores positivos, verificaram-se a consideração dos efeitos das mudanças climáticas nos instrumentos de planejamento do setor elétrico; a realização de estudos pelo governo federal para desenvolver ferramentas que auxiliam o planejamento da expansão da oferta energética, em razão do aumento da complexidade do setor elétrico nacional com o avanço das renováveis intermitentes e da geração distribuída; e a elaboração de estudos para a avaliação das barreiras e desafios para a eletrificação da frota veicular.

Em resumo

Por que a auditoria foi realizada?

É consenso internacional a premência de ações para mitigação do aquecimento global, traduzidos em compromissos internacionais dos quais o Brasil é signatário, como o Acordo de Paris e os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS), em que energias renováveis têm relevo como estratégia para redução de emissões de gases de efeito estufa.

Embora no Brasil as fontes renováveis ocupem posição de destaque na matriz elétrica em decorrência da participação acentuada de hidrelétricas, recentemente outras fontes começaram a ganhar relevo, em especial, biomassa, eólica e solar (renováveis não convencionais).

A inserção em massa das fontes renováveis não convencionais apresenta desafios estruturais e conjunturais, em nível estratégico (política energética) ou operacional, motivo pelo qual é importante avaliar de forma sistêmica como as instituições têm conduzido as políticas públicas de inserção e ampliação de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

Ressalta-se que essa fiscalização se constitui em auditoria-piloto no âmbito da Organização de Entidades Fiscalizadoras Superiores da América Latina e do Caribe (Olacefs), na qual será avaliada também a estratégia de inserção das fontes renováveis no âmbito dos países representados por aquelas entidades.



Sumário

I. INTRODUÇÃO	6
I.1. Objeto de Auditoria	6
I.2. Antecedentes	6
I.3. Objetivo e escopo	7
I.4. Critérios	7
I.5. Metodologia	8
II. VISÃO GERAL DO OBJETO	10
II.1. Agenda global em prol de matriz energética limpa.....	10
II.2. Evolução das fontes renováveis na produção de eletricidade no mundo	10
II.3. Energias renováveis na matriz elétrica brasileira	13
III. CONSTATAÇÕES DE AUDITORIA	14
III.1. Compromissos e diretrizes governamentais para a expansão de fontes renováveis na matriz elétrica	15
III.1.1 - Inexistência de diretrizes explícitas sobre a expansão da geração distribuída	21
III.1.2 - A meta indicativa da NDC brasileira não é clara.....	25
III.2. Políticas públicas para o aumento sustentável das fontes renováveis na matriz elétrica	26
III.2.1 - Inexistência de avaliação dos resultados dos incentivos às fontes renováveis	27
III.2.2 – Subsídios para geração de energia elétrica a partir de carvão são contraditórios em relação a esforço para redução das emissões de gases de efeito estufa, como previsto no Acordo de Paris	29
III.2.3 - Insuficiência de critérios objetivos para a definição das fontes a serem ofertadas nos leilões.....	32
III.2.4 - Avanços na contratação de energia para os sistemas isolados.....	34
III.3. Coordenação entre os atores envolvidos com a expansão de fontes renováveis	37
III.3.1 - Ausência de formalização de como ocorre a articulação entre os órgãos e entidades.....	37
III.3.2 – Deficiências na articulação entre os atores governamentais para definição de diretrizes governamentais claras quanto à eletrificação parcial da frota brasileira de veículos	40
III.4. Instrumentos de adaptação do setor elétrico à entrada de fontes renováveis	45
III.4.1 - Dificuldades técnicas que podem reduzir atratividade da expansão da geração distribuída	48
III.4.2 - Dificuldades regulatórias à expansão de usinas de geração híbrida	49
III.4.3 - Ausência de avaliação dos custos e benefícios dos reservatórios de empreendimentos hidrelétricos frente às outras maneiras de se compensar a intermitência de fontes renováveis.....	50
III.4.4 - Os efeitos das mudanças climáticas são considerados no processo de planejamento do setor elétrico.....	53
IV. ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS DOS GESTORES.....	55
V. CONCLUSÃO	56
VI. PROPOSTA DE ENCAMIHAMENTO	59

Apêndice A – Trabalhos de outras Entidades de Fiscalização Superior com relação ao incremento de energias renováveis	62
Apêndice B – Resumo dos principais trabalhos do TCU relacionados a energias renováveis e eficiência energética	65
Apêndice C – Análise sobre as providências realizadas em relação às constatações do Levantamento em Energias Renováveis	76
Apêndice D – Principais políticas de incremento de energias renováveis no mundo	87
Apêndice E – Principais políticas de incremento de energias renováveis no Brasil	93
Apêndice F – Órgãos e entidades relacionados às políticas públicas	94
Apêndice G – Mini Usina Fotovoltaica TCU	99
Lista de Siglas	102
Lista de Tabelas e Gráficos	104
Referências Bibliográficas	105

I. INTRODUÇÃO

I.1. Objeto de Auditoria

1. A auditoria tratou das políticas públicas para inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, bem como debruçou-se sobre os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil e as diretrizes governamentais estabelecidas acerca da temática.

2. De sorte a possibilitar clareza ao longo do presente relatório, salienta-se que, dado o histórico de usinas hidrelétricas na matriz elétrica brasileira, bem como a nomenclatura adotada em fóruns e documentos internacionais, essa fonte será aqui referida como energia renovável convencional. Já as “novas” renováveis, renováveis intermitentes ou não convencionais, basicamente eólica, solar, biomassa e hidrelétricas de pequeno porte, serão aqui referidas simplesmente como renováveis, se não houver menção explícita em contrário.

I.2. Antecedentes

3. Diante da abrangência do tema energias renováveis e de sua importância em nível mundial, seja pela dimensão ambiental, seja pela dimensão econômica, o Grupo Técnico de Obras Públicas (GTOP) da Organização de Entidades Fiscalizadoras Superiores da América Latina e do Caribe (Olacefs) decidiu realizar auditoria coordenada na temática de investimentos em infraestrutura de energia elétrica sustentável durante o biênio 2018-2019, de maneira a identificar a situação atual de cada um dos países membros da Olacefs. Essa iniciativa encontrou aderência na necessidade de realização de auditoria acerca do tema no Brasil, determinada por meio do Acórdão 2.659/2017-TCU-Plenário (Ministro Relator Aroldo Cedraz).

4. Assim, a presente fiscalização constitui-se em um piloto da auditoria internacional no âmbito da Olacefs, a ser coordenada pelo TCU, por meio da SeinfraElétrica com apoio da Serint, com participação das Entidades Fiscalizadoras Superiores (EFS) dos seguintes países: Chile, Colômbia, Costa Rica, Cuba, El Salvador, Equador, Guatemala, Honduras, México, Nicarágua, Paraguai e Venezuela.

5. As mencionadas fiscalizações coordenada e piloto contam com suporte da agência alemã Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), no âmbito do projeto “Fortalecimento do controle externo na área ambiental”, o que possibilitou a contratação de consultoria especializada (Facto Energy) com vistas à produção de dois *benchmarkings*.

6. O primeiro (peça 136) contém as informações levantadas acerca de dez países de destaque no cenário internacional, no que se refere à expansão da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, em especial eólica, solar, biomassa e maré, e abarca identificação de riscos, de oportunidades e de boas práticas. O segundo (peça 133, resumido no Apêndice A), de maneira a prover a identificação de boas práticas de controle, apresenta uma síntese das fiscalizações realizadas por Entidades de Fiscalização Superior (EFS) sobre o tema, visto que se trata de assunto de interesse global.

7. Ainda no âmbito do referido projeto, equipes técnicas deste Tribunal de Contas da União (TCU) de diversas áreas participaram de curso de capacitação no Instituto Serzedello Corrêa sobre “energias renováveis”, ocasião em que puderam adquirir conhecimentos sobre a temática e discutir os resultados desses relatórios de *benchmarking*.

8. Em diversos trabalhos, este Tribunal atuou em assuntos que possuem relação direta ou indireta com o incremento de energias renováveis na matriz elétrica ou com a adoção de medidas de eficiência energética. Entre tais trabalhos, menciona-se: (i) Auditoria sobre Segurança Energética (atualmente monitorada no âmbito do TC 019.228/2014-7), sob a relatoria do Ministro-Substituto Augusto Sherman, no qual em diversas apreciações – por exemplo, nos Acórdãos 1.631/2018, 1.171/2014 e 1.196/2010, todos do Plenário – trouxe à baila a necessidade de racionalização da escolha da matriz elétrica nacional de acordo com critérios de segurança e economicidade; (ii) Auditoria na Estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos (TC 029.192/2016-1), de relatoria do Ministro José Múcio, na qual estudou-se os desafios da expansão hidrelétrica no Brasil; e (iii) Levantamento de auditoria sobre as políticas de energias renováveis na matriz elétrica nacional (TC 007.859/2017-1), de

relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, o qual tratou de mapear possíveis problemas a serem examinados em sede de novas ações de controle deste Tribunal, resultando inclusive na deliberação que originou a presente auditoria (Acórdão 2.659/2017-TCU-Plenário). Esses e os demais trabalhos realizados pelo TCU que tangenciam a temática das energias renováveis estão relacionados no Apêndice B deste relatório.

9. Como foram feitas diversas constatações no relatório que subsidiou o Acórdão 2.659/2017-TCU-Plenário, e com vistas a evitar a repetição de procedimentos de auditoria, durante a execução da presente fiscalização, foram realizadas diligências aos órgãos e entidades envolvidos para identificar quais providências teriam sido tomadas com relação a esses achados. A análise sobre essas providências consta do Apêndice C deste relatório.

I.3. Objetivo e escopo

10. O objetivo da presente auditoria foi avaliar as políticas públicas *lato sensu* para inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, incluídos os compromissos internacionais assumidos, bem como as diretrizes governamentais correlatas.

11. A partir do estudo da legislação aplicável, dos acordos internacionais, da regulação e de outros documentos afetos ao setor, definiu-se que o escopo da avaliação abarcaria as políticas que permitem ou incentivam a expansão das fontes renováveis. Tais políticas compreendem subsídios conferidos a essas fontes, a política dos leilões de energia nova, o planejamento da expansão da geração e outros incentivos indiretos.

12. Com base no referencial de Avaliação de Políticas Públicas do TCU, buscou-se analisar se as políticas de inserção e expansão das fontes renováveis estavam devidamente formalizadas, com atribuições e responsabilidades dos diversos órgãos bem delineadas; se existem indicadores para acompanhamento dos resultados das políticas; se existe processo de avaliação desses resultados; se as políticas são transparentes; e se existe instância de coordenação bem definida.

13. Procurou-se avaliar, ainda, aspectos específicos das políticas brasileiras quanto à segurança da operação do sistema frente ao aumento das fontes não despacháveis e quanto aos entraves à entrada da mini e micro geração distribuída.

14. Conforme destacado anteriormente, a presente fiscalização constitui piloto de auditoria coordenada a ser realizada por EFS integrantes da Olacefs. Desse modo, foi também objetivo deste trabalho testar procedimentos e questões a serem replicadas pelas demais entidades de fiscalização.

15. Não faz parte do escopo da presente auditoria a avaliação de políticas públicas relacionadas ao incentivo à eficiência energética (EE) ou ao uso de energéticos de outros setores, como o de transporte. Em que pese a convergência e a imprescindibilidade de ações coordenadas nesses temas, que podem ter reflexos na própria demanda de energia elétrica, em razão de sua amplitude e complexidade, entende-se que devem ser tratados em trabalhos à parte, em momento oportuno.

I.4. Critérios

16. Considerando o objeto definido para a auditoria, utilizaram-se, principalmente, os seguintes critérios:

- a) Princípios Constitucionais: Constituição da República Federativa do Brasil (CF/1988);
- b) Regime jurídico e tarifário do setor elétrico: CF/1988, Lei 8.987/1995 (Lei Geral de Concessões e Permissões), Lei 9.074/1995 e Lei 9.427/1996 (Lei da Aneel);
- c) Política Energética Nacional: Lei 9.478/1997;
- d) Política Nacional sobre Mudança do Clima: Lei 12.187/2009 e Decreto 9.578/2018;
- e) Organização da Administração Pública Federal, dos órgãos da Presidência da República e dos Ministérios: Lei 13.502/2017 e Decreto-Lei 200/1967;
- f) Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro: Decreto-Lei 4.657/1942;

- g) Lei do Processo Administrativo Federal: Lei 9.784/1999;
- h) Governança da administração pública federal direta, autárquica e fundacional: Decreto 9.203/2017 e referencial TCU de Governança de Políticas Públicas (2014);
- i) Organização básica da Presidência da República e dos Ministérios: Lei 13.502/2017;
- j) Competências e estrutura regimental do Ministério de Minas e Energia (MME): Decreto 8.871/2016;
- k) Estrutura e competências da Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Decreto 5.184/2004;
- l) Estrutura e competências do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): Decreto 5.175/2004;
- m) Estrutura e funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): Resolução Normativa da Aneel 109/2004;
- n) Competências e estrutura regimental do Ministério do Meio Ambiente: Decreto 8.975/2017;
- o) Competências e estrutura regimental do Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC): Decreto 8.877/2016;
- p) Competências e estrutura regimental do então Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC): Decreto 9.260/2017;
- q) Competências e estrutura regimental do Ministério das Relações Exteriores (MRE): Decreto 8.817/2017;
- r) Competências e estrutura regimental do Ministério do Planejamento Desenvolvimento e Gestão (MPDG): Decreto 9.305/2017;
- s) Competências e estrutura regimental da Secretaria de Governo da Presidência da República: Decreto 8.892/2017
- t) Regulamentação da Mini e Micro Geração Distribuída: Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) 482/2012;
- u) Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) Brasileira do Acordo de Paris; e
- v) Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU) - Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

I.5. Metodologia

17. O trabalho seguiu o disposto no Manual de Auditoria Operacional do TCU (Portaria-Segecex 4/2010), no referencial de avaliação de políticas públicas do TCU e nas Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT-TCU).
18. Preliminarmente, coletaram-se informações acerca do tema mediante pesquisa na legislação, nos acordos internacionais, na literatura e em documentos do Poder Público e de associações representativas do setor elétrico.
19. A essa pesquisa, seguiu a identificação de fiscalizações relacionadas ao tema realizadas anteriormente pelo TCU.
20. Posteriormente, requisitaram-se informações a órgãos e entidades com atuação correlata ao assunto. A partir do material coletado e dos *benchmarkings* realizados pela consultoria, elaborou-se minuta de matriz de planejamento, a qual foi submetida a discussão em painel de referência que contou com a participação de entes do setor público, bem como de representantes de associações e do meio acadêmico (peça 47).
21. As questões de auditoria traçadas após a referida discussão estão dispostas a seguir:
Questão 1: As políticas públicas afetas às energias renováveis permitem o aumento sustentável da participação dessas fontes na matriz elétrica brasileira?

Questão 2: Os atores governamentais envolvidos com a política de inserção de renováveis na matriz elétrica atuam de maneira coerente e coordenada entre si?

Questão 3: O planejamento e a operação do setor elétrico possuem mecanismos destinados a adaptar o sistema elétrico às características das fontes renováveis centralizadas, especialmente quanto à modicidade tarifária, à segurança da operação do sistema e aos impactos ambientais?

Questão 4: As políticas públicas possuem mecanismos destinados a mitigar entraves à entrada da mini e da micro geração distribuída (GD), bem como a adaptar o sistema às características dessa modalidade de geração?

22. Definida versão final da matriz de planejamento (peça 139), formularam-se subquestões para cada uma das perguntas de auditoria e identificaram-se quais as informações necessárias para respondê-las e quais entes poderiam fornecê-las.

23. A partir dessa compilação, foram feitas solicitações de informações e entrevistas com os órgãos e entidades pertinentes. Por fim, a informação coletada foi circularizada entre todas as fontes consultadas, de modo a validar pontos específicos.

24. Após isso, realizou-se oficina de planejamento com representantes de todas as treze EFS participantes da auditoria coordenada, com o intuito de discutir e harmonizar as perguntas e procedimentos a serem aplicados naquela fiscalização, tendo como base as perguntas e os achados preliminares da fiscalização piloto.

25. A referida oficina conduziu a ajustes na matriz proposta, culminando com a Matriz de Planejamento da Auditoria Coordenada (peça 140), com as seguintes perguntas de auditoria:

Questão 1: Existem diretrizes e compromissos governamentais claramente definidos para promover o aumento substancial da proporção de fontes renováveis na matriz elétrica até 2030?

Questão 2: Existem políticas públicas para o aumento sustentável da participação efetiva de fontes renováveis na matriz elétrica?

Questão 3: Os atores envolvidos com a política de inserção de fontes renováveis na matriz elétrica atuam de forma coerente e coordenada?

Questão 4: Existem instrumentos ou estratégias destinados a adaptar o setor elétrico às características das fontes renováveis, garantindo o acesso a energia confiável, sustentável e acessível?

26. De maneira similar, foram definidas subquestões para as perguntas de auditoria da Matriz de Planejamento Coordenada. Identificaram-se, então, quais informações adicionais seriam necessárias para responder às subquestões da matriz coordenada (peça 140), considerando os procedimentos já realizados e os dados obtidos com base na matriz original (peça 139). Destaca-se que a nova matriz engloba a primeira, com alguns ajustes, e busca responder alguns pontos não contemplados inicialmente na matriz de planejamento da auditoria piloto.

27. Diante disso, foram expedidas novas diligências aos órgãos pertinentes de forma a complementar as informações coletadas inicialmente e contemplar integralmente ambas matrizes. Isso se deve ao fato de que ao final da auditoria coordenada, todos os relatórios, inclusive este, serão consolidados em um documento único. É, portanto, imprescindível que todas as fiscalizações sigam procedimentos similares, de modo a gerar informação que possa ser agregada.

28. Assim, o presente relatório foi redigido utilizando como base a estrutura da Matriz de Planejamento Coordenada (peça 140), sem desconsiderar eventuais peculiaridades da matriz original.

29. O relatório preliminar foi, então, submetido à manifestação e comentário dos gestores.

30. Por fim, diante da nova estruturação ministerial, introduzida pelo novo governo na Medida Provisória 870/2019, alguns órgãos auditados ou mencionados no corpo do relatório mudaram de nome

ou foram incorporados por outros a partir do início de 2019. São eles o Ministério da Fazenda, o Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão e o Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços foram transformados no Ministério da Economia. De igual forma, o Ministério da Integração Nacional e o Ministério das Cidades fundiram-se e formaram o Ministério da Infraestrutura. Dessa forma, o texto das propostas de encaminhamento foi adaptado no sentido de endereçar os novos órgãos ministeriais.

II. VISÃO GERAL DO OBJETO

II.1. Agenda global em prol de matriz energética limpa

31. Após a Revolução Industrial, os modelos de exploração energética basearam-se predominantemente na utilização de fontes fósseis, como o carvão e o petróleo. Por essa razão, criou-se uma matriz energética extremamente fóssil-dependente.

32. Preocupações com questões econômicas e climáticas, contudo, incitaram um movimento para o desenvolvimento de fontes menos susceptíveis às oscilações do preço do petróleo e menos poluentes. Sobre o aspecto climático, inclusive, evidências dos efeitos dos gases de efeito estufa (GEE) no aquecimento global e suas consequências contribuíram para a busca pelas fontes alternativas.

33. A estratégia mundial para mitigação e enfrentamento do aquecimento global suscitou a assinatura de acordos internacionais, como o Acordo de Paris, firmado na 21ª Conferência das Partes (COP-21) em 2015, o qual estabelece como objetivo de seus signatários limitar o aumento da temperatura média do planeta bem abaixo de 2°C, em relação aos níveis pré-industriais, com a adoção de esforços para limitar esse aumento a 1,5°C, pois há o reconhecimento que essa ação reduziria significativamente os riscos e os impactos da mudança do clima.

34. Para o alcance dessa meta, cada governo participante está formulando suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC), nas quais estão sendo traçadas as estratégias de cada país para a redução da emissão de GEE. A transição rumo a uma matriz energética menos poluente é considerada uma das principais formas de se alcançar essa pretendida redução da emissão de GEE.

35. A inserção de energias renováveis na matriz também faz parte da Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU), na qual definiu-se, em dezembro de 2015, plano de ação internacional estruturado em dezessete Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), desdobrados em 169 metas e 232 indicadores, que abordam temas fundamentais para se atingir o desenvolvimento sustentável. Esses temas englobam três dimensões: a econômica, a social e a ambiental.

36. O ODS que se relaciona ao incremento de energias renováveis é o 7 – “Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos”, mais especificamente a meta 7.2 – “Até 2030, aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global”.

37. As energias renováveis a que se referem os ODS perpassam vários setores, como o elétrico, o industrial e o de transportes, por exemplo. Isso porque, no contexto desses objetivos, energias renováveis abrangem quaisquer fontes de energia que tenham a característica de se regenerarem em, relativamente, curto horizonte temporal, não se restringindo a um setor específico.

II.2. Evolução das fontes renováveis na produção de eletricidade no mundo

38. Nos últimos anos, o processo de inserção de energias renováveis na matriz energética tem se intensificado, notadamente no setor elétrico. O percentual de energias limpas nesse setor vem crescendo ano a ano, conforme demonstram os dados da Tabela 1.

Tabela 1- Participação das energias renováveis na produção mundial de energia elétrica (2013-2017)

Fonte	Participação %				
	2013	2014	2015	2016	2017
Energia Não Renovável	77,90%	77,20%	76,30%	75,50%	73,50%
Energia Renovável	22,10%	22,80%	23,70%	24,50%	26,50%
Hidrelétrica	16,40%	16,60%	16,60%	16,60%	16,40%
Eólica	2,90%	3,10%	3,70%	4,00%	5,60%
Bioenergia	1,80%	1,80%	2,00%	2,00%	2,20%
Solar fotovoltaica (FV)	0,70%	0,90%	1,20%	1,50%	1,90%
Geotérmica, solar concentrada (CSP), maremotriz	0,40%	0,40%	0,40%	0,40%	0,40%

Fonte: (REN21, 2014; REN21, 2015; REN21, 2016; REN21, 2017; REN21, 2018)

39. De acordo com os dados da Agência Internacional de Energia Renovável (Irena), em pouco mais de uma década, a capacidade instalada para geração de energia elétrica por meio de renováveis, incluídas as convencionais, mais que dobrou, passando de 993 GW em 2007, para 2.179 GW em 2017.

40. Em que pese ainda não ser possível correlacionar o crescimento da capacidade instalada para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis com os compromissos multilaterais citados, nos últimos três anos, foram acrescidos 157 GW em 2015, 163 GW em 2016 e 167 GW em 2017 na matriz elétrica mundial, conforme demonstra a Tabela 2.

Tabela 2- Capacidade de oferta de eletricidade no mundo por meio de fontes renováveis, incluídas as convencionais (2007-2017)

Fonte	Capacidade de geração de eletricidade (GW)										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidrelétrica	927	961	995	1.029	1.060	1.093	1.137	1.175	1.210	1.248	1.270
Maremotriz	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
Eólica	92	115	150	181	220	270	302	349	417	467	514
Solar	9	15	23	40	70	98	137	174	224	297	391
Bioenergia	50	54	61	66	73	78	85	90	96	104	109
Geotérmica	9	9	10	10	10	10	11	11	12	12	13
Total	993	1.058	1.139	1.226	1.329	1.444	1.565	1.692	1.849	2.012	2.179

Fonte: Irena (<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=54>, acesso em 7/7/2018)

41. Os dados da Tabela 2 também demonstram que a impulsão das energias renováveis no mundo se deu principalmente devido ao crescimento exponencial das fontes eólica e solar na última década, que cresceram, respectivamente, 422 GW e 382 GW na capacidade instalada mundial entre 2007 e 2017. Isso representa 67,8% de toda oferta adicional de energia renovável no período.

42. Essa evolução é explicada em boa parte pela concentração dos investimentos nessas duas fontes. Na Tabela 3, seguem os dados dos investimentos por tecnologia no período de 2013 a 2017, que apontam que a geração eólica e a solar receberam 92,60% dos investimentos em renováveis nesse período.

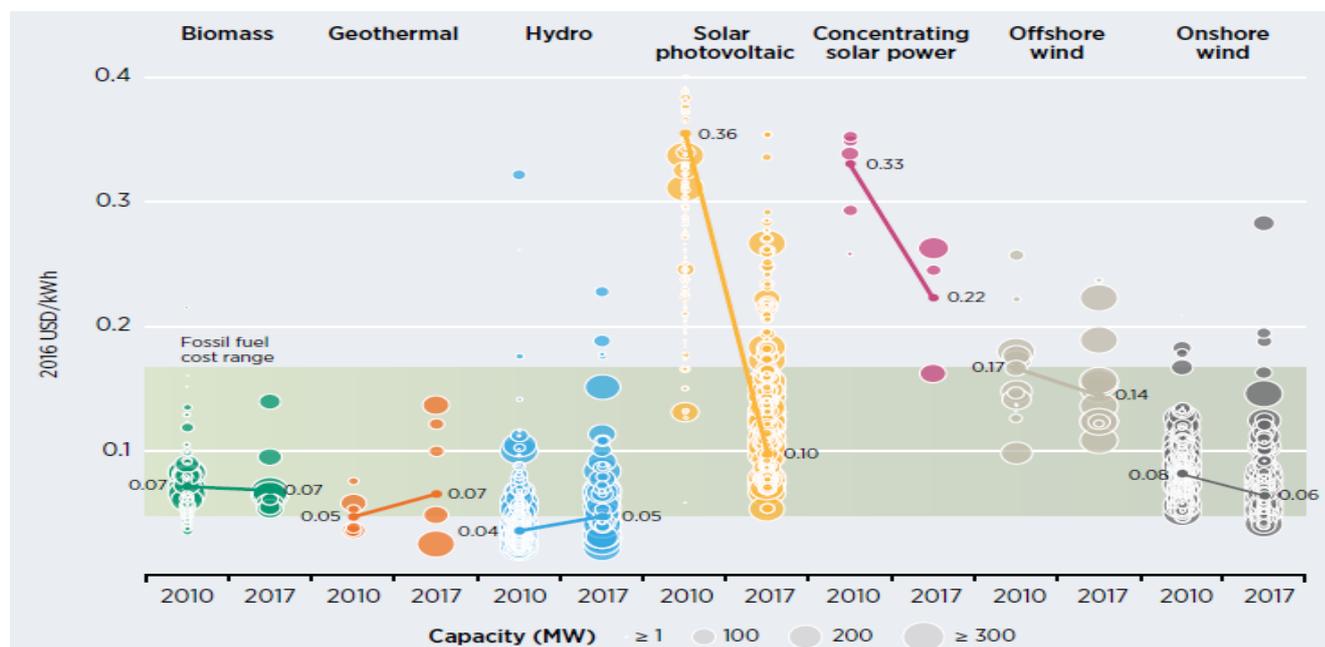
Tabela 3 - Investimentos em energias renováveis no mundo – 2013 a 2017 (bilhões de US\$)

Investimentos por tecnologia	2013	2014	2015	2016	2017	% de Participação 2013-2017
Solar	119,9	145,3	179,3	136,5	160,8	53,15%
Eólica	86,4	110,7	124,7	121,6	107,2	39,45%
Biomassa e transformação de lixo em energia	14,0	12,7	9,4	7,3	4,7	3,45%
Hidro <50 MW	5,8	7,0	3,6	3,9	3,4	1,70%
Biocombustíveis	5,2	5,2	3,5	2,1	2,1	1,30%
Geotérmica	2,8	2,9	2,5	2,5	1,6	0,88%
Maremotriz	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,08%
Total de novos investimentos	234	284	323	274	280	1.396

Fonte: Irena (<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=54>, acesso em 7/7/2018)

43. O incremento da capacidade de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis vem sendo acompanhado da queda do custo médio dessas fontes, conforme demonstra o Gráfico 1.

Gráfico 1 - Custo médio mundial de eletricidade gerada em usinas renováveis de larga escala - 2010 e 2017



Fonte: IRENA, 2018

No gráfico, são analisados os projetos dos anos 2010 e 2017. O tamanho das circunferências reflete o tamanho do empreendimento segundo a capacidade instalada, e a localização da circunferência indica o custo de energia em US\$/MWh. Para cada um dos anos (2010 e 2017) é calculado o preço médio ponderado da energia. A reta aponta a tendência dos preços do ano 2010 até o ano 2017

44. Segundo dados do REN 21, ao final de 2017, os cinco países com maior capacidade instalada proveniente de fontes de energias renováveis eram China, Estados Unidos, Brasil, Alemanha e Índia, nesta ordem (REN 21, 2018, p. 25). Só a China é responsável por 27,19% de toda a capacidade mundial de energia renovável, incluída a convencional, totalizando 546 GW de potência instalada, em comparação com os 123 GW instalados no Brasil, que é o terceiro colocado no ranking (IRENA, 2018

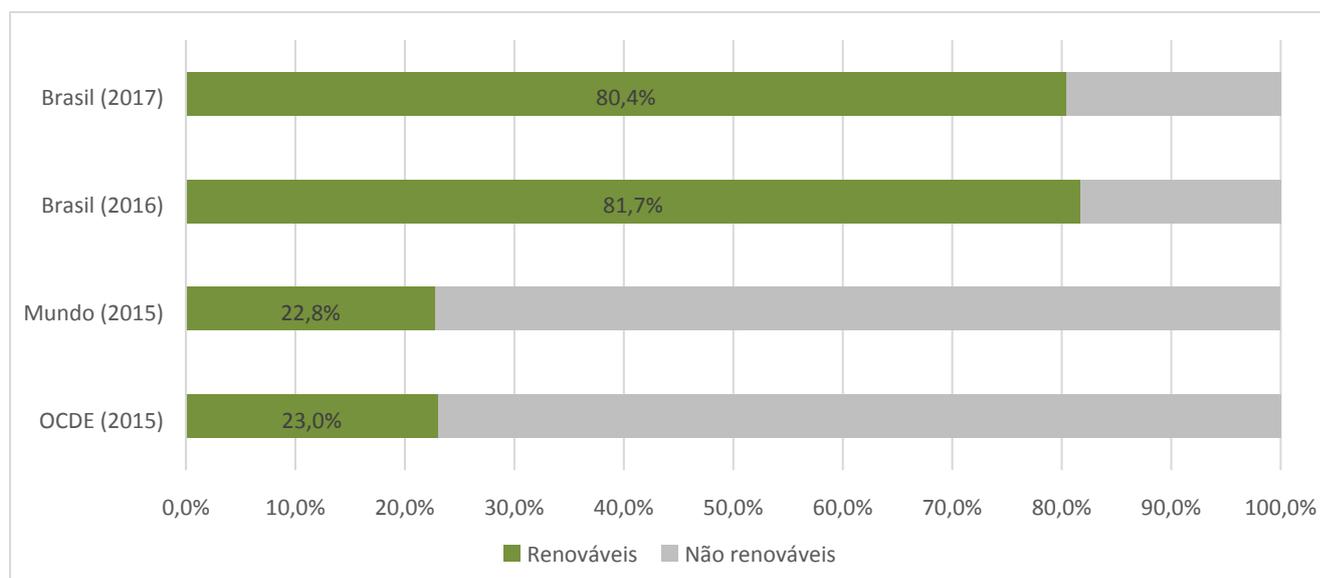
C).

45. Um breve resumo das principais políticas de incremento de energias renováveis utilizadas no mundo consta do Apêndice D deste Relatório.

II.3. Energias renováveis na matriz elétrica brasileira

46. A matriz elétrica do Brasil ocupa posição de destaque, em relação ao percentual de renováveis, quando comparado ao resto do mundo. Tal resultado se deve ao fato de a maior parte da geração elétrica provir de fonte hidrelétrica, o que foi propiciado pelo aproveitamento de parte do grande potencial hidráulico do País. O Gráfico 2 faz uma comparação da geração registrada no país, no mundo e em países integrantes da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).

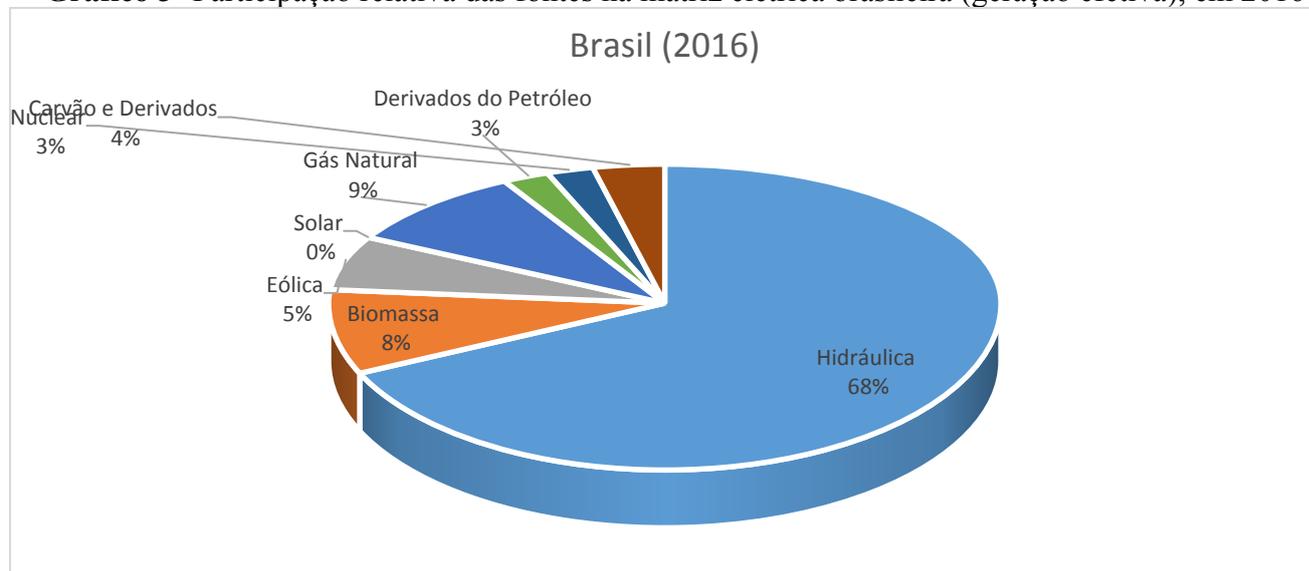
Gráfico 2- Participação da efetiva geração de energia renovável na matriz elétrica brasileira, no mundo e em países integrantes da OCDE



Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN 2018 (peça 128)

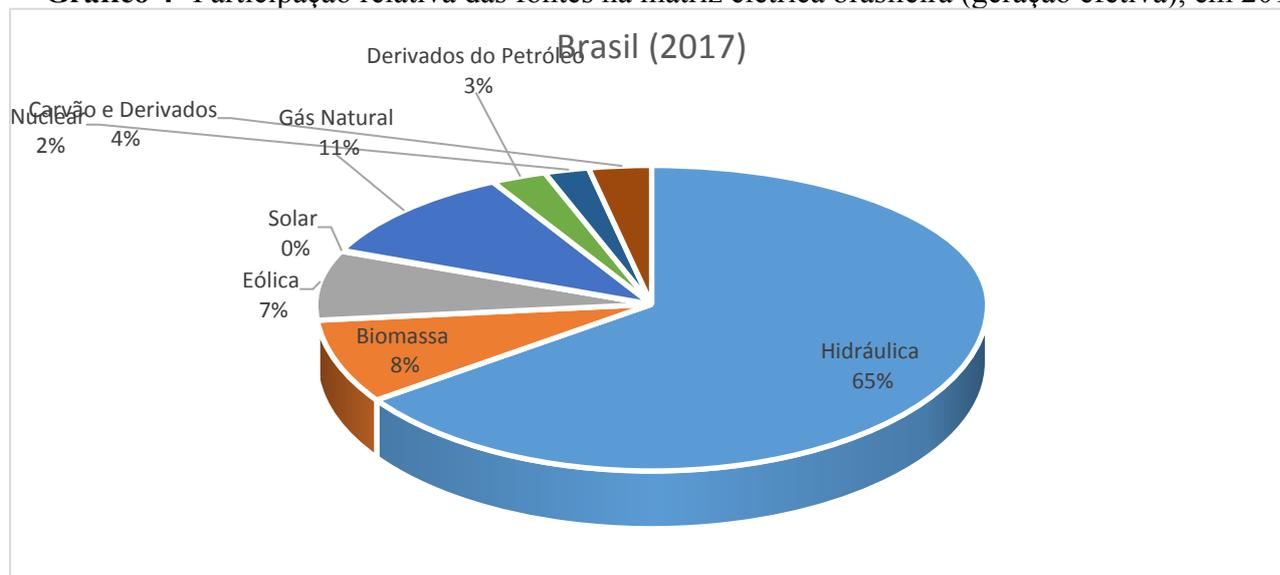
47. O recuo na participação de renováveis no último ano deveu-se principalmente ao aumento da geração proveniente de termelétricas a gás natural e à redução da produção de energia hidrelétrica em função das condições hidrológicas desfavoráveis. Apesar disso, a participação de renováveis na matriz elétrica atingiu 80,4% em 2017, fato explicado pelo avanço da geração eólica, conforme Gráficos 3 e 4.

Gráfico 3- Participação relativa das fontes na matriz elétrica brasileira (geração efetiva), em 2016



Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN 2018 (peça 128)

Gráfico 4- Participação relativa das fontes na matriz elétrica brasileira (geração efetiva), em 2017



Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN 2018 (peça 128)

48. Conforme se observa, a matriz elétrica brasileira já é, se comparada à matriz elétrica mundial, bastante limpa. Vale ressaltar, no entanto, que ela não é mais hidrotérmica, como foi por vários anos. O ingresso massivo de fontes renováveis, consoante demonstrado alhures, transformou a matriz em renovável-térmica, ainda que entre as renováveis prevaleça a geração hidrelétrica convencional.

49. Dessa forma, o modelo de despacho da geração, atualmente baseado em um conceito hidrotérmico, pois essas são tipicamente as usinas despacháveis (com capacidade de reserva para atender demandas instantâneas ou de pontas, a critério do Operador Nacional do Sistema- ONS), deve atualizar-se de forma a adequar-se às características das demais fontes, aperfeiçoando a previsibilidade da geração das renováveis não despacháveis e conferindo às renováveis não intermitentes mais relevância na prestação de serviços ancilares.

50. Necessário, portanto, conhecer quais políticas foram responsáveis pela inserção de fontes renováveis nessa matriz, bem assim quais estão sendo adotadas para manter ou mesmo aumentar essa participação de renováveis na geração de energia elétrica de forma racionalizada, com segurança energética e modicidade tarifária, dentro de uma estratégia de médio e longo prazo; e avaliar os instrumentos ou estratégias destinados a adaptar o setor elétrico às peculiaridades das fontes renováveis não convencionais.

51. Salienta-se que o Apêndice E contém as principais políticas e iniciativas em vigor em prol do incremento de energias renováveis na matriz elétrica brasileira, entre elas: concessão de subsídios pela via tarifária, como é o caso da energia incentivada; subsídios fiscais, como os relativo ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi) que alcançam diversos empreendimentos, incluindo energias renováveis; linhas específicas de financiamento em bancos públicos para energias renováveis; realização de leilões para comercialização de energias renováveis; entre outros. Já no Apêndice F consta a relação de órgãos e entidades que se relacionam, direta e indiretamente, às políticas públicas de inserção dessas fontes.

III. CONSTATAÇÕES DE AUDITORIA

52. Neste capítulo, são apresentadas as principais constatações de auditoria identificadas ao longo desta fiscalização, que foram agrupadas em subcapítulos, de acordo com as Questões de Auditoria constantes da Matriz de Planejamento da Auditoria Coordenada (peça 140).

53. As constatações mais relevantes de cada questão, denominadas de Achados de Auditoria, encontram-se ao final de cada subcapítulo, em tópicos específicos.

III.1. Compromissos e diretrizes governamentais para a expansão de fontes renováveis na matriz elétrica

54. O objetivo da primeira questão de auditoria da Matriz de Planejamento Coordenada (peça 140, p. 2) é avaliar se existem diretrizes governamentais claras e mensuráveis para o aumento da participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, tendo em vista os compromissos internacionais assumidos pelo País, o interesse público e o potencial de crescimento dessas fontes.

55. Antes de avaliar as diretrizes, contudo, é importante conhecer mais detalhadamente a evolução das fontes renováveis no Brasil. A Tabela 4, a seguir, mostra os investimentos feitos nos últimos cinco anos, em bilhões de U\$.

Tabela 4 - Investimentos em energias renováveis no Brasil, em U\$, de 2013 a setembro de 2018 (valores históricos, convertidos com câmbio médio do ano)

Evolução dos investimentos estimados em energias renováveis (bilhões de U\$)						
Investimentos por tecnologia	2013	2014	2015	2016	2017	2018 até setembro/2018
Solar	-	1,9	3,7	-	1,2	1,5
Eólica	9,0	4,0	2,0	-	2,4	1,8
Bionergia	1,2	1,0	0,3	0,2	0,2	0,1
Hidro < 50 MW	1,3	0,1	0,8	0,5	0,2	0,3
Hidro > 50 MW	2,1	0,7	0,4	0,1	-	-
Biocombustíveis	-	-	-	-	-	-
Geotérmica	-	-	-	-	-	-
Maremotriz	-	-	-	-	-	-
Total novos investimentos	13,5	7,8	7,2	0,8	4,0	3,7

Fonte: Ofício 355/2018/SE-MME (peça 154, item não digitalizável)

56. As Tabelas 5 e 6 mostram, respectivamente, para o período especificado, a evolução da capacidade instalada e da geração efetiva de todas as fontes, incluídas as renováveis.

Tabela 5 - Evolução da capacidade instalada de todas as fontes de geração de energia elétrica, de 2013 a setembro de 2018 (em MW)

Fonte	2013	2014	2015	2016	2017	2018 até setembro/2018
Não renováveis	27.073	27.475	28.299	29.089	29.312	28.860
Carvão Mineral	3.389	3.389	3.389	3.389	3.324	3.718
Gás natural	12.170	12.550	12.428	12.965	12.980	13.003
Petróleo e demais combustíveis fósseis	9.524	9.546	10.492	10.745	11.018	10.149
Nuclear	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990
Renováveis	99.682	106.437	112.574	121.332	128.268	132.159
Hídrica	86.019	89.193	91.650	96.930	100.319	102.300
Usina Hidrelétrica de Energia	81.093	84.095	86.366	91.499	94.662	96.415
Pequena Central Hidrelétrica (inferior a 30 MW)	4.926	5.098	5.284	5.431	5.657	5.885
Biomassa	11.456	12.341	13.257	14.187	14.559	14.729
Eólica	2.202	4.888	7.633	10.129	12.293	13.381
Solar	5	15	35	85	1.097	1.749
Geotérmica	-	-	-	-	-	-
Maremotriz	-	-	-	-	-	-
TOTAL	126.755	133.912	140.873	150.422	157.580	161.019

Fonte: Ofício 355/2018/SE-MME (peça 154, item não digitalizável)

Tabela 6 - Evolução da geração efetiva de todas as fontes de geração de energia elétrica, de 2013 a 2018 (em MWh)

Fonte	2013	2014	2015	2016	2017	2018 ¹
Não renováveis	132.788.061	158.492.298	150.563.544	113.372.990	122.578.238	114.364.044
Carvão Mineral	14.801.485	18.385.430	18.856.495	17.001.395	16.256.587	14.461.514
Gás natural	69.002.734	81.073.114	79.489.563	56.484.889	65.593.316	59.689.630
Petróleo e demais combustíveis fósseis	33.534.152	43.655.292	37.483.333	24.022.362	24.989.138	24.473.900
Nuclear	15.449.690	15.378.462	14.734.153	15.864.344	15.739.196	15.739.000
Renováveis	438.046.592	432.049.820	430.664.412	465.525.319	465.383.930	484.340.684
Hídrica	390.992.014	373.439.060	359.742.808	380.910.942	370.906.456	379.807.744
Usina Hidrelétrica de Energia	363.008.957	347.239.312	333.107.469	354.052.847	344.360.910	352.625.138
Pequena Central Hidrelétrica (inferior a 30 MW)	27.983.057	26.199.748	26.635.339	26.858.095	26.545.546	27.182.606
Biomassa	40.471.375	46.384.426	49.236.984	51.040.244	51.272.402	53.747.180
Eólica	6.578.410	12.210.252	21.625.702	33.488.872	42.373.258	47.457.760
Solar	4.794	16.082	58.917	85.261	831.813	3.328.000
Geotérmica	-	-	-	-	-	-
Maremotriz	-	-	-	-	-	-
TOTAL	570.834.653	590.542.118	581.227.955	578.898.309	587.962.167	598.704.728

Fonte: Ofício 355/2018/SE-MME (peça 154, item não digitalizável)

¹o valor do ano de 2018 corresponde a previsão de geração efetiva

57. Uma análise expedita das tabelas trazidas anteriormente revela aumento considerável da capacidade instalada de fontes renováveis (33%), incluídas as convencionais, frente a um aumento modesto das não renováveis (6%), para o período considerado. Em termos de geração efetiva, em média, 77% da energia elétrica advém de fontes renováveis, incluída a geração hidrelétrica.

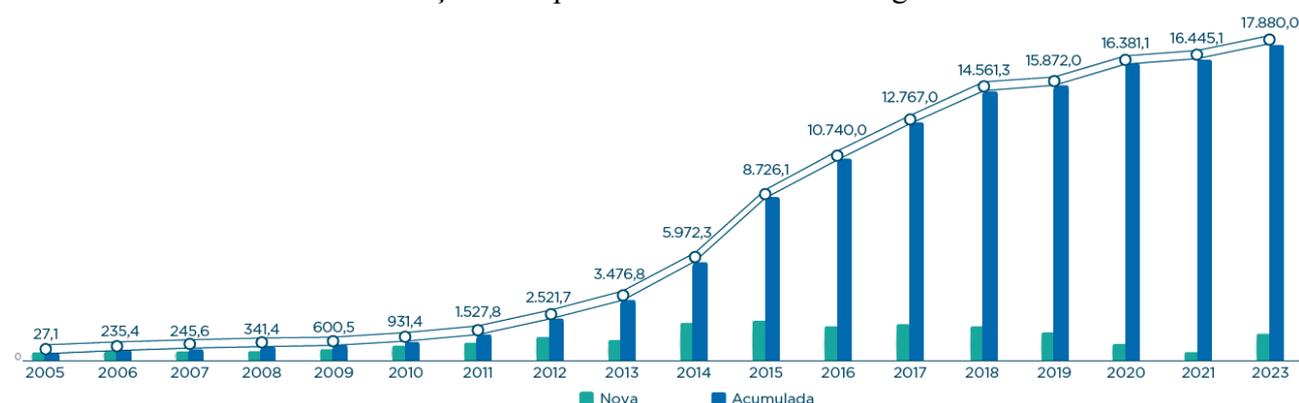
58. Merece destaque a fonte eólica, que saltou de 6.578 GWh de energia gerada em 2013, para 47.458 GWh em 2018, um aumento de 721%.

59. Dadas as dificuldades de construção de novas hidrelétricas, sobretudo as com reservatório, principalmente em razão das dificuldades no licenciamento socioambiental (tratado no âmbito do Acórdão 2.723/2017-TCU-Plenário), e a escassez de chuvas, a participação da energia hidráulica vem caindo no Brasil nos últimos anos. Contudo, o crescimento da participação de outras fontes renováveis, principalmente a eólica, manteve o percentual de renováveis elevado.

60. A implantação da energia eólica no Brasil inicia-se com os incentivos providos pelo Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEOLICA), a partir de 2001, e pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), a partir de 2002. Tais programas se inseriam em um contexto do pós-acionamento de 2001, em que se mostrou premente a necessidade de diversificação da matriz elétrica. Na ocasião do racionamento, em parte decorrente de crise hídrica, 90% da eletricidade produzida advinha da fonte hidráulica.

61. O Gráfico 5 contém a evolução da capacidade instalada, assim como a previsão do crescimento da fonte eólica para os próximos anos em função das contratações realizadas até o fim do ano de 2017.

Gráfico 5- Evolução da capacidade instalada da energia eólica no Brasil



Fonte: Boletim Anual de Geração Eólica 2017 (ABEEOLICA)

62. A evolução positiva da energia eólica no Brasil também se deve a fatores naturais. Devido às características dos ventos no País, o fator de capacidade médio das usinas foi de 42,9% em 2017, enquanto a média mundial situa-se entre 22% e 24,7% (ABEEOLICA, 2018, p. 11).
63. Ressalta-se que, conforme previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026 (peça 134), existe uma previsão de acréscimo de 11,8 GW para a fonte eólica até 2026.
64. Diversos estudos sugerem que há muito espaço para a ampliação da energia eólica no Brasil. O mais conhecido é o “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro”, elaborado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), em 2001, que indicou que a capacidade instalada poderia chegar a 143,5 GW. Destaca-se que esse estudo provavelmente esteja subestimado, pois levou em conta turbinas eólicas com torres de cinquenta metros, enquanto as fazendas eólicas instaladas mais recentemente no Brasil possuem torres de cem metros, portanto, com um potencial superior.
65. A energia solar, por sua vez, diante da queda recente dos custos, está se tornando competitiva. O potencial para expansão dessa fonte é imenso, isto porque a medição da irradiação solar do País (ou insolação) é uma das maiores do mundo, somente inferior à da Austrália. Em comparação à Alemanha, um dos países de referência em termos de incentivo à geração solar, o Brasil fica em vantagem: o país europeu tem índice de irradiação entre 900 e 1.250 kWh/m² por ano, enquanto o território nacional registra taxas entre 1.500 e 2.400 kWh/m². A disparidade fica evidente quando se constata que a região brasileira com o menor índice de radiação — o Paraná, com 1.500 kWh/m² ao ano — é superior ao melhor cenário da Alemanha. (*Benchmarking* Internacional, peça 157, p. 254).
66. Como consequência do exposto, a energia solar, tanto de larga escala, como de geração distribuída, aparenta ter começado a prosperar no País.
67. No segundo semestre de 2017, foram inaugurados no Brasil os dois maiores empreendimentos de energia solar da América Latina. As iniciativas estão localizadas no Piauí e em Minas Gerais.
68. Ressalta-se que, em dezembro de 2017 e abril de 2018, de forma inédita, as empresas de energia solar conseguiram ofertar, em leilões promovidos pela Aneel, energia mais barata do que a negociada por geradores a biomassa ou pequenas hidrelétricas.
69. Em janeiro de 2018, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) anunciou que o País havia ultrapassado a marca recorde de 1 GW de capacidade instalada em projetos de energia solar em operação. De acordo com a entidade, apenas trinta países do mundo atingiram essa marca, que significa uma capacidade energética para abastecer 500 mil domicílios por um ano (*Benchmarking* Internacional, peça 157, p. 252).
70. De acordo com o Balanço Energético Brasileiro 2018 (peça 128), em 2017 a geração fotovoltaica distribuída alcançava 174,5 MW. Para 2018, há uma previsão de aumento dessa fonte em 115 % (ABSOLAR, 2018).
71. Quanto à biomassa, como destacado na Tabela 5, é a segunda fonte com maior participação na matriz elétrica brasileira, com capacidade instalada de 14,73 GW. O país detém liderança mundial nessa fonte (IRENA, 2018D).
72. A bioeletricidade é obtida principalmente por meio da cogeração em unidades dos segmentos industriais sucoenergéticos e, em menor escala, de papel e celulose, tendo como fonte a lixívia. Outros tipos de biomassa utilizados no País para a produção de eletricidade são o carvão vegetal, resíduos de madeira, casca de arroz, capim elefante e biogás.
73. Alguns pontos de destaque podem ser mencionados para a continuidade da expansão da bioeletricidade no caso brasileiro: é uma fonte cujo ciclo de produção de energia é complementar ao hidrológico, pois gera predominantemente em períodos de escassez de chuvas; a biomassa é considerada neutra em relação à emissão de CO₂ (em razão da captura de gás carbônico no processo de cultivo do vegetal-energético); tem baixa variabilidade de geração no curto prazo; e possui custo marginal de produção relativamente baixo.

74. Apesar do atual patamar das energias renováveis no País, verificou-se que não existem metas de cumprimento obrigatório para essas fontes. O principal documento de planejamento do setor, o PDE, deixa claro que as projeções para o setor de renováveis ali presentes são indicativas, servindo como diretrizes gerais para o setor, mas não constituindo objetivos a serem rigorosamente perseguidos pelo governo (peça 134, p. 50).

75. Cabe destacar que o Brasil já ratificou o Acordo de Paris, por meio do Decreto 9.073/2017, com vistas a reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Diante disso, as contribuições brasileiras deixaram de ser meras pretensões e tornaram-se compromissos oficiais (Contribuições Nacionalmente Determinadas – NDC).

76. A NDC brasileira compromete-se a reduzir as emissões de GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025, com uma contribuição indicativa subsequente de redução em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030. Para o atingimento dessa meta, o País apontou a adoção de algumas ações mitigadoras, como restauração e reflorestamento de florestas e o fortalecimento de ações para o desenvolvimento sustentável na agricultura.

77. Com relação especificamente ao setor energético, foram mencionadas as seguintes medidas indicativas na NDC (peça 126, p. 7):

iii) no setor da energia, alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo:

- expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030;

- expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar;

78. Para maior clareza, repise-se que a primeira parte da NDC (aumento de 28% a 33%) refere-se ao avanço de renováveis na matriz energética total, portanto, incluindo a geração de energia elétrica, transportes, etc; já a segunda parte (avanço para ao menos 23%), refere-se estritamente à matriz de geração de energia elétrica.

79. Salienta-se que, mesmo antes do Acordo de Paris, o Brasil já havia instituído a Política Nacional sobre Mudança do Clima pela Lei 12.187/2009, regulamentada pelo Decreto 9.578/2018. Nos referidos diplomas, já estavam previstas ações para a redução das emissões de GEE, incluindo a “expansão da oferta hidroelétrica, da oferta de fontes alternativas renováveis, notadamente centrais eólicas, pequenas centrais hidroelétricas e bioeletricidade, da oferta de biocombustíveis e do incremento da eficiência energética” (§ 1º, item III do art. 19 do Decreto 9.578/2018).

80. A Tabela 7 demonstra a participação dos setores quanto à emissão dos referidos gases. A informação mais atual disponibilizada pelo governo refere-se ao ano de 2015.

Tabela 7 – Participação de emissões líquidas de CO₂ equivalente em milhões de toneladas e em percentual, para o ano de 2015

Setor	Participação de emissões líquidas de gases de efeito estufa, 2015 (CO ₂ equivalente em milhões de toneladas)	Participação relativa de emissões líquidas de gases de efeito estufa, 2015 (%)
I. Energia	449	32,8%
I.1 - Subsetor Energético	99	7,2%
I.2 - Subsetor Transporte	211	15,4%
I.3 - Outros	139	10,2%
II. Processos industriais	95	6,9%
III. Mudança de uso da terra e florestas (com remoções)	332	24,3%
IV. Tratamento de resíduos	63	4,6%
V. Outros - Agropecuária	429	31,4%
Total	1368	

Fonte: Ofício 44530/2018/SEI-MCTIC (peça 153, item não digitalizável)

81. Destaca-se que o **subsetor energético** compreende os prestadores de serviço público de geração de energia elétrica, os autoprodutores, as carvoarias e outros. A Tabela 8 contém a divisão do subsetor energético, nos termos estabelecidos pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCTIC).

Tabela 8 – Participação de emissões líquidas de CO₂ equivalente em milhões de toneladas e em percentual, para o ano de 2015, para o subsetor energético

Setor	Participação de emissões líquidas de gases de efeito estufa, 2015 (CO ₂ equivalente em milhões de toneladas)	Participação relativa de emissões líquidas de gases de efeito estufa, 2015 (%)
Subsetor Energético	99	
I.1 - Centrais Elétricas de Serviço Público	57	57,6%
I.2 - Centrais Elétricas Autoprodutoras	11	11,1%
I.3 - Carvoarias	1	1,0%
I.4 - Outros	30	30,3%

Fonte: Ofício 44530/2018/SEI-MCTIC (peça 153, item não digitalizável)

82. Verifica-se que a contribuição estimada para a geração de energia elétrica equivale, então, à soma da produção das centrais elétricas de serviço público e autoprodutoras, correspondendo a 68 milhões de toneladas de CO₂ equivalente. Isso corresponde a aproximadamente 15% das emissões do setor de energia como um todo, que engloba o subsetor energético, e a 5% das emissões totais, considerando todos os setores. A importância do setor elétrico poderá ganhar maior relevo ainda nessa temática caso haja, no futuro, aumento expressivo da frota de veículos elétricos.

83. Identificou-se que o esforço para expansão do uso de energias renováveis, além da hídrica, na matriz elétrica brasileira para ao menos 23% até 2030, constante da mencionada NDC, não é considerado uma meta vinculativa pelos órgãos do setor (peça 99, p. 3 e peça 102, p. 3). Para esses entes, essa medida alia-se às ações de outros setores, como o de ocupação do solo, por exemplo, para atingimento da meta global do referido acordo, a saber, a redução das emissões de GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025.

84. O Ministério de Minas e Energia entende que o estabelecimento de metas obrigatórias não seria salutar, pois engessaria a atuação governamental (peça 99). Além disso, metas vinculantes seriam estratégicas para induzir a entrada de determinadas fontes na matriz, o que é dispensável quando as fontes já são competitivas, na visão da Aneel (peça 102).

85. Ademais, afirmam que ao não se fixarem objetivos vinculativos por setor, abre-se espaço para adequações e compensações entre os diversos ramos que contribuem na emissão de GEE, caso as medidas indicativas de um ou outro se frustrem.

86. Consideram, por sua vez, que isso seria desejável, pois algumas ações não dependem exclusivamente da atuação governamental, mas também do setor privado, como é o caso dos leilões para contratação de energia, que têm se mostrado o principal instrumento para expansão de fontes renováveis na matriz elétrica (peça 99). Segundo o governo, a expansão depende também de projeções da demanda por energia, que é outro fator incerto e que poderia comprometer metas obrigatórias.

87. Embora os órgãos consultados sejam uníssomos no entendimento pela não obrigatoriedade das metas de inserção de energias renováveis, importa destacar que alguns países adotam metas vinculantes, como a Alemanha, Chile, Dinamarca, Estados Unidos da América e a própria União Europeia (peça 157). Assim, referido entendimento merece melhor reflexão, pois existem prós e contras para as duas situações, a saber, a existência ou não de metas vinculativas para a expansão de energias renováveis.

88. A fixação de metas obrigatórias apresenta como vantagem a sinalização para investidores, mercado, consumidores e indústria quais os rumos desejados para o setor, já que esses agentes passam a ter expectativa sobre a direção que a sociedade, por meio do governo, quer apontar para a expansão por meio dessas fontes. Além disso, demonstra um compromisso do governo em adotar medidas para alcançar determinado patamar de inserção de energias renováveis.

89. As desvantagens, no entanto, referem-se a possíveis restrições de contratação de energia nova, a depender de questões conjunturais, especialmente considerando o atual modelo de contratação via leilões. Caso, por exemplo, o governo fizesse sempre leilões de energia nova licitando somente as fontes necessárias ao atendimento da meta vinculante, e, por alguma razão, aquela fonte estivesse indisponível, perder-se-ia a oportunidade de contratar outra fonte não levada a leilão, mas disponível naquele momento.

90. Na verdade, a opção adotada é a que minimiza, parcialmente, os custos para o consumidor de energia elétrica. Diz-se aqui “parcialmente” em razão de que não são considerados como critério do leilão os custos globais como os de transmissão, imprescindíveis a empreendimentos localizados longe dos centros de carga, e os de gestão da intermitência associada a fontes renováveis; tampouco os custos associados às emissões de gases de efeito estufa (até porque não há mercado de carbono no Brasil).

91. Do ponto de vista do atendimento à meta global do Acordo de Paris, vislumbra-se a vantagem mencionada anteriormente para a não definição de metas obrigatórias, qual seja, a possibilidade de compensar medidas e atividades entre os diversos setores que contribuem com as emissões de GEE.

92. Oportuno ressaltar que, diante das vantagens e desvantagens do estabelecimento das metas obrigatórias para a expansão de fontes renováveis, fica difícil apontar qual seria a melhor solução. Ademais, a decisão em adotar ou não metas obrigatórias está na alçada de discricionariedade do gestor, pois envolve uma gama de variáveis e cenários que podem conduzir a decisões legalmente amparadas e eficientes, mesmo por caminhos distintos, devendo o gestor, no entanto, manter a busca contínua pela eficiência da política pretendida.

93. Ao não instituir metas vinculativas, contudo, é importante que as demais dimensões da atuação estatal se harmonizem de modo a mitigar as desvantagens dessa opção e maximizar seus benefícios potenciais. Sobre isso, listam-se três pontos que podem contribuir com essa harmonização e que serão tratados com maior profundidade em Achados de Auditoria deste relatório, conforme as respectivas indicações:

- I. As metas indicativas e as diretrizes devem ser claras e transparentes, de forma a conferir a investidores, consumidores e ao mercado, razoável segurança sobre os caminhos desejados pelo governo para o setor, reduzindo a incerteza causada pela ausência de objetivos

obrigatórios (Achados III.1.1 e III.1.2);

II. O processo de leilão de contratação de energia nova deve ser baseado em critérios objetivos que considerem os diversos atributos das fontes, bem como, indiquem qual a matriz desejada para o setor, mesmo sem engessar as possibilidades de contratação (Achado III.2.2); e

III. Os atributos das fontes devem ser adequadamente precificados, de sorte a permitir uma competição real entre elas e colaborar com a formação de uma matriz elétrica sustentável, que valoriza externalidades positivas, como a capacidade de prestar serviços ancilares, de armazenamento e despachabilidade, e atribuir custo às externalidades negativas, como maiores impactos socioambientais, intermitência da geração e necessidade de *backup* (Achado III.4.3).

94. Os achados de auditoria relativos aos pontos retrocitados trazem mais detalhes sobre a situação verificada e sobre os conceitos discutidos.

95. De toda sorte, quanto às medidas indicativas, se considerados os dados de geração efetiva constantes da Tabela 6 para o ano de 2018, estima-se que a geração oriunda de energias renováveis alcançará 22 % da matriz elétrica, ou seja, já muito próximo dos 23% previstos na NDC.

96. Apesar de não haver metas vinculativas fixadas, atingir as medidas indicativas do Acordo de Paris quanto à expansão de energias renováveis demanda razoável esforço por parte dos entes envolvidos. Isso porque somente para manter o percentual de participação na matriz atual, a capacidade instalada dessas fontes precisa praticamente dobrar, considerando a expectativa de crescimento da demanda do País (peça 99, p. 3).

97. Acerca disso, entes e órgãos consultados apresentaram o entendimento de que o Brasil já apresenta elevada participação de energias renováveis em sua matriz elétrica, e que pretensões de aumento muito acentuado dessa participação poderiam acarretar altos custos ao Estado e aos consumidores (peça 99, p.3 e 125, p. 3). Essa afirmação encontra respaldo nos baixos percentuais de participação do setor de eletricidade quanto à emissão de GEE, conforme demonstraram as Tabelas 7 e 8.

98. Vale retomar que o Brasil aderiu à Agenda 2030 da ONU, comprometendo-se com as metas dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), e, no que tange ao incremento de energias renováveis, com a meta 7.2.

99. A adequação das metas dos ODS à realidade brasileira, também consideradas facultativas, está em andamento, mas as discussões até o momento concluíram que a meta 7.2 deve ser adaptada com a seguinte redação: “Até 2030, manter elevada a participação de energias renováveis na matriz energética nacional” (peça 125, p. 3).

100. Para essa meta, o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) construiu, de forma compartilhada com a EPE, o indicador 7.2.1 – “Quota de energia renovável no total final do consumo de energia”. Ademais, o monitoramento da evolução das fontes renováveis na matriz elétrica ocorre também por meio dos Balanços Energéticos Nacionais e do PDE.

101. Dado o cenário exposto em relação aos compromissos e diretrizes governamentais para a expansão de fontes renováveis na matriz elétrica, passa-se, agora, ao relato dos principais Achados de Auditoria referentes à Questão 1 da Matriz de Planejamento da Auditoria Coordenada (peça 140), quais sejam: inexistência de diretrizes explícitas sobre a expansão da geração distribuída; e a meta indicativa da NDC brasileira não é clara.

III.1.1 - Inexistência de diretrizes explícitas sobre a expansão da geração distribuída

102. Inexistem diretrizes explícitas para guiar políticas públicas acerca dos rumos desejáveis para a mini e a micro geração distribuída (mGD) no Brasil.

103. O PDE 2026, principal instrumento de planejamento do setor, restringe-se a apresentar um

panorama do estado da arte da geração distribuída, indicando as projeções para esta modalidade no horizonte decenal, e elencando os desafios a serem superados para seu avanço. Não existe no documento uma clara decisão governamental sobre qual é o interesse do país para a mGD.

104. Com efeito, todas as decisões que possuem o condão de incentivar ou inibir o desenvolvimento da geração distribuída têm sido tomadas no âmbito regulatório. As regras relacionadas à mGD foram estabelecidas mediante a Resolução Normativa Aneel 482/2012 e passaram por modificações em 2015 e 2017.

105. Em resumo, a regulamentação da Aneel define as formas de conexão e ingresso à rede da distribuidora, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia, o *net-metering*. Por meio desse sistema, os consumidores podem abater da energia consumida pela rede da distribuidora o montante que injetam de volta na rede. Há, assim, redução da receita recebida pela concessionária de distribuição em benefício dos consumidores que possuem mini e micro geração distribuída.

106. Na regulamentação vigente, considerando o modelo tarifário utilizado para cobrir os custos da distribuidora, o decréscimo de receita dessas empresas decorrente da compensação de energia por quem possui mGD é redistribuído aos consumidores daquela companhia, pela via tarifária. Assim, como os proprietários de geração distribuída passam a contribuir menos com a cobertura dos custos das distribuidoras, a diferença é alocada aos consumidores que não possuem mGD.

107. A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) classifica esse efeito como um subsídio cruzado implícito (peça 142) e defende que seja estabelecida alguma forma de destaque a esses valores, mediante, por exemplo, inclusão na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), como subsídio.

108. Sobre isso, os pesquisadores do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) alertam, no Texto para Discussão (TD) 2388 (peça 143), para um possível excesso de incentivo à energia fotovoltaica (FV) distribuída, com prováveis efeitos de aumento de tarifas para os usuários que não instalem tais sistemas.

109. O referido TD aponta benefícios da mGD fotovoltaica, como a redução da demanda em horários de uso intensivo do ar-condicionado, que costumam coincidir com os períodos de geração dos sistemas fotovoltaicos, mas aponta também os riscos ao equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, pois esses sistemas injetam energia na rede de distribuição durante o período no qual a demanda não é tão elevada, entre 8h e 16h. Por sua vez, os créditos de energia podem, eventualmente, ser usados em outros períodos, inclusive o de ponta, quando a demanda é maior e não há geração dos sistemas FV.

110. É como se a unidade de mGD injetasse na rede em momentos nos quais o custo de atendimento aos consumidores é mais baixo e consumisse energia nos momentos de pico (em que o custo de atendimento é mais elevado). Isso pode aumentar ainda mais a tarifa para os consumidores que não instalem esse sistema. Esse fato, no entanto, poderia ser minimizado caso a operação utilizando o preço horário que começará a vigorar a partir de 2020 atingisse todos os geradores distribuídos. O preço horário, no entanto, alcançará somente a formação do Preço de Liquidação das Diferenças, enquanto a remuneração dos geradores distribuídos está vinculada às tarifas reguladas das distribuidoras.

111. A Aneel elenca também os possíveis benefícios oriundos da geração distribuída, como o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética (<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=757&idPerfil=2>, acesso em 8/8/2018).

112. No âmbito da Agência, foi conduzida a Consulta Pública (CP) 10/2018, com o intuito de colher subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída. Na referida CP, a Nota Técnica 62/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL (peça 141) apresenta para discussão cinco alternativas regulatórias para tratamento da forma de compensação, abarcando diferentes arranjos de incidência da compensação sobre os componentes da Tarifa de Uso do Sistema de

Distribuição – TUSD e da Tarifa de Energia – TE (Energia, Encargos e demais componentes), e abre espaço para a indicação de outros cenários, com o objetivo de avaliar o custo-benefício dessas alterações (peça 102, p. 2).

113. Segundo a Agência, será feita uma análise de impacto regulatório (AIR) com base nessas alternativas. Ressalta-se que já está aberta a Audiência Pública Aneel 001/2019 para “Obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre o aprimoramento das regras aplicáveis a micro e minigeração distribuída (Resolução Normativa Aneel 482/2012)”. A previsão da conclusão do processo de mudança dessa regulamentação é até o fim de 2019 (peça 102, p. 2). O calendário de trabalho da Aneel é aderente à entrada em vigor do preço-horário a partir de janeiro de 2020.

114. Importa destacar que a ampliação da micro e mini geração distribuída pode contribuir para a inserção ainda maior das fontes renováveis no Brasil, pois esse modelo de negócio utiliza preponderantemente energias renováveis. De acordo com dados do BEN 2018, 97,5% das fontes utilizadas na geração distribuída no Brasil em 2017 são renováveis, destacando-se a energia solar com participação de 46,2% da energia total produzida (peça 128, p. 36).

115. Há expectativa, conforme o PDE 2026, de um crescimento exponencial da geração distribuída nos próximos anos, principalmente com relação aos sistemas fotovoltaicos, estimando-se cerca de 770 mil adotantes em 2026, totalizando 3,3 GWp, o que será suficiente para o atendimento de 0,6% do consumo total nacional (peça 134, p. 221).

116. Ante o exposto, observa-se que, dada a regulamentação atual da Aneel, existem prós e contras relativos à expansão da mini e micro geração distribuída e que, apesar disso, não existem diretrizes governamentais explícitas para guiar políticas públicas dessa fonte, com pertinente divulgação aos consumidores de energia elétrica e aos demais agentes setoriais. A adoção dessas diretrizes e o alinhamento de políticas públicas que delas decorrerem devem considerar os custos e benefícios dessa modalidade de geração, sejam financeiros, técnicos, ambientais ou energéticos, e, com base neles, definir qual o interesse do País para essa modalidade de geração.

117. Esclareça-se que não compete a esta Corte de Contas apontar quais as diretrizes a serem adotadas pelo governo como referências para guiar diferentes políticas públicas, mas sim indicar que a definição de tais diretrizes é imprescindível para o coerente alinhamento dessas políticas, sendo, portanto, uma oportunidade de melhoria da governança afeta à mini e micro geração.

118. A sinalização de que a geração distribuída é uma prioridade nacional para o setor de energia pode atrair mais empresas do ramo e tornar esse mercado mais competitivo, ao passo que a indicação oposta pode minar o setor, mas ainda assim estar alinhada aos interesses do País, mediante, por exemplo, o direcionamento do capital privado para a geração centralizada, que tem apresentado redução em seus preços.

119. Entende-se que a opção pelo não estabelecimento de diretrizes também pode conduzir a políticas públicas fragmentadas, sobrepostas, duplicadas ou, até mesmo, contrárias ao interesse público. As falhas nas políticas públicas podem interferir completamente no mercado, havendo o risco de que não se desenvolva todo o potencial nacional para a área, ou de que este desenvolvimento ocorra com impactos indesejados aos consumidores e às distribuidoras. Além do mecanismo previsto na Resolução Normativa Aneel 482/2012, citam-se como exemplos de políticas esparsas vigentes aplicáveis à mGD, mesmo na ausência dessas diretrizes:

- a) Lei 13.203/2015, que criou o Valor de Referência Específico, que tornou mais factível a possibilidade de contratação de carga proveniente de projetos de geração distribuída pelas distribuidoras;
- b) Financiamento por linhas do BNDES que incluem geração distribuída, conforme autorizado no art. 5º da Lei 13.203/2015, além de linhas disponíveis regionalmente por meio dos Fundos Constitucionais;
- c) Lei 13.169/2015: isenção de PIS/PASEP e COFINS da energia injetada pelo consumidor

na rede elétrica e compensada posteriormente;

d) Portaria nº 643/2017 do Ministério das Cidades: obrigatoriedade de inclusão de sistemas de geração de energia às unidades habitacionais do Programa Minha Casa, Minha Vida; e

e) Linhas de financiamento concedidos pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), e iniciativas em pesquisa e desenvolvimento arcadas pelas tarifas de energia elétrica.

120. Além das políticas, há que se destacar as seguintes iniciativas:

a) Portaria MME 65/GM, de 27 de fevereiro de 2018, que instituiu os Valores Anuais de Referência Específicos – VRES regulamentando a previsão do art. 2º-B da Lei 10.848/2004 c/c o art. 15 do Decreto 5.163/2004, que permite que os agentes distribuidores de energia contratem até 10% de sua carga de empreendimentos de geração distribuída, desde que precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição;

b) Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos, instituído pela Portaria SPE 36/2018, com a finalidade de elaborar estudos, propor condições e sugerir critérios destinados a subsidiar definições competentes acerca de uma proposta de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede;

c) Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, lançado em dezembro de 2015, para avaliar e propor ações no sentido de ampliação da geração distribuída. Esse programa se encerrou em 2016 com a apresentação de um relatório final que concluiu pela existência de possíveis entraves para a inserção mais célere dessa modalidade de geração; e

d) Consideração nos instrumentos de planejamento de projeções da geração distribuída no horizonte decenal, sinalizando que esse modelo deve ser cada vez mais representativo em nossa matriz.

121. As mencionadas iniciativas e políticas esparsas não afastam, no entanto, a necessidade de estabelecimento de diretrizes para a mGD que sejam suficientes para direcionar as diferentes políticas públicas que se conectam ao tema. Assim, oportuno salientar que o inciso IV do art. 2º da Lei 9.478/1997 confere ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, **da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas**. Portanto, em virtude dessa competência legal, entende-se que o referido Conselho é o órgão adequado para definir as diretrizes políticas para a mini e micro geração distribuída.

122. Ante o relatado, considerando as competências do CNPE, os arts. 5º, inciso II, 6º e 13, inciso I, do Decreto 9.203/2017, que trazem a definição de diretrizes como estratégia da governança pública, bem como os benefícios e custos da geração distribuída, propõe-se determinar àquele Conselho que, em um prazo de 90 (noventa) dias, apresente plano de ação visando estabelecer diretrizes nacionais para a mini e micro geração distribuída, sugerindo-se que nesse instrumento sejam consideradas as conclusões da Audiência Pública Aneel 001/2019, que está discutindo os impactos dessa modalidade.

123. Por fim, destaca-se a oportunidade de se definirem essas diretrizes políticas com celeridade, pois, consoante informado alhures, há várias políticas vigentes que alcançam mGD. Além disso, a Aneel pretende revisar a regulamentação concernente à mGD até o fim de 2019. As referidas diretrizes podem, portanto, auxiliar a Agência quanto ao tratamento tarifário a ser dado à energia oriunda dessa modalidade de geração, especialmente no que tange ao sistema de compensação de energia, visto que, a depender da sistemática adotada, pode-se incentivar muito ou pouco o desenvolvimento da geração distribuída, ou mesmo inibi-lo. Além disso, essas diretrizes contribuirão para coerência entre as demais políticas públicas em relação ao potencial/estratégia para o setor elétrico brasileiro.

III.1.2 - A meta indicativa da NDC brasileira não é clara

124. O Ministério de Minas e Energia e o Ministério do Meio Ambiente (MMA) possuem entendimentos divergentes acerca do tratamento dado às Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e às Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) pela NDC brasileira constante do Acordo de Paris, em razão da falta de clareza da meta indicativa no que se refere a energias renováveis.

125. Para o MMA, a NDC **incluiu** as PCH e CGH no cômputo do percentual de 23% de energias renováveis na matriz elétrica a ser atingido, como medida indicativa, até 2030 (peça 103, p. 2). Para o MME, no entanto, essas pequenas geradoras **não estão incluídas** nesse percentual, o qual deve ser atendido por meio de outras fontes renováveis (peça 104, p. 11).

126. Segundo o MMA, as pequenas hidrelétricas devem ser consideradas, pois constavam dos estudos da EPE que subsidiaram a definição do referido percentual proposto para a NDC brasileira (peça 103, p. 2).

127. O MME, por seu turno, apresenta o seguinte excerto da NDC, retirado do sítio eletrônico do próprio MMA, para justificar o entendimento diverso:

O Brasil pretende adotar medidas adicionais que são consistentes com a meta de temperatura de 2°C, em particular:

(...)

- expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (**além da energia hídrica**) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar. (**Grifou-se**) (peça 104, p. 11)

128. Sobre essa divergência de entendimentos, importante repisar que as medidas indicativas atreladas à NDC não são consideradas metas vinculantes ao país, mas somente formas de se atingir a meta global, que é a redução da emissão de Gases de Efeito Estufa. Dessa forma, a inclusão ou não de PCH e CGH nas medidas não possui impacto direto quanto ao objetivo do Acordo.

129. Indiretamente, todavia, considerar pequenas unidades de geração hidrelétrica como abarcadas ou não pelas medidas indicativas poderá influenciar a elaboração de diretrizes para o setor. Isso porque a busca ao atingimento das medidas indicativas pode requerer políticas específicas por fonte, por exemplo, e, caso se considere que não estão incluídas as PCH e CGH, estas podem não ser alvo de tais políticas. Ademais, a clareza quanto a este ponto permitirá um monitoramento consistente quanto aos resultados das iniciativas que se entenderam pertinentes quanto às contribuições brasileiras para o alcance dos objetivos do Acordo de Paris.

130. Por exemplo, ao se retomar a estimativa de geração oriunda de energias renováveis relativas a 2018 apresentadas anteriormente, tendo por base os dados da Tabela 6, se consideradas as PCH e CGH de fato a geração oriunda de energias renováveis se aproximará de 22% da matriz elétrica. Caso contrário, ao excluí-las, a participação das renováveis na geração de energia elétrica atingirá pouco mais de 17,5%. Nesse caso, bem mais distante dos 23% previstos na NDC.

131. Vislumbra-se, assim, ser relevante que o entendimento entre os órgãos seja uniforme, de modo a convergir também a articulação para elaboração de políticas afetas a PCH e CGH. Outrossim, verifica-se ser dever dos órgãos articularem-se e coordenarem processos no âmbito de suas funções, nos termos das diretrizes de governança pública esculpidas no Decreto 9.203/2017 e nos arts. 6º, inciso II, e art. 8º do Decreto-Lei 200/67.

132. Dessa forma, considerando a necessidade de coordenação entre os órgãos como diretriz da governança pública, nos termos do Decreto 9.203/2017 e dos arts. 6º, inciso II, e 8º do Decreto-Lei 200/67, propõe-se recomendar que o MME e o MMA alinhem o entendimento sobre PCH e CGH estarem ou não incluídas no percentual de energias renováveis a que aludem as medidas indicativas da NDC brasileira, providenciando, se julgarem apropriado, a revisão da redação da referida NDC, bem

como registrando nos documentos pertinentes, a exemplo dos planos do setor elétrico ou de documentos de acompanhamento do Acordo de Paris, qual posição vigorará.

III.2. Políticas públicas para o aumento sustentável das fontes renováveis na matriz elétrica

133. O objetivo da segunda questão de auditoria da Matriz de Planejamento Coordenada (peça 140) é avaliar se as políticas públicas relativas às energias renováveis estão estruturadas de sorte a possibilitar a expansão eficiente dessas fontes.

134. Inicialmente, ressalta-se que, até o início dos anos 2000, a produção de eletricidade possuía um sistema pouco integrado e bastante vulnerável a adversidades naturais, como secas prolongadas, em virtude da grande dependência da energia hídrica. Como comentado anteriormente neste relatório, nos anos de 2001 e 2002, o País sofreu uma de suas maiores crises de restrição de fornecimento de energia, o que resultou em fortes impactos econômicos e sociais. Parte dos motivos que levaram a essa crise estavam associados à predominância da fonte hidráulica.

135. Diante da situação, o governo elaborou programas de incremento para diversas fontes, visando à diversificação da matriz energética. Quanto a fontes renováveis, primeiramente foi criado o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEOLICA) e, posteriormente, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).

136. O PROINFA foi criado pela Lei 10.438/2002 e tinha como objetivo a criação de incentivos para o desenvolvimento das fontes biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e eólica. O resultado da primeira fase do PROINFA evidenciou um potencial enorme para a fonte eólica no Brasil, bem como o grande apetite dos investidores nessa área. Os projetos registrados para a primeira chamada do programa alcançaram quase três vezes o patamar pretendido de 1.100 MW (SOARES, 2018, p. 164-165).

137. Juntamente com esses programas, o governo federal criou um novo marco legal para o setor elétrico, consubstanciado na Lei 10.848/2004, que passou a combinar a competição entre os agentes e o planejamento governamental para impulsionar o aumento da oferta bem como criar um ambiente jurídico propício para incentivar o investimento de capitais no setor (SOARES, 2018, p. 160).

138. Em decorrência dessa lei, o modelo para promoção de investimentos no setor elétrico evoluiu para a operacionalização de leilões pelo critério de menor tarifa, divididos de acordo com a fonte e a tecnologia utilizadas.

139. Desde então, os leilões de contratação de energia nova têm sido a principal política de expansão da matriz elétrica, inclusive para as fontes renováveis.

140. Foram identificados, contudo, outras políticas e incentivos relacionados, direta ou indiretamente, às fontes de energia renovável. O Apêndice E traz resumo das políticas e revela que as principais estão normatizadas, havendo definição dos órgãos e entidades responsáveis por sua execução. Verificou-se que a maior parte, no entanto, está focada na geração de energia em grande escala, havendo poucas ações direcionadas à geração distribuída de pequeno porte.

141. Identificou-se que, de forma geral, o governo vem adotando práticas de transparência na elaboração, alteração e execução das políticas e atividades relativas ao setor elétrico, incluídos os temas afetos a energias renováveis. São exemplos disso as frequentes audiências e consultas públicas instituídas pela Aneel quando da edição ou revisão de normas regulamentares. Cita-se, ainda, a Consulta Pública 33, conduzida pelo MME, na qual se discute ampla reestruturação do setor, com possíveis impactos na expansão de renováveis. A própria elaboração dos planos decenais de expansão de energia, principais instrumentos de planejamento de médio e longo prazo do setor, passa por consulta pública (peça 134).

142. A própria elaboração da NDC brasileira contou com consultas à sociedade civil e a setores estratégicos coordenadas pelo Itamaraty (<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris/item/10710.html>).

143. Observou-se, também, que a abertura das mencionadas consultas é, em geral, acompanhada da disponibilização de informações técnicas para que os interessados formulem e apresentem suas contribuições. Tais informações são comumente disponibilizadas nos sítios eletrônicos das entidades organizadoras das consultas, facilitando o acesso.

144. Há, portanto, possibilidade de participação direta do cidadão nos processos de formulação e revisão de políticas, em que pese observar-se, na maioria dos casos, intensa participação de grandes grupos ou seus representantes, com pouca participação direta de cidadãos.

145. Após panorama acerca das políticas públicas para o aumento sustentável das fontes renováveis na matriz elétrica, passa-se, agora, ao relato dos principais Achados de Auditoria referentes à Questão 2 da Matriz de Planejamento da Auditoria Coordenada (peça 140), quais sejam: inexistência de avaliação dos resultados dos incentivos às fontes renováveis; incoerência entre subsídios para geração de energia elétrica a partir de carvão e o esforço para redução de GEE; insuficiência de critérios objetivos para a definição das fontes a serem ofertadas nos leilões; e, como boa prática, registram-se os avanços nos leilões de contratação de energia para os sistemas isolados.

III.2.1 - Inexistência de avaliação dos resultados dos incentivos às fontes renováveis

146. Não existem processos normatizados de avaliação dos resultados obtidos com os incentivos às fontes renováveis, nem sistemática de redução progressiva de seus valores. Como não há procedimento formal de avaliação, não há indicação expressa de responsáveis pelo acompanhamento dos resultados dos incentivos, tampouco retroalimentação no processo de planejamento.

147. O Apêndice E resume as principais políticas de incentivo às fontes renováveis aplicadas no Brasil. Dentre elas, percebem-se subsídios financiados pelo próprio setor, como é o caso do desconto na tarifa fio para energias incentivadas, custeados com recursos da CDE, e subsídios decorrentes de isenção de tributos, como ocorre com o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) e com o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS).

148. Ainda como isenção de tributos, cita-se a redução a zero das alíquotas da contribuição para o Programa de Integração Social e do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/Pasep) e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (Cofins) incidentes sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia, *net-metering* (peça 99, p. 4 e 5).

149. Quer o custeio se origine no próprio setor elétrico, via consumidor, quer no Tesouro, por meio do contribuinte, observou-se não haver avaliação dos resultados, ou da ausência deles. Não se identificou, tampouco, qualquer iniciativa de revisão de seus valores, mediante, por exemplo, sua redução progressiva, exceto pela proposta de substituição dos descontos nas tarifas de uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e de Distribuição (TUSD) para fontes incentivadas pela valorização de atributos dessas fontes, inclusive aquele relacionado à criação de mercados que valorizem a baixa emissão de carbono, conforme resultados da Consulta Pública MME 33/2017.

150. Sobre isso, o MME reconhece que o processo de aferição e monitoramento dos resultados dos incentivos precisa ser aprimorado (peça 99, p. 5) e, nessa linha, menciona a articulação com a Casa Civil para atendimento ao Acórdão 1.205/2014-TCU-Plenário.

151. Em resumo, o referido acórdão recomenda aos ministérios que instituem metodologia de avaliação da eficiência, eficácia e efetividade dos programas ou projetos que utilizam recursos renunciados em decorrência de benefícios tributários, incluindo cronograma e periodicidade das avaliações, bem como, definam objetivos, indicadores e metas para essas ações.

152. Quanto ao tema, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) cita o PDE, o PNE e o Balanço Energético Nacional como instrumentos básicos de avaliação do avanço de renováveis na matriz elétrica

brasileira, e também alega que, dada a diversidade e sobreposição de incentivos, suas diferentes naturezas e distintos instrumentos envolvidos, nem sempre é possível precisar os resultados de cada um deles isoladamente (peça 112, p. 3). Essa entidade destaca também que nem todos os incentivos às fontes renováveis são diretos, havendo aqueles que incidem indiretamente ou que são somente locais.

153. A Aneel, por seu turno, afirma que não há nenhuma informação no marco legal vigente que indique uma redução progressiva dos incentivos de cunho regulatório para o incremento de renováveis (peça 94, p. 1).

154. Importante destacar que o Decreto 9.203/2017 institui como diretriz da governança pública ‘monitorar o desempenho e **avaliar** a concepção, a implementação e os **resultados das políticas** e das ações prioritárias para assegurar que as diretrizes estratégicas sejam observadas’ (grifou-se).

155. Auditoria recente desta Corte (TC 032.981/2017-1), de relatoria do Ex. Min. Aroldo Cedraz, identificou que os subsídios custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), à exceção do Programa Luz para Todos, não possuem avaliações ou sequer acompanhamento, existindo uma majoritária incompreensão das pastas setoriais quanto à necessidade de avaliação de ações governamentais que, embora não façam parte de uma política ou programa sob sua gestão, possuem impacto sobre os temas de sua competência.

156. A conclusão acima alcança os subsídios às fontes renováveis financiados pela CDE, como é o caso do desconto na tarifa fio para energias incentivadas.

157. A constatação da presente fiscalização possui o condão de reforçar a conclusão do TC 032.981/2017-1 e de estendê-la também aos demais incentivos relacionados a energias renováveis, não necessariamente arcados pela CDE, em consonância com o Acórdão 1.205/2014-TCU-Plenário.

158. Na auditoria do TC 032.981/2017-1, a equipe técnica fez proposta de recomendação ao Comitê de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas Federais (CMAP) para que avalie se os subsídios custeados pela CDE devem ser mantidos e para que defina competências, responsabilidades, objetivos, metas e indicadores para essas políticas públicas.

159. Recentemente, em atenção ao Acórdão 1.205/2014, foi editado o Decreto 9.588/2018 instituindo o Comitê de Monitoramento e Avaliação dos Subsídios da União. Esse comitê terá a finalidade de “monitorar e avaliar, de forma contínua, as políticas públicas financiadas por subsídios da União, principalmente quanto aos seus impactos fiscais e econômicos, de forma a orientar a ação estatal para a geração de valor à sociedade, em consonância com as boas práticas de governança pública” (art. 1º do Decreto 9.588/2018). O Anexo I do decreto lista gestores e corresponsáveis por políticas públicas diversas financiadas por benefícios de natureza tributária, financeira e creditícia, havendo menção explícita, por exemplo, ao PADIS e ao Reidi.

160. O Decreto 8.871/2016 inclui os assuntos afetos a energia elétrica dentro das competências do MME, além de incumbi-lo de zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre oferta e demanda de energia elétrica. Desse modo, como a expansão das fontes renováveis na matriz elétrica está abarcada por competências do MME, entende-se que este é o órgão mais apropriado para avaliar, de forma sistêmica, em conjunto com o CMAS, os resultados dos incentivos de natureza tarifária concedidos a essas fontes. Ademais, verifica-se que a necessidade de avaliar os custos e benefícios de incentivos é diretriz da governança pública, nos termos do Decreto 9.203/2017.

161. Assim, ante o exposto, propõe-se recomendar ao Comitê de Monitoramento e Avaliação dos Subsídios da União (CMAS), em articulação com o MME, que inclua em seu plano de ação a realização de avaliação sistêmica dos resultados dos incentivos de natureza tributária, financeira, creditícia e tarifária destinados a fontes de energia elétrica renováveis, de sorte a prover insumos para aprimoramento das políticas públicas afetas ao tema, incluindo, se for o caso, avaliação quanto à necessidade de manutenção dos incentivos, ou de sua gradual redução.

162. Note-se que se trata de proposta de recomendação, pois, dado o amplo rol de incentivos, muitos deles indiretos, caberá àquele CMAS, em conjunto com o MME, definir quais podem ser

monitorados e avaliados de início.

163. Cita-se como boa prática a Resolução Aneel 481/2012, que fixou prazo de dez anos para variação dos valores do desconto na tarifa fio (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e TUSD) às energias incentivadas, o qual passaria de 80% a 50%, para empreendimentos que entraram em operação até 31/12/2017. Ainda que não seja uma iniciativa de avaliação de resultados, percebe-se que a Agência buscou calibrar a concessão do benefício, dentro dos limites legais, pois a Lei 9.427/1996 fixa o desconto mínimo em 50%, em detrimento de simplesmente conceder o subsídio máximo por prazo indeterminado.

164. Menciona-se também a instituição de grupo de trabalho coordenado pelo MME, para elaborar o plano de redução estrutural das despesas da CDE, conforme dispõe o art. 13, § 2º-A, da Lei 10.438/2002. Os resultados do referido Grupo podem contribuir com a racionalização dos incentivos custeados pela CDE, inclusive aqueles destinados às fontes renováveis, e, por isso, sua criação deve ser destacada como boa prática.

III.2.2 – Subsídios para geração de energia elétrica a partir de carvão são contraditórios em relação a esforço para redução das emissões de gases de efeito estufa, como previsto no Acordo de Paris

165. O Acordo de Paris se propõe a reduzir emissões de gases de efeito estufa. Ao mesmo tempo em que o País se comprometeu a contribuir com a redução dessas emissões, concede incentivos, por meio de subsídios, para energéticos conhecidamente responsáveis por elevados índices de emissão, como carvão e derivados de petróleo.

166. A Tabela 9 apresenta “os fatores de emissão de gases causadores do efeito estufa para avaliação ambiental” para cada tipo de geração térmica utilizados como parâmetro no estudo “Análise do Impacto da não Inclusão da UHE São Luís do Tapajós no SIN”, desenvolvido pela EPE (peça 162). Das térmicas citadas, o carvão mineral tem o maior fator de emissão.

Tabela 9 – Fatores de emissão de CO2

Térmica (Combustível e Tecnologia)	Fator de Emissão (t CO2/MWh)
Carvão pulverizado	1,099
Óleo combustível	0,774
Óleo diesel	0,762
Gás natural em ciclo aberto (eficiência = 40%)	0,505
Gás natural em ciclo combinado (eficiência = 60%)	0,337

Fonte: EPE (peça 162, p. 10)

167. Ainda no que se refere a carvão mineral, conforme relatado na fiscalização do TCU que tratou sobre racionalidade dos subsídios na conta de energia elétrica (TC 032.981-2017-1), identificou-se que há subsídio que vigora há mais de 45 anos para o carvão mineral nacional utilizado para produção de energia termelétrica.

168. Esse subsídio, originalmente previsto na Lei 5.899/1973, é atualmente regido pela Lei 10.438/2002, alterada pela Lei 12.783/2013, e se encontra no contexto da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). A CDE tem entre seus objetivos o “desenvolvimento energético dos Estados” e a premissa de “promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, destinando-se à cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no §2 do art. 11 da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998” (art. 13, inciso V e § 7 da Lei 10.438/2002).

169. Além do subsídio da CDE para carvão nacional, a Lei 10.312/2001, art. 1º e 2º, reduziu a zero as alíquotas de PIS/Pasep e da Cofins incidentes sobre a receita bruta decorrente da venda de gás natural e de carvão mineral destinados à geração de energia elétrica. Quanto ao gás natural, do ponto de vista ambiental e também operacional, esse energético é considerado como estratégico na transição para matriz energética mais limpa. Isso se deve ao fato de ser o combustível fóssil de menor emissão de gases de efeito estufa e apresentar características técnicas desejáveis para permitir maior inserção de renováveis, como flexibilidade operacional e independência de variações climáticas, o que traz ganhos de confiabilidade ao sistema.

170. De toda sorte, por hora, aqui não se afasta a importância de usinas a carvão mineral para o sistema brasileiro, em especial quanto à possibilidade de operação para suprimento da carga de base e em períodos de baixa hidrologia, até porque não foi objeto de avaliação nessa fiscalização.

171. O que se expressa é a incoerência da coexistência de subsídio a esse energético frente à “vontade” da nação em reduzir as emissões de gases de efeito estufa, externada nos compromissos visando o cumprimento do Acordo de Paris. Há inclusive avaliações do MCTIC acerca de “Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no Acordo de Paris” que sugerem a “criação de instrumentos de precificação de carbono” como indutor de substituição de térmicas a carvão por renováveis (biomassa e cogeração com bagaço) (MCTIC, peça 163, p. 31).

172. Do ponto de vista econômico, os subsídios a fontes fósseis para geração de energia elétrica, como o subsídio para carvão mineral aqui em destaque, tornam as políticas públicas (incluindo também subsídios) para renováveis, como as listadas no Apêndice E, menos efetivas. Isto porque, no contexto do modelo de expansão da geração brasileiro que é baseado em menores custos, na presença de subsídios o carvão mineral nacional torna-se artificialmente mais competitivo.

173. Necessário salientar, porém, que a Lei 12.783/2013, ao alterar a Lei 10.438/2002, estabeleceu que os subsídios da CDE para o carvão deverão vigorar até 2027. Em que pese ser um avanço em relação ao quadro anterior em que não havia horizonte para encerramento desse subsídio, visando ao alcance dos resultados almejados pela sociedade, é primordial a consistência entre as diferentes políticas públicas, como as que concedem subsídios para carvão mineral e as destinadas ao alcance dos compromissos nacionais para redução de emissões de gases de efeito estufa, como as iniciativas para ampliação de energias renováveis.

174. Acresça-se ainda que as ineficiências que esse subsídio causa, do ponto de vista das emissões de gases de efeito estufa, se agrava pelo fato de o carvão mineral nacional ter alto teor de cinzas e de enxofre, e baixo conteúdo energético, o que se traduz em baixa eficiência para produção de energia elétrica (PNE 2030, peça 164, p. 97).

175. O PDE 2026 registra que “a substituição das termelétricas a carvão nacional com baixa eficiência por usinas mais modernas permitiria um aumento de, aproximadamente, 340 MW, mantendo os mesmos montantes de emissão [de gases de efeito estufa] das usinas disponíveis atualmente. Esse aumento de eficiência poderia ser obtido já no horizonte decenal a partir da implantação de turbinas a vapor supercríticas com caldeiras a leito fluidizado” (peça 165, p. 62). Ou seja, de forma geral, os subsídios para o carvão nacional não somente deslocam a expansão de renováveis, mas também de outras fontes de geração mais eficientes do ponto de vista ambiental, as quais poderiam produzir maior quantidade de energia, com mesmo nível de emissão de gases de efeito estufa.

176. Impende-se registrar ainda que, em um contexto de aumento de participação de fontes intermitentes na matriz elétrica nacional, são necessárias fontes que “forneçam maior flexibilidade operativa e capacidade de atendimento à ponta” como as térmicas de partida rápida (PDE 2026, peça 165, p. 57). As térmicas a carvão nacional, no entanto, não são listadas pela EPE como de partida rápida (PDE 2026, peça 165, p. 65).

177. Quanto a derivados de petróleo, em especial, se destaca a subvenção econômica à comercialização de óleo diesel de que trata a Lei 13.723/2018 e os subsídios aplicáveis aos sistemas isolados, em que prepondera geradores a diesel.

178. A subvenção está fora do escopo da presente fiscalização, visto alcançar a comercialização de energético para uso rodoviário.

179. Em relação aos sistemas isolados, a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) integra a CDE e é responsável por equalizar os custos da geração para suprir sistemas não interligados em relação aos custos incorridos para suprimento registrados no Sistema Interligado Nacional (SIN).

180. O valor dos recursos necessários para compor a CCC/CDE é rateado pelos demais consumidores brasileiros. Tradicionalmente, são utilizados geradores a diesel para prover energia elétrica nesses sistemas isolados.

181. Considerando limitações de logística e potencial para utilização de outras fontes de geração, conforme apontado no achado III.2.3, já há iniciativa para adoção de sistemas híbridos de geração formados por sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia por meio de baterias e geradores a diesel em substituição ao modelo baseado primordialmente em geração a diesel. Essa alternativa (ou similares) possuem o potencial de minimizar as emissões de gases de efeito estufa nos sistemas isolados decorrente da produção de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis.

182. Em síntese, os subsídios para o carvão mineral nacional são contraditórios em relação ao esforço para redução das emissões de gases de efeito estufa, como previsto no Acordo de Paris, visto que:

i) o carvão mineral é o energético fóssil com maior nível de emissão de gases de efeito estufa na geração de termoeletricidade consoante os requisitos de licenciamento ambientais atuais; e

ii) as usinas termelétricas à carvão mineral nacional não proporcionam a complementariedade para fazer frente à intermitência das renováveis não convencionais, de sorte que os subsídios aplicados ao carvão mineral nacional provocam o deslocamento da entrada de outros energéticos mais eficientes do ponto de vista ambiental na matriz elétrica, a exemplo das renováveis.

183. Por óbvio, muito embora o subsídio possa ser contraditório à política de redução de GEE, este pode encontrar assento em outras justificativas de cunho estratégico do Estado. Nessa toada, ressalta-se que os subsídios ao carvão mineral nacional não foram avaliados sob as demais óticas (ex.: desenvolvimento regional ou nacional), mas tão somente pela coerência com as metas de redução de GEE. Ademais, não se avaliou quantitativamente o impacto de tais subsídios ao carvão mineral na busca pelo atingimento das metas de redução de GEE acordadas pelo Brasil. Assim, importante que os agentes que conduzem as mencionadas políticas (de redução de GEE e de subsídios ao carvão mineral), examinem em que medida tal subsídio, considerando os critérios atuais de licenciamento ambiental e de recursos tecnológicos de geração de termoeletricidade, afetam a persecução das metas acordadas.

184. Nos comentários apresentados pelo MME (peça 201, p. 6), foi apresentado o “Relatório Final do Grupo de Trabalho Carvão Mineral Nacional”, publicado em dezembro de 2018, portanto, em período posterior à realização da fase de execução da presente auditoria, inserido à peça 208 deste processo. O objetivo desse estudo, realizado por um grupo de trabalho composto pelo MME, MCTIC e outros órgãos do setor elétrico, foi justamente avaliar a viabilidade de utilização de carvão mineral brasileiro como insumo para a produção de eletricidade e para a indústria nacional, considerando também aspectos correlatos à viabilidade ambiental e importância social e econômica das regiões que exploram esse insumo.

185. Dentre as recomendações do relatório, destacam-se as seguintes (peça 208, p. 46-48):

a) O parque térmico a carvão é de elevada importância do ponto de vista energético para o atendimento da demanda do sistema e desempenha papel relevante no Subsistema Sul;

b) Diante da importância dessa fonte, deve haver um foco na modernização do parque termelétrico com vistas a torná-lo menos poluente e mais eficiente, além de iniciativas no sentido de tornar a atividade mineradora menos impactante em termos ambientais;

c) É necessário ponderar sobre a adoção de mecanismos contratuais, tarifários ou nos próprios leilões do mercado regulado para que sejam precificadas as externalidades relativas ao custo de transporte, à modulação, à sazonalização e à segurança no abastecimento com vistas a não prejudicar a concorrência e a eficiência no setor elétrico; e

d) Não concessão de novos subsídios ao carvão mineral, nem estender os já existentes.

186. Em sua conclusão, o relatório ainda destaca a importância da atividade de exploração do carvão em municípios localizados em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul, e que eventual opção pela não utilização dessa fonte termelétrica deve passar por um plano que viabilize a atividade no curto ou médio prazos, para que sejam contornados eventuais danos sociais, como o desemprego em massa. Reforça que essa alternativa não seria a mais recomendada, pois entende que a modernização do parque termelétrico seria a solução mais adequada como política pública, justamente para evitar eventuais consequências econômicas e sociais perversas.

187. De qualquer forma, mesmo que a conclusão do relatório seja pela continuidade da utilização do carvão mineral como fonte energética e que ressalte a importância da atividade para determinadas regiões, ao mesmo tempo deixa claro que essa manutenção não passa pela permanência dos subsídios, pois uma das recomendações feitas, como já mencionado, é justamente no sentido de não concessão de novos subsídios ou de extensão dos que já existem. Essa conclusão reforça os indícios de incoerência da existência desses incentivos.

188. Diante dos elementos constantes do relatório do GT, considera-se desnecessária a proposição de deliberação específica.

III.2.3 - Insuficiência de critérios objetivos para a definição das fontes a serem ofertadas nos leilões

189. O Ministério de Minas e Energia não utiliza critérios objetivos específicos para definir quais fontes de energia serão levadas a leilão nos certames de energia nova.

190. Os leilões de energia nova têm sido a principal estratégia para expansão de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira. Em razão do aumento da competitividade, especialmente em termos de preço, as fontes eólica e solar têm aumentado sua participação nas contratações mais recentes de novos projetos, conforme discutido no capítulo anterior deste relatório.

191. A energia eólica, por exemplo, alcançou preços da ordem de aproximadamente R\$ 70,00/MWh no certame 1/2018; em licitações anteriores, as contratações superavam R\$ 200,00/MWh. A energia solar fotovoltaica, por seu turno, começou a fornecer sinais de maior competitividade, atingindo preços da ordem de R\$ 120,00/MWh no mesmo leilão.

192. Os montantes contratados para essas duas fontes, nos últimos três anos, mediante leilões de energia nova foram 1.365 MW e 807 MW, respectivamente. Para a biomassa, a contratação foi de 90 MW, mas importa salientar que a capacidade instalada dessa fonte no país ultrapassa 14 GW. PCH e CGH tiveram contratações da ordem de 480 MW.

193. É evidente, portanto, a importância da estratégia de utilização dos leilões de energia para a expansão da matriz renovável do país, sendo incontestável a relevância do papel dos certames para o alcance das medidas indicativas do cumprimento das metas de acordos internacionais, em especial a NDC brasileira do Acordo de Paris.

194. Apesar disso, a análise dos processos administrativos que definiram as diretrizes dos últimos três leilões (peças 105 a 110) revelou que o Ministério de Minas e Energia não dispõe de sistemática objetiva para a definição de quais fontes serão levadas a leilão.

195. Segundo o Ministério, as fontes são definidas quando do estabelecimento das diretrizes de cada leilão, mediante discussão específica, e a escolha é norteadada pelas disposições do PDE e do PNE (peça 99, p. 3). Os referidos processos, no entanto, somente apresentam quais são as fontes a serem leiloadas nos certames, sem demonstrar a avaliação de conveniência e oportunidade de levar ou não a

leilão esta ou aquela fonte.

196. Em um dos processos, identificou-se, ainda, a inclusão de uma nova fonte em virtude do pleito de uma associação, conforme se observa abaixo:

Além disso, conforme decisão da reunião de 10 de agosto, realizada no âmbito da Comissão Especial de Leilões de Energia Elétrica - CELEE, foi decidido permitir a participação de Centrais de Geração Hidrelétrica - CGH no Leilão de Energia Nova "A-4" de 2017 de forma a atender pleito da Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Central Geradora Hidrelétrica - ABRAPCH endereçado ao Gabinete do Ministro por e-mail (peça 107, p. 263)

197. Verifica-se, assim, que a ausência de sistemática baseada em critérios objetivos aumenta o risco de que interferências externas ao planejamento governamental influenciem na política de leilões para contratação não somente de fontes renováveis, mas de quaisquer fontes.

198. Não se faz aqui avaliação quanto às consequências de o MME, no caso concreto, ter atendido à solicitação de uma associação. Entende-se que as associações e as demais entidades do setor de energia, bem como a sociedade devem participar de forma ativa nas políticas públicas, defendendo seus interesses, os quais precisam ser considerados pelos órgãos governamentais quando da tomada de decisões.

199. Esse talvez seja um dos processos de trabalho mais importantes do MME no que se refere à matriz elétrica.

200. Portanto, vislumbra-se uma oportunidade de melhoria da confiabilidade e da transparência do processo, mediante o estabelecimento de sistemática para escolha das fontes a serem levadas a leilão a partir de bases técnicas sólidas e isentas de oportunidades para quaisquer tipos de barganhas, a qual terá como fundamentos as diretrizes da política energética nacional, assim como os objetivos da NDC brasileira.

201. O emprego de sistemática como a citada acima está alinhado com decisão recente do TCU, exarada no Acórdão 1.631/2018-TCU-Plenário, que trouxe recomendações quanto à elaboração de uma “matriz energética brasileira de referência”, a ser estabelecida considerando o melhor conjunto de soluções para a expansão da capacidade de energia elétrica, sob o ponto de vista da segurança energética, modicidade tarifária, utilização racional do potencial disponível e outros.

202. O mesmo acórdão faz recomendação à EPE de que envide esforços, juntamente com o Ministério de Minas e Energia, no sentido da implementação, mais ampla possível, de tal matriz energética de referência, no planejamento energético, sobretudo na ampliação da capacidade de geração.

203. Conforme relatado anteriormente, os leilões de energia nova possuem papel essencial na ampliação da capacidade de geração nacional. Assim, a definição de critérios que considerem a busca pela matriz elétrica tida como ideal, levando em conta as medidas indicativas para cumprimento dos acordos internacionais, no que tange às energias renováveis, pode tornar os leilões mais eficazes, baseados em processo de tomada de decisão transparente.

204. Nesse bojo, outra oportunidade de melhoria vislumbrada é que sejam considerados também os atributos de cada fonte no momento da definição de quais participarão do leilão. Consoante se discutirá com maior profundidade no item III.4.3 deste relatório, fontes intermitentes possuem custo variável unitário nulo, mas existe o custo de sua ausência nos períodos em que geram pouco ou nada, a ser suprido pelas fontes despacháveis. É o custo de se manter a liquidez do sistema.

205. Em virtude do exposto, propõe-se determinar ao MME que defina, em até 180 dias, sistemática baseada em critérios técnicos objetivos para a escolha das fontes a serem levadas nos leilões de energia nova, considerando: (I) os objetivos estratégicos para a matriz elétrica brasileira; (II) os atributos de cada fonte quanto ao custo, despachabilidade, segurança energética e externalidades; e (III) as metas internacionais de cunho ambiental.

206. Destaca-se como boa prática a adoção pelo Ministério de métrica constante da peça 105, p.

156-161, para a definição da quantidade a ser alocada a cada fonte nos certames de energia nova. A referida métrica considera a demanda e a oferta referente a cada um dos produtos do leilão e redistribui a oferta excedente entre as fontes no leilão.

207. Desse modo, caso não haja oferta para um dos produtos, e oferta excedente para outro, as quantidades são ajustadas de forma a atender a totalidade ou o máximo possível da demanda. Esclareça-se que cada produto levado a leilão consiste em um tipo de contrato (por quantidade ou por disponibilidade, por exemplo), e inclui uma ou mais fontes.

III.2.4 - Avanços na contratação de energia para os sistemas isolados

208. Até recentemente, os leilões para contratação de energia nos sistemas isolados não possuíam critérios que incentivassem alternativas mais econômicas de suprimento, como os sistemas híbridos de geração.

209. Em relação aos sistemas em localidades isoladas, o Levantamento objeto do TC 007.859/2017-1 registrou a possibilidade de adoção de sistemas híbridos de geração formados por sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia por meio de baterias e geradores a diesel em substituição ao modelo atual baseado em combustíveis fósseis, com vantagens econômicas, sociais e ambientais.

210. Abaixo, segue transcrição do trecho do Relatório (peça 132, p. 24-25) que aponta esse problema.

104. Outra questão relevante a ser analisada é a possibilidade de utilização de geração distribuída nos sistemas isolados, tendo em vista que o custo da energia nessas regiões é elevado (custo por MWh), sendo custeado por toda a sociedade por meio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

105. A CCC é um encargo do setor elétrico brasileiro pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica e repassado para a tarifa de energia elétrica, de forma a subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, chamadas de Sistemas Isolados.

106. Nesse contexto, a EPE (2016) realizou um estudo para avaliar a possibilidade de implantação de sistemas híbridos de geração formados por sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia por meio de baterias e geradores a diesel, em 54 localidades dos mercados isolados da região Amazônica.

107. O trabalho concluiu que a adoção de um sistema híbrido traria os seguintes benefícios:

- Redução de aproximadamente 9% no valor da energia, em R\$/MWh;
- Menor vulnerabilidade e benefício econômico em função da expectativa de aumento do preço futuro do diesel;
- Economia no consumo de combustíveis fósseis, proporcionando redução de emissões de gases de efeito estufa; e
- Geração de conhecimento em sistemas renováveis na região amazônica, propiciando desenvolvimento tecnológico, industrial, comercial e de mão de obra nacional.

108. Vale destacar que com o aumento recente do valor dos combustíveis, entre eles o óleo diesel (Decreto 9.101/17), o impacto econômico positivo dessa nova solução proposta pela EPE foi majorado.

Tabela 2. Valores gastos com a CCC 2014-2017 (em R\$ milhões)

2014	2015	2016	2017
4.658	7.223	6.339	5.056

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

109. Considerando os valores da CCC apresentados pela Aneel, a implantação desses sistemas híbridos significaria uma redução de custos da ordem de R\$ 455 milhões (9% de R\$ 5,056 bilhões) somente em 2017. O valor acumulado dos últimos quatro anos poderia chegar a R\$ 2,1 bilhões.

211. Diante dessa constatação, foi realizada diligência ao MME e à Aneel para que se pronunciassem a respeito.

212. Na Nota Informativa 21/2018/DPE/SPE (peça 73, p. 3-4), o MME expõe que houve reformulação do arcabouço acerca do atendimento aos sistemas isolados de maneira a promover uma maior inserção de fontes renováveis. Em relação a isso, destaca a edição da Portaria MME 67/2018, que reformulou os procedimentos para o planejamento do atendimento aos referidos sistemas.

213. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 8-10), a Aneel informa que nos editais dos leilões para atendimento dos sistemas isolados, cuja solução contratada foi a geração termelétrica com combustíveis fósseis, já é prevista a possibilidade de inserção de geração por fontes renováveis.

214. Ademais, a adoção de sistemas híbridos já é permitida pela regulamentação atual – Lei 12.111/2009 e Decreto 7.246/2010 – e deve constar do planejamento do atendimento dos mercados nos sistemas isolados que as distribuidoras devem submeter ao MME.

215. Em consulta à Portaria 67/2018 do MME (peça 127) vislumbra-se que o planejamento para o atendimento das necessidades dos sistemas isolados deve ser feito por meio de submissão pelos agentes distribuidores de propostas para atendimento a seus mercados no prazo de cinco anos. Tais propostas devem conter descrição sucinta de diversas informações, como o relato da atual oferta de eletricidade; das demais soluções de suprimento disponíveis; a eventual substituição desejada de oferta existente; eventuais necessidades de contratação de reserva de capacidade; e a previsão de interligação com outros sistemas isolados ou com o SIN (art. 3º, §2º da Portaria nº 67/2018 do MME).

216. Essas informações são enviadas para a EPE fazer uma avaliação técnica, que será o subsídio para o planejamento do atendimento aos sistemas isolados pelo MME (art. 4º da Portaria 67/2018 do MME). Caso o planejamento indique a necessidade de contratação de solução de suprimento para a expansão ou substituição da oferta existente, o MME definirá diretrizes para a realização dos leilões.

217. Quando da oportunidade de manifestação dos gestores para a contribuição com o relatório preliminar, a EPE, o MME e a Aneel trouxeram contribuições importantes sobre o assunto.

218. A EPE, no Ofício 0071/EPE/2019 (peça 203, p. 5-6), expõe que, conforme o disposto na Lei 12.111/2009, no Decreto 7.246/2010 e na Portaria MME 67/2018, “a contratação do atendimento aos sistemas isolados deve se dar por meio de leilões, nos quais o critério de seleção considera a solução de menor custo total de geração”. Dessa forma, assevera que, desde 2010, os leilões para os sistemas isolados devem contratar a solução de menor custo de atendimento, independentemente da fonte adotada.

219. Expõe também que a adoção de soluções híbridas vai depender da peculiaridade de cada localidade e dos riscos envolvidos nos projetos, não podendo se generalizar que esse tipo de empreendimento terá o melhor custo-benefício. Destaca inclusive que nos últimos leilões para sistemas isolados predominaram as soluções baseadas em termelétricas a óleo diesel, justamente por apresentarem o menor custo. Também cita um exemplo de estudo realizado para o “Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas”, realizado por meio da Nota Técnica EOE-DEE-NT-064/2017-r0, que chegou à conclusão que um dos produtos a serem contratados seria exclusivo para fontes renováveis.

220. O MME, por sua vez, no Ofício 30/2010/SE-MME (peça 201, p. 4-5), destaca que, mesmo que a redação do Decreto 7.246/2010 estabelecesse a necessidade de projeto de referência a ser realizado pela EPE como base para a realização de licitação, sendo possível a apresentação de projetos alternativos pelos interessados, as contratações realizadas resumiam-se basicamente a geração a óleo diesel. Diante desse problema, esclarece que foram feitos aprimoramentos nessa norma, que foi atualizada por meio dos Decretos 9.047/2017 e 9.143/2017.

221. Uma das alterações mais importantes foi a retirada da exigência de apresentação do projeto de referência e de projetos alternativos. Assim, após a identificação da necessidade de contratação de energia para os sistemas isolados, os proponentes interessados devem cadastrar e habilitar tecnicamente seus projetos de geração, de forma semelhante ao que ocorre no Sistema Interligado Nacional. Também foi instituída a figura da “solução de suprimento”, que permite a composição de empreendimentos híbridos de geração, com ou sem tecnologias de armazenamento.

222. Em consequência disso, o Ministério informa que editou a Portaria MME 67/2018,

promovendo uma ampla reestruturação do processo de planejamento do atendimento aos sistemas isolados. Como resultado dessa nova regulamentação, menciona-se a edição do “Relatório de Planejamento para Atendimento aos Sistemas Isolados, Horizonte 2023 – Ciclo 2018”, que servirá como subsídio para as próximas licitações. Esse relatório consta no link: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Relatorio-de-Planejamento-para-Atendimento-aos-Sistemas-Isolados%2C-Horizonte-2023-%E2%80%93-Ciclo-2018.aspx>

223. Em face desse novo modelo, cita-se a Portaria MME 512/2018, que estabeleceu as diretrizes para a realização do leilão para suprimento a Boa Vista e localidades conectadas, previsto para ocorrer em maio de 2019. As diretrizes definidas nessa norma indicam a priorização de contratação de soluções de suprimento cujas fontes primárias sejam gás natural ou renováveis, inclusive a composição dessas, com ou sem tecnologia de armazenamento. Ressalta-se ainda que o certame é inovador por dispor de atributos para o suprimento de dois produtos distintos: potência e energia.

224. Já a Aneel, no Ofício 6/2019-AIN/ANEEL (peça 206, p. 2), afirma que os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica nos Sistemas Isolados, elaborados em observância à Lei 12.111/2009, contêm cláusula sobre a possibilidade de hibridização dos parques atualmente instalados e garantem ao vendedor ficar com parte do ganho relacionado à hibridização. A Aneel assevera que essa previsão contratual deve ser considerada um incentivo à adoção de usinas híbridas nos sistemas isolados.

225. Pelo exposto pela EPE, nem sempre a adoção dos sistemas híbridos será a melhor solução para os sistemas isolados, a depender da peculiaridade do projeto. Além disso, assevera que a regulamentação atual dos leilões para os sistemas isolados já impõe a contratação da solução de menor custo total de geração, inclusive sendo perfeitamente possível a contratação de sistemas híbridos.

226. Quanto à edição pelo MME da Portaria 512/2018, estabelecendo as diretrizes para a contratação do sistema de Boa Vista, demonstra-se que, na definição das diretrizes para a contratação para sistemas isolados, está sendo considerada a possibilidade de suprimento por renováveis ou por composição de fontes. Portanto, está se fazendo uma análise da peculiaridade de cada sistema com vistas a averiguar a possibilidade de contratação de fontes limpas em detrimento de fontes fósseis, com a possibilidade inclusive de adoção de sistemas híbridos.

227. Ressalta-se que a mencionada portaria foi publicada em 21/12/2018, portanto, após o período de execução da presente fiscalização. Em virtude disso, essa iniciativa não havia sido considerada na avaliação preliminar, o que resultou na proposição de recomendação. A existência de previsão contratual que incentiva a adoção de sistemas híbridos, conforme mencionado pela Aneel, reforça que existem mecanismos para a adoção dessa solução.

228. Portanto, entende-se desnecessária a realização da recomendação inicialmente aventada, visto que já existem mecanismos que possibilitam a inserção de renováveis nos sistemas isolados, a depender da peculiaridade de cada sistema, inclusive sendo plenamente possível a adoção de soluções híbridas.

229. Além disso, em comunicação do Ministro Augusto Nardes, em sessão do Plenário de 12/12/2018, foi solicitada a realização de fiscalização acerca da matriz energética do estado de Roraima. Essa fiscalização será uma oportunidade para aprofundamento da metodologia adotada no leilão para suprimento de Boa Vista, bem como será possível traçar um panorama acerca dos resultados do referido leilão.

230. Vale apontar que na presente auditoria também foram identificadas boas práticas dos órgãos do setor elétrico no sentido de tentar adotar soluções mais adequadas nos sistemas isolados, as quais devem ser destacadas.

231. Um exemplo foi a realização da Consulta Pública 7/2018 pela Aneel, na qual foi debatida com a sociedade a possibilidade de realização de leilões de eficiência energética no Brasil. Nessa consulta, foram disponibilizados diversos estudos sobre a Análise de Impacto Regulatório dessa iniciativa, bem como, foi feita a proposição de um projeto piloto no Estado de Roraima, onde existe um

sistema isolado com altas perdas energéticas.

232. Salienta-se que a realização de leilões de eficiência é uma iniciativa inédita no Brasil. Na prática, o que ocorre em certames desse tipo é a definição de um montante anual cujo consumo se pretende reduzir ao longo do programa. Assim, os participantes competiriam pelo menor preço para se comprometerem com a redução de um percentual desse montante. Essa redução poderia ser alcançada por meio de diversas maneiras, como, por exemplo, troca de lâmpadas, geladeiras ou condicionadores de ar, instalação de geração distribuída ou modernização de iluminação pública. Os vencedores do leilão seriam uma nova espécie de agente regulado chamado de Agente Redutor de Consumo (ARC).

III.3. Coordenação entre os atores envolvidos com a expansão de fontes renováveis

233. O objetivo da terceira questão de auditoria da Matriz de Planejamento Coordenada (peça 140, p. 4) é verificar se os órgãos envolvidos com a formulação e implementação de políticas públicas afetas a energias renováveis atuam de maneira coordenada e coerente.

234. Os procedimentos de auditoria não identificaram superposições de função na atuação dos entes nas políticas públicas avaliadas. Verificou-se, ainda, que são ouvidos órgãos e entidades de setores variados, a depender da política ou processo em desenvolvimento, como é o caso da elaboração dos Planos Decenais, que envolvem diversas áreas.

235. Identificaram-se, no entanto, oportunidades de melhoria no processo de articulação, como se demonstra nos achados de auditoria: ausência de formalização de como ocorre a articulação entre os órgãos e entidades; e necessidade de articulação entre o planejamento da expansão da geração de energia elétrica e as políticas para a transição energética no setor de transportes.

III.3.1 - Ausência de formalização de como ocorre a articulação entre os órgãos e entidades

236. A articulação entre os diversos órgãos e entidades responsáveis pelo desenvolvimento, complementação ou execução de políticas públicas afetas a energias renováveis ocorre, principalmente, de forma informal e não estruturada.

237. Desde a elaboração dos Planos de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia (PNE), verificou-se a existência de troca de informação entre os agentes governamentais relacionados ao tema de energias renováveis.

238. De acordo com a Nota Informativa 5/2018/DIE/SPE (peça 104, p. 8-9), a formulação dos referidos planos se dá por meio de articulação com a EPE, com os outros ministérios e com as entidades do sistema energético, incluindo agentes colegiados, colaboradores e parceiros. Essa articulação se dá por meio de reuniões de trabalho, *workshops*, encaminhamento de ofícios e mensagens eletrônicas.

239. No âmbito interno do MME, cabe à Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE) subsidiar a elaboração das políticas de energia de longo prazo e promover a integração com outras Secretarias do Ministério.

240. O MMA (peça 103, p. 2), o então MPDG (peça 98, p. 5), o então MDIC (peça 100, p. 6), a Aneel (peça 94, p. 3) e o MCTIC (peça 101, p. 4-5) ratificaram que têm participado de reuniões de trabalho conduzidas pelo MME com vistas à elaboração dos instrumentos de planejamento do setor energético.

241. O MMA entende que as opiniões de seus técnicos têm sido levadas em consideração na elaboração desses instrumentos (extrato da entrevista à peça 103).

242. Quando da definição dos leilões de energia, os quais, conforme relatado em tópico anterior, constituem política fundamental à expansão das fontes renováveis, alguns órgãos e entidades confirmaram que participam indiretamente das discussões, embora não sejam formalmente consultados.

243. De acordo com informação do então Ministério do Planejamento Desenvolvimento e Gestão – MPDG (peça 98, p. 5), o Ministério participa da discussão no âmbito das reuniões do CNPE e em instâncias de debate econômico do assunto entre órgãos do governo federal.

244. Já o MMA, em entrevista realizada (peça 103, p. 4), informou que participa das discussões para a formulação dos instrumentos de planejamento do setor energético (PDE e PNE), mas não participa diretamente da definição dos leilões que serão realizados. Os leilões são definidos pelo MME seguindo as diretrizes e indicações que constam desses instrumentos. Portanto, ainda que não atue diretamente na definição das fontes que participarão dos leilões, o MMA entende que participa indiretamente desse processo via planejamento do setor.

245. Também quanto à definição dos leilões, a Aneel, na reunião realizada (peça 102, p. 5), afirmou o seguinte:

A definição cabe ao MME. A Aneel participa das discussões com vistas a contribuir no debate, no entanto, não há obrigatoriedade de que haja uma consulta formal à Agência.

Ressalta-se que existe uma Comissão Especial de Leilões de Energia Elétrica – CELEE, criada pela Portaria MME 51, de 7/2/2006. Essa comissão tem a finalidade de propor diretrizes estratégicas, sistemáticas e normas para a realização dos leilões de energia elétrica, com fulcro em seu art. 1º. De acordo com o art. 3º, integram essa comissão representantes do MME, da EPE e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Portanto, a Aneel não é parte integrante dessa comissão.

246. No entanto, conforme o art. 4º da mencionada portaria, é possível que representantes de outros órgãos e entidades do setor elétrico brasileiro, a exemplo da Aneel, possam ser convidados a oferecer contribuições para o aperfeiçoamento institucional nas questões a serem desenvolvidas no âmbito da comissão.

247. No Ofício 0735/EPE/2018 (peça 95, p. 4-5), a EPE, por sua vez, passou a seguinte informação acerca da forma como são definidos os tipos de fontes que participarão dos leilões:

A definição dos tipos de fontes que participarão dos leilões compete ao Ministério de Minas e Energia, quando edita em Portaria as diretrizes para cada certame. A EPE subsidia essa definição por meio de estudos de planejamento da expansão da matriz, como os do Plano Decenal de Energia. Com isso, busca-se levar em consideração, conforme as diretrizes da política energética nacional, a competitividade relativa das fontes, a maturidade das tecnologias, os tempos típicos de construção, a existência de um estoque de projetos com investidores interessados, entre diversos outros fatores, o que frequentemente envolve importantes “*trade-offs*”. Esse processo é retroalimentado com os resultados dos leilões anteriores, os números de cadastramento de projetos, as referências internacionais e nacionais de preços, entre outras referências e informações disponíveis. Eventualmente, avaliações técnico-econômicas mais dirigidas são elaboradas para suporte à decisão.

248. Ainda que a interação entre os agentes governamentais exista, consoante explicitado nos parágrafos anteriores, e que isso possa ser considerado uma boa prática, percebe-se uma oportunidade de melhoria do processo mediante a instituição de procedimentos formalizados de coordenação.

249. A inexistência de ações formalizadas nesse sentido deixa a articulação dos órgãos dependente da boa vontade do titular da política.

250. Nessa linha, em relação especificamente à energia solar fotovoltaica, o então Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC) externou opinião que corrobora o argumento quanto à necessidade de coordenação formalizada, conforme se passa a expor.

251. Diante de sua competência para formulação, acompanhamento e avaliação das políticas públicas para o desenvolvimento das cadeias produtivas de energias renováveis, o MDIC constituiu Grupo de Trabalho sobre Energia Solar Fotovoltaica, coordenado pelo Departamento de Competitividade Industrial da Secretaria de Desenvolvimento e Competitividade Industrial do MDIC.

252. No Relatório Final desse Grupo de Trabalho (peça 100, p. 9-28), foi apresentado um conjunto de iniciativas, divididas em quatro grandes áreas de atuação – mercado, financiamento, tributação e certificação de conformidade - com vistas a impulsionar a participação da fonte solar fotovoltaica na matriz energética brasileira e a desenvolver a respectiva cadeia produtiva localmente.

253. Na reunião realizada com o Departamento de Competitividade Industrial do MDIC (peça

100, p. 8-9), foi ressaltado que

embora haja articulação entre os órgãos, o MDIC entende que há a necessidade da formalização de uma instância de coordenação para a definição das políticas públicas a serem implementadas, no que diz respeito à definição de políticas de mercado (importação ou nacionalização da produção – caminhos não são excludentes), financiamento (ao consumidor e aos investimentos produtivos), regras de tributação/isenção (simplificação tributária) e certificação de conformidade e etiquetagem dos equipamentos (qualidade, segurança, eficiência) com vistas a um maior incremento da participação de energias renováveis, notadamente a solar fotovoltaica, na matriz energética do país, tal como vem ocorrendo com a energia eólica. A formalização fortaleceria uma maior sinergia entre os órgãos e, por consequência, uma melhor concatenação das políticas públicas de incremento de energias renováveis.

254. Portanto, também na opinião do MDIC, **a formalização de uma instância de coordenação para a definição das políticas públicas favoreceria uma melhor sinergia entre os órgãos** e, por consequência, uma maior impulsão da introdução de energias renováveis na matriz elétrica, notadamente da energia solar fotovoltaica, ainda incipiente no País.

255. Acrescente-se ainda que tal formalização poderia garantir espaço formal para que sejam agregadas sinergias entre as diversas políticas públicas conexas ao tema, as quais se encontram sob a coordenação de diferentes pastas setoriais/instituições.

256. Ainda quanto à articulação dos órgãos, buscou-se avaliar como ocorre a interação entre os formuladores das políticas afetas a energias renováveis no setor elétrico e os responsáveis por três frentes: (I) política industrial; (II) pesquisa e desenvolvimento; e (III) linhas de crédito incentivadas.

257. Da avaliação da articulação dos órgãos do setor elétrico e os responsáveis pela política industrial (I) extraiu-se a opinião da área técnica do MDIC exposta alhures, que reforça o entendimento quanto à necessidade de formalização de uma instância articuladora.

258. Acerca da interface entre os formuladores de políticas relativas a energias renováveis e os órgãos e entidades envolvidos com pesquisa e desenvolvimento (II), o MME afirmou que a Aneel possui programas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) destinados a incentivar essas fontes, nos termos da Lei 9.991/2000, e que alguns desses programas surgem de demandas do Ministério (peça 99).

259. O MCTIC, por seu turno, afirmou que mantém estreito relacionamento com a Aneel no estabelecimento dos incentivos para pesquisa e desenvolvimento com vistas ao incremento de energias renováveis, mencionando participação em projetos de apoio a estudos a respeito de biogás, de energia solar concentrada e de armazenamento de energia (peça 101, p. 5).

260. A Aneel reitera sua responsabilidade pela implementação de políticas de incentivo de pesquisa e desenvolvimento para o setor elétrico, em atendimento ao disposto no art. 4º, inciso II, e no art. 5º, inciso I, da Lei 9.991/2000 (peça 102, p. 6). Ademais, a Agência também confirma que existe interlocução com o MME na definição dos projetos de P&D.

261. Por fim, quanto à articulação com os responsáveis pela definição de linhas de crédito incentivadas (III), o Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) listou os principais financiamentos disponíveis para o ramo, sendo alguns específicos para fontes renováveis e outros mais gerais, mas que também podem ser aproveitados para financiar projetos de energia (peça 81).

262. O Banco informou, ainda, que mantém diálogo frequente com as instituições e órgãos do setor elétrico com vistas a debater as prioridades para os investimentos do setor, sobretudo sobre as fontes renováveis de energia. A partir dessa interação, o BNDES faz uma avaliação de como melhor alocar os recursos. Além disso, o Banco relatou que utiliza os instrumentos de planejamento do setor, como o PDE, para o mapeamento das tendências tecnológicas, que podem ser utilizadas na definição das linhas a serem incentivadas (peça 81).

263. O MME, por sua vez, reiterou que o BNDES possui programas de crédito incentivado para o setor de energias renováveis e alegou que, ainda que o Ministério tenha contato com o Banco para a

definição dos incentivos, a instituição financeira possui “total independência para o estabelecimento das condições, pois os programas são de sua competência” (peça 99, p. 5-6).

264. De todo o exposto, verifica-se que, em todas as frentes de articulação analisadas, as interações existem, mas ocorrem de maneira *ad hoc* e informal, sem que haja uma sistematização dos procedimentos adotados. Percebe-se, então, uma oportunidade de melhoria do processo mediante o estabelecimento de sistemática formalizada de articulação e coordenação. Destaca-se que a coordenação das políticas públicas é um princípio fundamental da administração pública federal, conforme previsto no art. 6º, inciso II, do Decreto-Lei nº 200/1967.

265. Citam-se alguns dos ganhos esperados com a referida formalização: (I) identificação clara de quais órgãos e entidades precisam ser consultados quando da elaboração e da execução de políticas afetas a energias renováveis, respeitando as atribuições e competências de cada agente; (II) aumento da transparência do processo relativo às políticas públicas, pois seria possível rastrear todos os passos adotados, bem como identificar quais entes participaram de quais etapas; (III) redução de esforços duplicados acerca de iniciativas semelhantes, entre outros.

266. Além dos benefícios descritos, a sistematização do processo de articulação reduziria o risco de agentes importantes não serem ouvidos a respeito de temas atrelados às suas competências, uma vez que a iniciativa para realização dessa interação deixaria de depender da boa vontade dos responsáveis pela política.

267. Importa destacar que a ausência de articulação entre órgãos e entidades no setor elétrico foi alvo recente de deliberação desta Corte, que, por meio do Acórdão 1.631/2018-TCU-Plenário, recomendou à Presidência da República a criação de uma instância formal para decisões interinstitucionais. Isso revela a preocupação deste Tribunal com a coordenação das decisões governamentais, o que reforça a presente constatação.

268. Note-se que a articulação na elaboração das políticas públicas é um dever da Administração Pública. No entanto, não se presume razoável que se crie um normativo de formalização de coordenação para cada processo que envolva a participação de mais de uma área de governo ou de mais de um ente.

269. Tal prática é desejável, contudo, em processos estruturais, periódicos e que envolvem muitos órgãos e entidades, como é o caso da elaboração dos instrumentos de planejamento do setor elétrico, a saber, o PDE e o PNE.

270. Assim, ante o exposto, propõe-se recomendar ao MME, como órgão responsável pela elaboração do PDE e do PNE, que formalize e sistematize a articulação com os órgãos e entidades que participam da confecção desses instrumentos, definindo, no mínimo: (I) as etapas necessárias à elaboração desses documentos; (II) quais órgãos e/ou entidades serão consultados em cada etapa, segundo suas atribuições e responsabilidades; (III) a forma de comunicação; e (IV) os procedimentos de consolidação das informações coletadas.

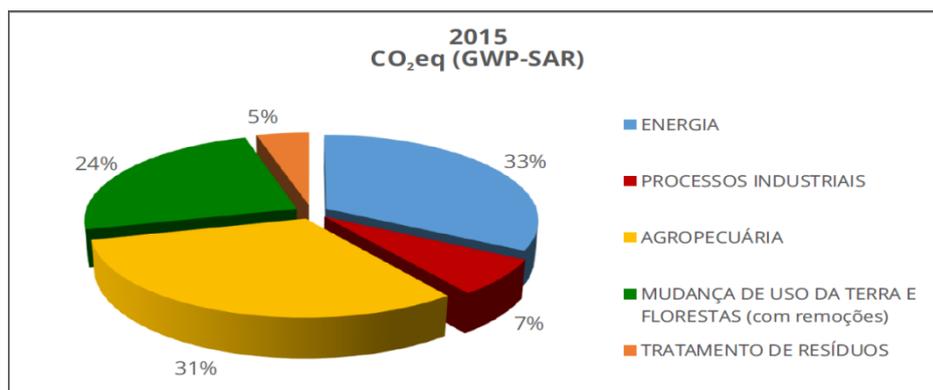
271. Esclareça-se que, ao recomendar a formalização dos procedimentos, não se busca burocratizar as interações entre os agentes, mas sobretudo sistematizar a forma como essa articulação acontece, de modo a colher os benefícios apresentados anteriormente.

III.3.2 – Deficiências na articulação entre os atores governamentais para definição de diretrizes governamentais claras quanto à eletrificação parcial da frota brasileira de veículos

272. Existe uma correlação importante entre o setor elétrico, a expansão das fontes renováveis, o setor de transportes e os impactos ambientais, que deve ser considerada pelos entes institucionais, de maneira articulada. Essa correlação será demonstrada a seguir.

273. Primeiramente, ressalta-se que o setor elétrico não é o grande responsável pela emissão de gases de efeito estufa no Brasil. O Gráfico 6, elaborado com dados do MCTIC, revela a distribuição da emissão de GEE por setor no país, em 2015.

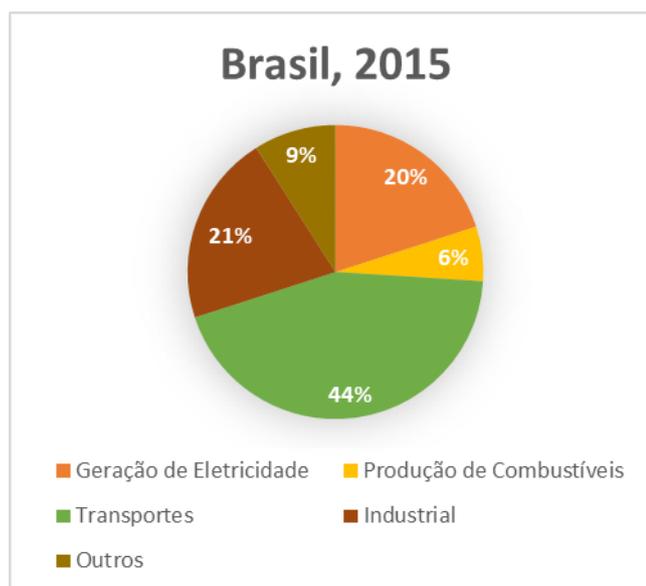
Gráfico 6 - Participações de emissões líquidas de gases de efeito estufa por setor, 2015



Fonte: Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil, 2017 (MCTIC)

274. Como se observa, os maiores responsáveis pela emissão de GEE, em 2015, foram o setor agropecuário, com 31% das emissões, e o setor energético, com 33%. O setor energético, contudo, subdivide-se em industrial, transportes, produção de combustíveis, geração de eletricidade e outros. O Gráfico 7 traz o percentual de emissão de CO₂ causado pela queima de combustíveis no Brasil por cada segmento, também em 2015, segundo dados do Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA).

Gráfico 7- Perfil de emissões de CO₂ pela queima de combustíveis no Brasil em 2015, por segmento



Fonte: IEMA, 2018

275. Verifica-se que os segmentos industrial e de transporte aparecem na frente do segmento de geração de eletricidade em termos de emissão de GEE, sendo o setor de transportes responsável por 44% da emissão, contra 20% do de geração de energia elétrica.

276. Considerando os dados oficiais do MCTIC (peça 153, item não digitalizável), apresentados anteriormente nas Tabelas 7 e 8, item III.1, p. 20 deste relatório, o setor energético emitiu, em 2015, 449 milhões de toneladas de CO₂ equivalente, em que a geração de energia elétrica foi responsável por 68 (15%) e o setor de transportes por 211 (47%). Ou seja, o setor elétrico emite menos de um terço da emissão dos transportes.

277. Isso ocorre porque a matriz elétrica brasileira é majoritariamente renovável e, portanto, menos poluente, ao passo que o setor de transportes depende predominantemente de combustíveis fósseis.

278. Em função disso, e em decorrência das projeções de crescimento da capacidade instalada das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, sobretudo por meio de usinas eólicas e solares,

especialistas defendem que a redução de emissões de GEE deve ocorrer por meio de uma maior utilização de eletricidade nos transportes, mediante eletrificação do transporte público e carros elétricos (e seus variantes), por exemplo.

279. Caso não se prepare com antecedência em termos de que estratégias deverão ser adotadas, na ocorrência de um cenário disruptivo em que haja expansão acentuada desses veículos em curto intervalo temporal, quer seja em resposta a uma política pública, quer seja em razão de estratégia comercial de fabricantes de automotores, o setor elétrico pode não estar preparado para absorver o aumento de demanda por energia elétrica para recarga de frota eletrificada. Nessa situação, em que pese os carros elétricos contribuam com a redução das emissões de gases de efeito estufa em razão da não utilização de combustíveis fósseis em motores à combustão, poderão acarretar, se dissociados da expansão de energias renováveis (quer seja convencional ou intermitente), aumento de emissões no setor elétrico.

280. De toda sorte, na ocorrência de eletrificação expressiva de parte da frota nacional, o setor elétrico passa a ter maior relevância no controle das emissões de gases de efeito estufa.

281. Necessário acrescentar ainda que o avanço da geração distribuída também pode ser um indutor para maximizar o potencial de veículos elétricos que se utilizem da rede para recarga.

282. A Aneel publicou recentemente a Resolução Normativa 819/2018, que estabelece os procedimentos e condições para a realização de recarga de veículos elétricos. Também foi destaque a inauguração do maior corredor da América Latina com postos de recarga elétrica para veículos na Rodovia Presidente Dutra, que liga as cidades de São Paulo e Rio de Janeiro.

283. A adoção do carro elétrico, contudo, está longe de ser consenso. Outros especialistas defendem que a transição energética no setor de transportes no Brasil deve se dar pelo aumento da utilização de biocombustíveis, principalmente o etanol. Os defensores dessa opção se baseiam no grande potencial de expansão da produção desse combustível. Salienta-se que a queima de etanol emite 86% menos CO₂ em comparação aos combustíveis do petróleo, ressaltando que esse número já considera o percentual de etanol adicionado à gasolina no Brasil, que é mais elevado do que em outros países, conforme informação da Aneel no Ofício 6/2019-AIN/ANEEL (peça 206, p. 3)

284. Outro ponto favorável ao etanol seria o elevado custo envolvido na eletrificação da frota, pois existe uma necessidade de adaptação da infraestrutura de abastecimento de veículos elétricos. Além disso, o preço do carro elétrico ainda não se mostra competitivo no Brasil. O descarte das baterias também seria um desafio ambiental a ser superado.

285. Por outro lado, o aumento da produção do etanol concorreria com a produção agrícola, sendo necessária uma avaliação dos impactos desse *trade-off*.

286. Diante da relevância do tema, foi realizada diligência à EPE (peça 57) para saber o nível de preparação do País para uma eventual transição energética. Em resposta, a referida Empresa encaminhou o Ofício 736/EPE/2018 (peça 96), cujas principais informações são resumidas a seguir.

287. De início, esclarece a entidade que a transição energética para a redução das emissões de carbono pode se dar de diversas formas, não havendo uma receita ou estratégia universal que se adeque a todos os países. No entanto, afirma que qualquer estratégia passa por uma introdução crescente de energias renováveis na matriz, pela aceleração de ganhos de eficiência e pelo combate aos desperdícios de energia (peça 96, p. 2).

288. Além disso, aponta que, com a crescente competitividade de fontes renováveis para a geração de eletricidade, notadamente das energias solar fotovoltaica e eólica, muitos países apostam na eletrificação de diversos setores como a melhor forma de viabilizar sua transição energética e diminuir a dependência de combustíveis fósseis. Contudo, ressalta que estratégias de eletrificação devem se dar conjuntamente com outras possíveis estratégias, como, por exemplo, a maior utilização de biomassa na produção de eletricidade; a substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis; a ampliação do uso da energia nuclear; o desenvolvimento e a adoção de combustíveis sintetizados a partir de fontes

renováveis, como a solar; o desenvolvimento de aplicações de hidrogênio e de célula combustível; e a captura e o uso de carbono.

289. Tanto a eletrificação da frota como essas outras estratégias dependem de investimentos em desenvolvimento tecnológico e na adaptação e construção de infraestrutura que tornem possível a penetração de novas tecnologias (peça 96, p. 3)

290. Especificamente quanto à introdução de veículos elétricos, a EPE declara que existem diversas iniciativas governamentais no sentido de adaptar os modelos e metodologias de planejamento, de atualizar o arcabouço legal e regulatório do setor e inclusive de rever os planejamentos urbanos para viabilizar esse processo. Já no âmbito privado, merecem atenção as iniciativas da indústria automobilística, os novos modelos de negócios do setor elétrico e, sobretudo, o exercício do poder de escolha dos consumidores. Diante da importância do tema, afirma a Empresa que as perspectivas de entrada de veículos elétricos e híbridos têm sido abordadas no âmbito do planejamento energético nacional, a exemplo do que consta no PDE 2026 (peça 96, p. 4).

291. O referido PDE destaca que a adoção de novas tecnologias veiculares é um processo lento, pois existem muitos desafios a serem enfrentados, como o processo de sucateamento e reposição de veículos, pressão sobre os preços de insumos e materiais, custos de descarte e reciclagem de baterias, universalização da infraestrutura e limites orçamentários para a concessão de incentivos (peça 134, p. 33)

292. Segundo o PDE 2026, no Brasil, em particular, a transição da indústria automotiva rumo à eletrificação deve se dar de forma mais tardia em razão das seguintes especificidades: o elevado preço de veículos híbridos ou elétricos; a necessidade de uma série de adaptações e aperfeiçoamentos da infraestrutura de abastecimento para veículos elétricos e de descarte e reciclagem de baterias; as dificuldades de obtenção de incentivos em função das restrições fiscais e orçamentárias; e as vantagens comparativas para a produção de biocombustíveis, notadamente o etanol de cana de açúcar, o que traz diversas externalidades positivas para a economia brasileira (peça 134, p. 33).

293. Diante dessas ponderações, a EPE projeta uma baixa participação dos veículos elétricos até 2026 – menos de 1%. Ademais, aponta para uma participação relevante dos biocombustíveis na matriz veicular brasileira, com a manutenção do percentual de 4% do etanol etílico no setor de transportes e o aumento da participação do biodiesel de 3% para 5% (peça 134, p. 32).

294. Ainda que aponte o baixo crescimento do transporte elétrico até 2026, o PDE ressalta que a eletrificação da frota possui um grande potencial disruptivo, pois pode ser aliada a mudanças nas características dos deslocamentos dos indivíduos, à modificação na relação da posse do automóvel e a uma maior integração com transportes coletivos e não motorizados. Assim, uma política bem estruturada de incentivo ao veículo elétrico pode aumentar a eficiência nas viagens e no sistema de transporte de passageiros como um todo, contribuindo no avanço da mobilidade urbana no Brasil, caso sua inserção esteja em consonância com as diretrizes da Política Nacional de Mobilidade Urbana – Lei 12.587/2012 (peça 134, p. 33-34).

295. Não se identificou, no entanto, se o caminho para uma eventual transição energética no setor de transportes no Brasil passaria ou não, enquanto diretriz, por eletrificação de frotas.

296. A recente crise no abastecimento de combustíveis ocorrida em maio de 2018 evidenciou uma fragilidade estratégica no que se refere à logística de distribuição de combustíveis líquidos, não somente de derivados de petróleo, mas atingindo também o etanol. Mesmo que, se for o caso, carros elétricos (e seus variantes) tardem a serem competitivos na realidade nacional, a crise demonstrou, no mínimo, uma necessidade premente de diversificação das fontes energéticas para transporte.

297. Necessário ressaltar que recentemente foi aprovada a Medida Provisória 843/2018, convertida posteriormente na Lei 13.755/2018, regulamentada pelo Decreto 9.557/2018, criando o Programa Rota 2030. Esse programa reduz a alíquota de Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) para veículos novos comercializados ou importados no País, entre os quais híbridos ou elétricos, tendo

como contrapartida a aplicação de parte do crédito tributário em pesquisa e desenvolvimento (P&D).

298. Dada a necessidade de coerência entre as diferentes políticas públicas e de maximização do potencial das distintas iniciativas, seria oportuno que o planejamento dos setores elétrico e de transportes estivessem alinhados com o programa Rota 2030, a partir de uma diretriz governamental clara em relação a veículos elétricos (e seus variantes).

299. Para isso, seria necessário aprimorar as estimativas de crescimento da demanda por energia elétrica resultante da ampliação da frota de carros elétricos (e seus variantes), bem como estudar possíveis soluções para o suprimento de energia, quer por interação entre o aproveitamento de biocombustíveis, no marco do Programa Renova Bio, quer pela ampliação da geração elétrica via fontes renováveis, ou mesmo pelo uso do potencial da geração distribuída. Os recursos de P&D associados ao Rota 2030 poderiam, inclusive, financiar tais estudos.

300. A análise aqui efetuada não se aprofundou o suficiente para avaliar a articulação entre os setores de transporte, de energia elétrica ou até quanto à gestão do espaço urbano e as prioridades aplicáveis a questões como mobilidade, mas, diante do exposto, percebe-se que há oportunidades para o surgimento de discussões, estudos, projeções de cenários e até políticas públicas acerca de uma maior diversificação energética do setor de transportes.

301. De toda sorte, relembre-se que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é o órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia. Em sua composição, estabelecida no Decreto 9.601/2018, que altera o Decreto 3.520/2000, estão presentes pastas setoriais com conexão tanto do ponto de vista de cadeia de produção/insumos, como da cadeia de consumo de energéticos, a exemplo do Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços e Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, além, claro, dos órgãos de centro de governo, como Casa Civil da Presidência da República, Ministério de Estado da Fazenda e Ministério de Estado do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão. No entanto, pastas setoriais como as do então Ministério dos Transportes e das Cidades, as quais teriam propriedade para integrar, fortalecer e dar legitimidade à discussão acerca de diretrizes energéticas para frotas automotoras no país, não possuem assento no referido Conselho.

302. Entende-se necessário que o governo tenha papel relevante na definição dessas diretrizes energéticas para frotas automotoras. Caso a eletrificação de frotas seja desejável, a articulação entre distintas políticas públicas é imprescindível, para antecipar as possíveis formas de ocorrência de uma eventual transição energética do setor de transportes, potencializando benefícios e mitigando obstáculos.

303. Com a recente reestruturação do Executivo Federal, as funções, até então, à cargo do Ministério dos Transportes, são atualmente desempenhadas pelo Ministério da Infraestrutura. Já as funções que cabiam ao Ministério das Cidades, pelo menos no que se refere ao planejamento e gestão da mobilidade e serviços urbanos, foram destinadas ao Ministério do Desenvolvimento Nacional, que sucedeu o Ministério da Integração Nacional. Como esse ministério já possuía assento no CNPE, propõe-se: 1) recomendar à Casa Civil que tome providências para que o Ministério da Infraestrutura passe a integrar o Conselho Nacional de Política Energética; 2) recomendar ao CNPE, em articulação com os demais órgãos pertinentes ao tema, que estabeleça diretrizes nacionais claras acerca da frota de veículos elétricos (e seus variantes) para que as políticas públicas que delas decorrerem e/ou estejam em vigor sejam sinérgicas.

304. Ressalta-se que, na oportunidade da manifestação dos gestores para a contribuição com o relatório preliminar, a EPE menciona, no Ofício 0071/EPE/2019 (peça 203, p. 8-9), que foi elaborado estudo denominado “Documento de Apoio ao PNE 2050: Eletromobilidade e Biocombustíveis”, que identificou barreiras e desafios para a maior eletrificação da frota. Esse documento está disponível no seguinte link: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Eletromobilidade%20e%20Biocombustiveis.pdf>.

305. Em consulta ao referido documento, verifica-se que sua publicação ocorreu em dezembro de

2018, portanto, em período posterior à fase de execução da presente auditoria. De qualquer forma, registra-se como uma boa prática do governo o fato de estar sendo realizado estudo de longo prazo acerca da temática.

306. A Casa Civil também destacou algumas iniciativas do novo governo que demonstram preocupação com a questão da frota de veículos, como a abertura da Consulta Pública MME 65, de 28/12/2018, que versa sobre a Proposta para Procedimento de Elaboração do Plano Nacional de Energia, que traz considerações importantes sobre o ciclo de planejamento e monitoramento energético no Brasil e que pode dar importantes subsídios para a questão relacionada à frota de veículos elétricos (e seus variantes).

307. Outra medida foi a instituição do Programa Rota 2030 pela Lei 13.755/2018, que traz diretrizes que demonstram a preocupação do governo com a questão da melhoria do modelo de transportes, considerando inclusive a promoção de formas alternativas de propulsão que valorizem a matriz energética brasileira.

308. Entende-se que a existência dessas novas iniciativas não altera a deliberação proposta, pois o que se pretende é que sejam estabelecidas diretrizes acerca da eletrificação da frota. O fato de a questão estar sendo estudada em nível governamental e de existirem novas iniciativas não significa necessariamente que estejam sendo estabelecidas diretrizes claras em relação à questão, ainda que isso indique preocupação dos gestores em relação ao tema, o que pode ser destacado também como boa prática.

309. Outro ponto positivo que merece ser registrado são as contribuições dadas pela Aneel em seu Ofício 6/2019-AIN/ANEEL (peça 206, p. 2), que demonstra que a Agência está preocupada com a questão no sentido de avaliar os impactos na rede elétrica de possível ampliação da eletrificação da frota.

III.4. Instrumentos de adaptação do setor elétrico à entrada de fontes renováveis

310. O objetivo da quarta questão de auditoria da Matriz de Planejamento Coordenada (peça 140, p. 5) é identificar se existem estratégias para adaptar o setor elétrico às características das fontes renováveis, garantindo energia confiável, sustentável e acessível, por meio da remoção de barreiras técnicas, regulatórias ou de mercado.

311. Quanto à segurança da operação do sistema, verificou-se que o aumento da participação de fontes intermitentes requer a alocação de reserva operativa adicional, conferindo ao setor flexibilidade e despachabilidade. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), as térmicas e as hidrelétricas possuem as características necessárias para cumprirem esse papel (peça 59, p. 2).

312. Ocorre, contudo, que diante da dificuldade da expansão das usinas hidrelétricas com reservatório, pelas barreiras no licenciamento ambiental de novos empreendimentos, existe o risco do aumento de despacho das termelétricas que utilizam combustíveis fósseis. Isso pode, inclusive, acarretar em maiores emissões de GEE, na contramão das metas ambientais e do Acordo de Paris, além de aumento dos custos de geração.

313. Para garantir um nível adequado de segurança, a capacidade dos sistemas elétricos foi dimensionada para atender o pico da demanda, com uma margem de plantas despacháveis para suprir as variações previstas. No entanto, com a expansão de fontes renováveis intermitentes, uma parte significativa da capacidade instalada torna-se incontrolável e muitas vezes indisponível, o que compromete as possibilidades de injetar liquidez no sistema nos moldes tradicionais.

314. Em consequência disso, nasce um novo paradigma para a confiabilidade do sistema, “no qual a capacidade de resposta da geração residual à brusca variação da disponibilidade das fontes intermitentes é tão importante para a garantia de suprimento quanto a capacidade instalada necessária para atender os picos de demanda” (*Benchmarking* Internacional, peça 157, p. 69). Nesse contexto, o problema não se resume ao custo da geração em si, mas ao custo da manutenção da liquidez do sistema como um todo.

315. Em uma matriz hidrotérmica, especialmente na presença de grandes reservatórios, a

manutenção da liquidez do fornecimento de energia é um desafio menor, dada a grande despachabilidade das hidrelétricas com reservatório e das térmicas. À medida que se migra para uma matriz renovável-térmica, no entanto, esse desafio cresce, uma vez que as demais fontes renováveis, sobretudo eólica e solar, não são despacháveis.

316. A baixa previsibilidade da geração dessas renováveis, devido à sua variação durante o dia, exige modelos mais complexos de simulação do sistema, novos critérios de operação do parque gerador e, principalmente, importantes custos de provisão de geração de reserva, ou *backup*. Assim, ainda que o custo marginal dessas usinas seja baixo ou nulo, o custo de compensar sua falta é significativo (*Benchmarking Internacional*, peça 157, p. 69).

317. Pelo exposto, o aumento das fontes solar e eólica nas redes elétricas pode induzir a um aumento de utilização de usinas despacháveis, as quais, muitas vezes, são as dependentes de combustíveis fósseis. Em outras palavras, o aumento de energias limpas no sistema gera o perigo de aumento das emissões de gases de efeito estufa, o que pode agravar ainda mais o problema climático.

318. Em virtude disso, devem ser buscadas alternativas de sistemas de acumulação ou armazenamento, como a adoção de baterias ou a ampliação das hidrelétricas com capacidade de regularização. Nesse sentido, identificar as melhores combinações desses sistemas com as diversas fontes é um dos grandes desafios que se impõe ao setor elétrico. Salienta-se que bancos de baterias em porte comercial compatível encontram-se em fase de desenvolvimento tecnológico e possuem preços ainda proibitivos para a realidade brasileira.

319. Nesse bojo, destaca-se que o Operador do Sistema Elétrico sinalizou pela necessidade de retomarem-se as discussões a respeito da construção de usinas hidrelétricas com reservatório (peça 97). Essa discussão é pertinente, pois a capacidade de regularização dos reservatórios aumenta a reserva operativa do sistema, colaborando com a segurança da operação, e pode deslocar o despacho das térmicas, contribuindo com a redução da emissão de GEE.

320. Essa posição do ONS guarda completa conexão com os achados apontados em auditoria sobre grandes empreendimentos que culminou com o Acórdão 2.723/2017-TCU-Plenário, conforme detalhamento no Apêndice B.

321. Ademais, existem outras opções para mitigar o problema da variabilidade das novas fontes. Uma delas é a interligação das redes elétricas entre regiões ou países, pois eventuais excedentes seriam compensados com reduções de geração local, evitando outros recursos de *backup*, mais onerosos e algumas vezes mais poluentes.

322. A interligação entre países, porém, esbarra em entraves de caráter político, como as assimetrias institucionais e regulatórias, e em questões técnicas, como a falta de estrutura física e de planejamento comum para a expansão das linhas de transmissão (*Benchmarking Internacional*, peça 157, p. 72).

323. Alternativas de otimização da utilização da energia também podem ser boas soluções para a maior participação das fontes intermitentes. Dentre elas, destaca-se o gerenciamento pelo lado da demanda, que consiste em conceder ao consumidor sinais de preço que oscilem conforme varie o custo de geração. Em momentos de ampla geração das fontes não despacháveis, o preço seria menor, o que incentivaria o consumo, e, em situações de queda da geração dessas fontes, a lógica inversa se aplicaria.

324. Ressalta-se que as mudanças operacionais pelas quais passa o sistema de formação de preços de energia no mercado de curto prazo, que deixará de ser semanal e passará a ser horário a partir de janeiro de 2020, são estratégicas para o surgimento de avanços na utilização de mecanismos de gerenciamento da demanda.

325. De forma geral, percebem-se deficiências na avaliação integrada de todos os atributos das diversas fontes de geração de energia elétrica. A correta precificação do impacto ambiental, da possibilidade de prestação de serviços ancilares, do custo de transmissão, do custo de *backup* e de outros fatores intrínsecos às características de cada fonte pode colaborar com a adoção das melhores decisões

de expansão.

326. Sobre isso, oportuno realçar que a Aneel realizou em 31/8/2018 o primeiro leilão de contratação de eólicas na modalidade “por quantidade”, ao invés de empregar a modalidade “por disponibilidade”, como nos certames anteriores.

327. Nas contratações “por quantidade”, os geradores ficam responsáveis por suprir toda a energia contratada, quer gerem ou não. Isso significa que o risco de gerar fica alocado aos empreendedores e não mais aos consumidores.

328. A Agência considera que o setor eólico adquiriu nos últimos anos maturidade para precificar o risco, em função da experiência e competitividade dos geradores eólicos.

329. O referido leilão contratou empreendimentos eólicos com preços em torno de R\$ 90,00/MWh, valor superior às últimas contratações, que atingiram aproximadamente R\$ 70,00/MWh. Isso indica uma provável precificação do novo risco assumido pelos geradores, na linha do esperado pelo setor.

330. Salienta-se que essa modificação nos contratos das eólicas vai ao encontro dos esforços para precificar todos os atributos das fontes, pois, conforme discutido anteriormente neste relatório, fontes não despacháveis não representam, para o consumidor, somente o preço obtido em leilão, mas o custo da fonte complementar acionada quando as primeiras deixam de gerar.

331. Destaca-se, ainda, contratação recente de consultoria pela EPE para a elaboração de ferramentas com o fito de auxiliar nos estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico nacional. O objetivo é a utilização dessas ferramentas para elaboração de uma modelagem com vistas a planejar o futuro da expansão do setor elétrico nacional diante do aumento da complexidade do sistema, levando-se em conta o avanço das renováveis eólica e solar, que têm como característica a elevada variabilidade, bem como a expansão da geração distribuída, o que aumenta o grau de incerteza sobre a demanda futura no País. Essa iniciativa também se soma na avaliação dos diversos atributos das fontes, inclusive considerando as interações com o setor de gás, o possível desenvolvimento de baterias e a necessidade de expansão da transmissão de energia elétrica. Detalhes da contratação podem ser obtidos em <http://www.epe.gov.br/pt/a-epe/aceso-a-informacao/licitacoes-e-contratos/pe-epe-003-2018>.

332. Quanto aos desafios para adaptação do sistema para a inserção de geração distribuída e variável, a EPE assevera que esse tema tem sido abordado em diversos trabalhos, como os próprios planos decenais de energia e também na Nota Técnica “Capacidade e Flexibilidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento”, de agosto de 2018. A EPE informa também que, em conjunto com o ONS, está coordenando um estudo denominado “*Energy Systems of the Future*”, que visa modelar a expansão e a operação do sistema elétrico nacional com alta participação de fontes eólica e solar (peça 203, p. 4). A finalização desse estudo está prevista para o fim do ano de 2019 e trará respostas mais precisas sobre o caso brasileiro.

333. A iniciativa dessas entidades no sentido de realizarem estudos com vistas à mensuração dos atributos das fontes e da capacidade do sistema em absorver energias variáveis pode ser considerada uma boa prática, pois auxiliará na construção de uma matriz energética de referência, que otimize a utilização dos recursos disponíveis considerados os variados aspectos envolvidos, em consonância com recomendação feita por este TCU no item 9.9 do Acórdão 1.631/2018-Plenário.

334. A título de exemplo, também é notável estudo publicado por consultoria (peça 158) acerca dos reais custos e benefícios das fontes de geração elétrica no Brasil. Em que pese o trabalho apresentar algumas limitações, principalmente no que se refere aos impactos ambientais de usinas hidrelétricas, tem o mérito de trazer perspectiva holística acerca das fontes de geração elétrica, considerando os critérios utilizados nos leilões para contratação de energia nova, os serviços prestados por diferentes fontes, os custos de investimento/operação/infraestrutura/ambientais, e os subsídios e isenções aplicáveis.

335. Ademais, vale ressaltar que a EPE vem aperfeiçoando a metodologia de expansão do setor

elétrico, por meio do desenvolvimento do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), que considera os custos de investimento em novas plantas de geração, por tecnologia, incluindo usinas hidrelétricas, fontes renováveis, termelétricas a ciclo aberto ou combinado, usinas reversíveis e custo de ampliação da transmissão. Além dos custos de investimento, cada fonte é detalhada no modelo respeitando suas características operativas, tais como sazonalidade na produção de energia e capacidade de contribuição de potência para a demanda de ponta (peça 112, p. 6).

336. No que se refere aos instrumentos de adaptação do setor elétrico à entrada de fontes renováveis, a partir dos procedimentos aplicados, não se identificaram impedimentos de mercado à expansão dessas fontes, porém registraram-se outras barreiras. Assim, passa-se ao relato dos Achados de Auditoria referentes à Questão 4 da Matriz de Planejamento da Auditoria Coordenada (peça 140), quais sejam: dificuldades técnicas que podem reduzir atratividade da expansão da geração distribuída; dificuldades regulatórias à expansão de usinas de geração híbrida; ausência de avaliação dos custos e benefícios dos reservatórios de empreendimentos hidrelétricos frente às outras maneiras de se compensar a intermitência de fontes renováveis; e, como boa prática, registrou-se que os efeitos das mudanças climáticas têm sido considerados no processo de planejamento do setor elétrico.

III.4.1 - Dificuldades técnicas que podem reduzir atratividade da expansão da geração distribuída

337. Parte das redes de distribuição de grandes centros do País possui características técnicas que dificultam a injeção de energia oriunda de mini e micro geração distribuída, não havendo tratamento específico para esse ponto na regulamentação afeta ao tema.

338. A área técnica da Aneel informa que essas instalações possuem configurações específicas, denominadas de rede tipo Reticulado Dedicado, as quais existem no centro de alguns grandes municípios, como Brasília, São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, e possuem características e proteções particulares que impedem a injeção de energia na rede (peça 111, p. 1).

339. Essa é a situação, por exemplo, com a qual se depararam o próprio Tribunal de Contas da União (TCU), a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e o Tribunal Superior Eleitoral (TSE), enquanto consumidores de energia elétrica e proprietários de mini usinas de geração fotovoltaica, situados na área central de Brasília. Tais instituições estão na vanguarda de órgãos públicos federais que optaram por investir em geração distribuída. Maiores detalhes sobre a mini usina e o modelo de contratação utilizado pelo TCU, que inclui aferição de performance, estão disponíveis no Apêndice G.

340. Dadas as dificuldades identificadas, eventuais obras necessárias na rede para acomodação da energia podem exigir participação financeira do consumidor, custeando, em alguns casos, obras consideravelmente dispendiosas. Isso pode inviabilizar, financeiramente, a implementação da geração distribuída nessas instalações (peça 111, p. 1).

341. A Agência informa que, embora existam entraves técnicos à conexão de geração distribuída nessas redes, não consta na regulamentação vigente (Resolução Normativa Aneel 482/2012 e Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST) qualquer limitação de conexão de micro e mini geradores em função da configuração da rede da distribuidora (peça 111, p. 1).

342. O Regulador destaca, ainda, que as regras aplicáveis à micro e mini geração estão sendo revisadas pela Aneel, com prazo de conclusão até o final de 2019, e que esse tema deverá ser debatido na Audiência Pública correspondente (peça 111, p. 1). De qualquer forma, já traz algumas contribuições preliminares acerca do assunto no Ofício 6/2019-AIN/ANEEL (peça 206, p. 3)

(...) é importante destacar que, apesar de a impossibilidade de injeção de energia pela mGD diminuir a atratividade do investimento, é possível que, na maioria dos casos de rede reticulada, a possibilidade de injeção implique em custos de ajuste de rede consideravelmente superiores à energia não injetada. Nesses casos, se esses custos forem atribuídos ao micro ou minigerador, o investimento em mGD será ainda menos atrativo e se, por outro lado, esses custos fossem repassados aos demais consumidores, estar-se-ia imputando um aumento tarifário superior ao benefício que a geração distribuída aportaria ao setor.

343. Dada a oportunidade de discussão da questão, em virtude do supracitado processo de revisão

das regras, bem como sua relevância, visto que a impossibilidade de injeção de energia de mGD na rede pode diminuir a atratividade, ou até mesmo inviabilizar algumas instalações, entende-se conveniente reforçar, junto à Aneel, a necessidade de que o tema seja endereçado, mediante recomendação.

344. Assim, propõe-se recomendar à Aneel que discuta e dê tratamento regulatório, no âmbito do processo de revisão das regras afetas à mini e micro geração, à questão da dificuldade técnica de injetar-se energia advinda dessas instalações geradoras nas redes do tipo Reticulado Dedicado.

III.4.2 - Dificuldades regulatórias à expansão de usinas de geração híbrida

345. A implementação de usinas de geração de energia elétrica híbridas é dificultada em razão da ausência de tratamento regulatório quanto a vários parâmetros relativos a esse tipo de instalação.

346. A Nota Técnica EPE-DEE-NT-011/2018-r0 (peça 152) buscou levantar quais as principais limitações regulatórias à entrada de usinas híbridas no setor elétrico brasileiro. Para isso, a EPE inicialmente qualificou essas usinas em dois tipos mais relevantes:

(i) Usinas Associadas: quando duas ou mais fontes energéticas distintas, com características de produção complementar e fisicamente próximas compartilham física e contratualmente a infraestrutura de conexão de acesso à rede básica ou de distribuição (peça 152, p. 12); e

(ii) Usinas Híbridas *Stricto Sensu*: aquelas em que distintas fontes se combinam ainda no processo de produção elétrica, não sendo possível distinguir qual fonte primária foi responsável pela produção de determinada energia elétrica (peça 152, p. 13). São exemplos de usinas híbridas *stricto sensu* plantas solares heliotérmicas com queima de biomassa, em que o vapor produzido por ambas as fontes é aproveitado na mesma turbina; e usinas fotovoltaicas que compartilhem os conversores dos aerogeradores, dispensando o uso dos inversores fotovoltaicos.

347. As usinas associadas, embora utilizem equipamentos de geração distintos, podem compartilhar a mesma infraestrutura de conexão à rede, podendo contratar capacidade de transmissão inferior à soma de suas potências. Isso pode trazer economia ao sistema, pois as instalações de transmissão ou distribuição podem ser subdimensionadas, bem como ao empreendedor, que pode contratar uma capacidade menor.

348. Esse tipo de configuração, contudo, traz maior complexidade às discussões em função do denominado *curtailment*, que é a necessidade de eventualmente deixar de escoar parte da energia gerada em virtude da limitação da rede (peça 152, p. 12). O *curtailment* carece de ajustes regulatórios e contratuais.

349. A Nota Técnica EPE-DEE-NT-011/2018-r0 aponta, ainda, as seguintes lacunas/oportunidades de aprimoramento da regulamentação (peça 152, p. 27-29):

- a. Necessidade de criar a categoria “Usinas Híbridas”, para fins de tratamento regulatório;
- b. Aprimorar as regras atinentes ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição, de modo a acomodar a possibilidade de contratação de capacidade inferior à soma das potências das fontes que compõem a usina híbrida, no caso de usinas associadas;
- c. Definir os requisitos a serem cumpridos pelas usinas para conectarem-se à rede; e
- d. Avaliar as possíveis combinações de fontes, as formas de contratação e as especificidades de cada contrato.

350. Ao ser questionada sobre as limitações indicadas na referida nota técnica, a Aneel alegou (peça 138) que existe previsão de abertura de Consulta Pública sobre o tema para o segundo semestre de 2018 (ainda não realizada), momento em que serão colhidos subsídios junto à sociedade para a formatação da regulamentação afeta às usinas híbridas. Afirmou, contudo, que não há data exata definida.

351. A Agência informou também que os Contratos de Compra de Energia nos Sistemas Isolados

já possuem cláusula que dispõe sobre a hibridização de usinas (peça 138, p. 1). Ademais, ainda sobre as limitações, apontou que foram identificadas, de forma preliminar, questões de contratação de acesso e uso do sistema de transmissão e distribuição, de adequações na outorga de autorização das usinas e questões referentes à hibridização de usinas hidráulicas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (peça 138, p. 2).

352. No entendimento do Regulador, o conhecimento acerca dos próprios entraves à expansão das usinas híbridas será aprofundado quando da realização da consulta pública (peça 138, p. 2).

353. Ressalta-se que a construção de arcabouço regulatório que viabilize a implementação e o crescimento de usinas híbridas pode configurar impulso relevante à expansão das fontes renováveis. A própria EPE alega que estudos indicam que a correta modulação do *curtailment*, por exemplo, pode reduzir o custo total de geração e maximizar a penetração de fontes renováveis (peça 152, p. 19).

354. Como já existe previsão de abertura de Consulta Pública para discutir o tema, propõe-se determinar à Aneel que, em um prazo de 360 dias, informe ao Tribunal acerca das conclusões da Consulta Pública que analisará a possibilidade de adoção de ações em âmbito regulatório para facultar a implantação de empreendimentos híbridos.

III.4.3 - Ausência de avaliação dos custos e benefícios dos reservatórios de empreendimentos hidrelétricos frente às outras maneiras de se compensar a intermitência de fontes renováveis

355. A expansão de oferta de energia não tem se baseado em avaliação aprofundada dos custos e benefícios dos empreendimentos hidrelétricos com reservatórios de regularização, frente às suas alternativas.

356. Essa constatação mostra-se recorrente em fiscalizações deste TCU, como se observa no TC 012.949/2013-2, de relatoria do Ministro Augusto Sherman, no qual se concluiu pela ausência de estudos por parte dos órgãos do setor a respeito da melhor forma de ampliação do parque gerador de eletricidade, o que leva ao risco de fazê-lo fora dos pontos de economicidade, segurança e preservação do meio ambiente.

357. No âmbito do supracitado TC, exarou-se o Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, com deliberação de sorte a conduzir à realização de estudos que busquem a identificação clara dos custos e benefícios econômicos e socioambientais da utilização de cada tecnologia de geração de energia elétrica (hidrelétrica, termonuclear, térmica convencional, eólica, etc.), considerando as possibilidades, os requisitos e os efeitos de sua inserção na matriz energética brasileira e na expansão do parque gerador. Esses estudos deverão contemplar, entre outros, análise da utilização de usinas hidrelétricas com reservatório, respectivo porte ótimo, em confronto com as a fio d'água.

358. Outra fiscalização que contemplou essa problemática foi o Relatório Sistêmico de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica elaborado com o objetivo de fornecer uma visão panorâmica do setor elétrico brasileiro, abordando potenciais deficiências, riscos e oportunidades de melhoria (TC 013.099/2014-0), julgado pelo Acórdão 993/2015-Plenário. Naquela ocasião registrou-se a patente opção do governo pela construção de usinas hidrelétricas exclusivamente a fio d'água (peça 135, p. 2):

359. Ressalta-se que a viabilização de grandes usinas hidroelétricas (UHE) foi alvo de análise minuciosa em auditoria operacional realizada no âmbito do TC 029.192/2016-1. Na ocasião, foram constatadas deficiências na estruturação de grandes usinas hidrelétricas sob o enfoque socioambiental, pois não há avaliação devida dos impactos e benefícios em relação às alternativas existentes. Concluiu-se que decisões relativas ao desenvolvimento de projetos de grandes hidrelétricas são tomadas **sem que haja a devida interação entre o planejamento do setor elétrico brasileiro e os órgãos intervenientes, sendo necessária uma maior integração das políticas socioambientais antes mesmo da deflagração dos processos de estruturação dos empreendimentos para subsidiar as decisões.**

360. A referida conclusão foi reforçada pela análise do caso concreto acerca da exploração do aproveitamento hidrelétrico de São Luiz do Tapajós, no qual foi constatado que a não realização de

estudos técnicos suficientes para inclusão dessa usina em processo licitatório decorreu da indefinição na avaliação do aspecto socioambiental, em razão de uma série de desencontros e controvérsias entre o Ibama e a Funai, entidades responsáveis pelo licenciamento.

361. No âmbito do mesmo processo, foi expedida determinação, por meio do Acórdão 2.723/2017-TCU-Plenário, para que sejam adotadas ações visando à efetiva integração entre os diferentes atores envolvidos no planejamento e coordenação dos principais empreendimentos hidrelétricos estudados no país, mediante a institucionalização de ferramenta voltada à realização de uma avaliação sistêmica que possibilite a escolha da melhor alternativa para expandir a geração de energia elétrica.

362. Ainda sobre a melhor opção de expansão da oferta de energia elétrica, a Aneel manifestou-se (peça 93, p. 2-10) no sentido de que a predominância de usinas hidrelétricas sem reservatório, também conhecidas como usinas a fio d'água, não representa a melhor forma de aproveitamento do potencial hidráulico do Brasil.

363. A Agência ressalta que o potencial hidráulico do País, sendo um bem dominical, conforme dispõe a Constituição, é um bem indisponível, e que a própria legislação brasileira – Lei 9.074/1995 – estabelece a obrigatoriedade do aproveitamento ótimo dos cursos d'água ao tratar do potencial hidráulico para geração de energia elétrica.

364. A Aneel salienta também que o modelo de hidrelétricas sem reservatório de acumulação foi adotado não por opção de planejamento, mas pela dificuldade que envolve o licenciamento ambiental de usinas com grandes reservatórios. Segundo a Agência (peça 93, p. 3):

Essa percepção de que os reservatórios a fio d'água são mais facilmente licenciáveis parece equivocada, ao ver da SCG, pois não são levados em conta, objetivamente, os impactos negativos da ausência de regularização dos reservatórios e os seus benefícios econômicos e sociais desses aproveitamentos.

365. Além disso, expõe o Regulador que, com o crescimento das fontes intermitentes no Brasil, principalmente da energia eólica, será necessário o aumento de outras fontes despacháveis para suprir a demanda energética, sendo a geração hidrelétrica a melhor alternativa. Por isso, a construção de hidrelétricas com reservatórios de acumulação ganha ainda mais importância, pois em caso de ausência desses, o suprimento da energia nos períodos sem ventos será realizado por usinas térmicas, as quais tendem a ser mais caras e poluentes.

366. De fato, os reservatórios de hidrelétricas poderiam ser uma ferramenta relevante na gestão dos recursos energéticos, funcionando analogamente a uma bateria que armazena não energia elétrica, mas energia potencial, na forma de água estocada.

367. A capacidade de armazenamento das UHE pode se constituir em diferencial competitivo nacional, dado o crescimento da participação das fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, no setor elétrico brasileiro. As UHE com reservatório podem, inclusive, ampliar a oferta de serviços ancilares para o SIN.

368. A Agência ressalta alguns incentivos já devidamente normatizados que dão preferência a empreendimentos hidrelétricos com capacidade de regularização: a Resolução Normativa 673/2015 e a Resolução Normativa 672/2015, ambas da Aneel (peça 93, p. 3). Esses incentivos, porém, se restringem a empreendimentos de pequeno porte. A decisão sobre a concessão de UHE de grande porte (com ou sem reservatório) está na seara da tomada de decisão do MME.

369. Acerca da atuação dos órgãos ambientais na elaboração de estudos para identificação de potenciais hidrelétricos, a Aneel ressalta que sua Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração está intensificando o diálogo com os órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental e pela gestão de recursos hídricos, de forma a monitorar e colaborar com o processo de licenciamento de projetos já existentes.

370. Por fim, a Aneel afirma que está participando das ações que estão sendo tomadas em relação

à determinação do TCU no supracitado Acórdão 2.723/2017-TCU-Plenário, que, em seu item 9.1.2.1, determina à Casa Civil a elaboração de plano de ação para tornar efetiva a integração entre os diferentes atores envolvidos no planejamento e coordenação dos principais empreendimentos hidrelétricos no país.

371. Mais recentemente, o próprio governo sinalizou pela mudança de posição em relação a não licitação de concessão de UHE com reservatório. Na Reunião de 4/7/2018 do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico (CMSE), diante da perda da regularização do SIN causada pela expansão de fontes renováveis intermitentes, aí incluídas as centrais eólicas e solares, e de hidrelétricas sem reservatório, concluiu-se pela necessidade de se retomarem as discussões sobre os novos empreendimentos hidrelétricos, conforme trecho abaixo (peça 97, p. 1):

Plano da Operação Energética 2018/2022: O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS apresentou os resultados do Plano da Operação Energética para o período de 2018 a 2022, ressaltando que o equilíbrio estrutural de oferta e demanda está assegurado. Todavia, a perda de regularização do Sistema Interligado Nacional – SIN, devido à expansão baseada principalmente em usinas eólicas, solares e hidrelétricas sem reservatórios de acumulação, deve levar à maior dependência das estações chuvosas. O ONS recomendou a valoração dos atributos das fontes na expansão, de forma a prover mais inércia ao SIN. O CMSE entendeu a necessidade de se retomar as discussões acerca de novos empreendimentos hidrelétricos.

372. Ante o exposto, bem como o que consta de outros acórdãos em que este Tribunal se manifestou, cujas sínteses estão disponíveis no Apêndice B, fica assente o grande potencial das usinas hidrelétricas com reservatório para atuarem como reguladoras da oferta de energia, mitigando o efeito da intermitência das crescentes fontes não despacháveis. Resta clara, ainda, a ausência de estudos que comparem os atributos das fontes quando da decisão de expansão da oferta, em especial entre térmicas e hidráulicas com reservatório, porquanto são despacháveis.

373. Vem à tona novamente a necessidade de evoluir a precificação dos atributos das diversas fontes de energia elétrica, considerando todas as externalidades positivas e negativas. A adequada valorização da capacidade de regularização dos reservatórios e de seus custos socioambientais é essencial para direcionar as decisões de expansão da matriz elétrica brasileira.

374. Ademais, verifica-se que o principal empecilho à expansão das UHE tem sido socioambiental, sobretudo em decorrência da falta de articulação entre os entes do setor elétrico e os do setor ambiental, e da ausência de regulamentação do art. 231, § 3º, da Constituição Federal, que trata do aproveitamento de recursos hídricos em terras indígenas.

375. Esses pontos já foram objeto de diversas deliberações desta Corte, consoante apontado anteriormente, e entraram no radar do CMSE, que concluiu que a discussão sobre a implantação de usinas hidrelétricas com reservatório deve ser retomada.

376. Diante da amplitude das deliberações já exaradas por este Tribunal, em especial os Acórdãos 2.723/2017 e 1.631/2018, ambos do Plenário, os quais serão ainda monitorados, entende-se não ser necessário emitir novas recomendações ou determinações. Vislumbra-se que os encaminhamentos existentes são suficientes para impulsionar os órgãos e entidades para o equacionamento das questões levantadas.

377. Como já existe processo aberto para o monitoramento do Acórdão 2.723/2017-TCU-Plenário (035.078/2017-0), e considerando a complementariedade dessa decisão com as deliberações do Acórdão 1.631/2018-TCU-Plenário, propõe-se, por economia processual, que o monitoramento quanto à ausência de avaliação dos custos e benefícios dos reservatórios de empreendimentos hidrelétricos frente às outras maneiras de se compensar a intermitência de fontes renováveis seja realizado no referido processo, sendo-lhe juntado cópia deste relatório, do voto e da decisão a ser proferida na presente fiscalização.

378. Quando da oportunidade de manifestação dos gestores para a contribuição com o relatório preliminar, a EPE trouxe elementos importantes que podem servir de subsídio no monitoramento da mencionada decisão, inclusive destacando novas iniciativas realizadas no âmbito do PDE 2027,

recentemente publicado. Nesse sentido, a peça 203 deste processo será juntada ao TC 035.078/2017-0 para subsidiar a análise do atendimento das deliberações realizadas pelo TCU acerca da questão.

III.4.4 - Os efeitos das mudanças climáticas são considerados no processo de planejamento do setor elétrico

379. De início, salienta-se que, além das medidas de mitigação da atividade antrópica em relação à mudança do clima, que basicamente são as providências para a redução da emissão de gases de efeito estufa, também são importantes as medidas de adaptação à nova realidade que se impõe. No caso da geração da eletricidade no Brasil, como a matriz é predominantemente baseada em energia hidrelétrica, é fundamental a adaptação às novas condições hidrológicas resultantes das mudanças climáticas.

380. Sendo assim, buscou-se identificar se existem apontamentos nos instrumentos de planejamento do setor elétrico no que toca à consideração dos efeitos da mudança do clima. Ao analisar os últimos planos decenais de expansão de energia, verificou-se que o PDE 2026 foi o primeiro a considerar os efeitos das mudanças climáticas no sentido de adaptação do planejamento do setor elétrico, pois os PDE anteriores somente traziam as medidas de mitigação relativas à redução das emissões.

381. Cabe trazer trecho do referido documento que trata do assunto (peça 134, p. 94):

A relação entre mudanças climáticas e o setor energético manifesta-se também com relação ao subsetor de energia elétrica — e o segmento de geração de eletricidade em particular. O entendimento desta relação pode ser facilitado quando se considera separadamente as dimensões de mitigação e de adaptação a mudanças climáticas.

Emissões de gases do efeito estufa originadas no segmento de geração de eletricidade brasileiro respondem atualmente por parcela comparativamente baixa das emissões totais do país em comparação com valores típicos internacionais, mesmo quando todo o ciclo de vida de projetos de geração é considerado (incluindo eventuais alterações no uso do solo). Ainda assim, a discussão sobre emissões do segmento é objeto de atenção e análise da EPE, como o leitor verificará através das discussões sobre emissões neste capítulo. A relação do segmento de geração de energia elétrica com fenômenos inter-setoriais com impactos sobre emissões, como a participação de veículos elétricos na frota brasileira, também são objeto de estudo da EPE.

O enfoque deste box recai, entretanto, sob ações de adaptação do segmento de geração aos efeitos de mudanças climáticas. O aquecimento global pode ter consequências severas sobre a oferta de eletricidade no Brasil. Essa oferta atualmente se baseia fortemente em fontes renováveis (com destaque para a hidroeletricidade), que podem ter sua confiabilidade e disponibilidade afetadas pelas condições climáticas futuras. A EPE entende ser importante identificar o mix ótimo de medidas de adaptação, que podem envolver desde diversificação da matriz de tecnologias de geração até intervenções específicas, como medidas de conservação de bacias hidrográficas.

O primeiro passo nos esforços de adaptação do segmento de geração hidrelétrica é, no entanto, produzir diagnósticos dos efeitos possíveis de mudanças climáticas, com a tradução de incertezas em cenários de variação da demanda e oferta de eletricidade. Em particular, considerando que 70% da geração do Brasil é hidrelétrica, é importante avaliar o impacto de cenários que afetam a disponibilidade de recursos hídricos em decorrência de mudanças climáticas. A EPE já está se debruçando sobre esta tarefa, em esforço que continuará em planos vindouros.

382. Diante da importância da construção de cenários para um melhor planejamento do setor elétrico, o PDE 2026 (peça 134, p. 94-95) traz diversos estudos que estão sendo levados em consideração. No entanto, mesmo com a pluralidade de conclusões, podem ser destacados os seguintes pontos (peça 134, p. 95):

- As dimensões do Brasil tornam a diversidade de cenários climatológicos relevantes, pois as mudanças climáticas podem afetar de forma bastante distinta as diversas bacias do SIN;
- É interessante o estudo abranger não apenas fontes hídricas, pois nas referências há indicações de que as mudanças climáticas podem alterar a disponibilidade de outras fontes como a biomassa e a fotovoltaica;
- As mudanças de uso do solo podem ter influência bastante significativa no regime de chuva e de afluência;

- O acoplamento entre modelos climáticos e de simulação hidrológica pode introduzir vieses nos resultados, devido às diferenças de escalas; e
- O uso de técnicas estatísticas avançadas permite obter resultados ágeis e de qualidade, porém não permite representar o processo físico, principalmente quanto às mudanças de uso do solo.

383. Por fim, o PDE 2026 destaca a importância também da otimização do consumo de energia elétrica como uma das medidas de adaptação necessária aos efeitos das mudanças climáticas (peça 134, p. 95). Essa iniciativa é extremamente pertinente, vez que atua no sentido de redução de desperdícios, e por consequência, redução da demanda de energia elétrica. A otimização do consumo evita a exploração inapropriada dos recursos naturais, bem como a emissão de gases poluentes. Em razão de limitação de escopo, repise-se, a presente fiscalização não contempla a avaliação de iniciativas relativas a eficiência energética. Esse tema, no entanto, poderá ser objeto de outras fiscalizações, em momento oportuno.

384. Além da verificação dos instrumentos de planejamento, foi feito questionamento ao MME acerca da consideração dos efeitos da mudança do clima na geração das fontes renováveis. O Ministério respondeu, na Nota Informativa 9/201//DDE/SPE (peça 104, p. 5), que está desenvolvendo estudo a respeito com o objetivo de “avaliar a consistência das ferramentas e metodologias para análise de impacto das mudanças climáticas junto ao setor elétrico brasileiro”. Segundo o MME, o nome desse estudo é “Análise dos Reflexos das Mudanças Climáticas nas Metodologias de Planejamento de Sistemas Elétricos”, e está sendo desenvolvido com o apoio financeiro do Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), com previsão de término no final de 2018.

385. Diante da competência do MMA na avaliação de políticas relacionadas a medidas de mitigação da mudança do clima, também foi feito questionamento ao MMA. No Despacho 27.473/2018-MMA (peça 72, p. 3), esse Ministério afirma acreditar que as projeções dos efeitos da mudança do clima são consideradas, sim, no planejamento do setor elétrico, pois a EPE, que é a responsável pela elaboração do PDE e do PNE, também é a entidade responsável pelos dados que subsidiam a definição do fator de emissão do setor elétrico constante das Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil produzidas pelo MCTIC.

386. Além disso, a EPE também foi responsável pela elaboração dos cenários sobre o potencial de redução de emissões de GEE pelo setor elétrico que subsidiaram a definição da meta da NDC brasileira.

387. Em reunião realizada com o MCTIC, órgão responsável pela administração do Sistema de Registro Nacional de Emissões (Sirene), cujo objetivo principal é disponibilizar os resultados do Inventário Nacional de Emissões Antrópicas por Fontes e Remoções por Sumidouros de Gases de Efeito Estufa, questionou-se qual a participação desse Ministério na formulação do planejamento do setor elétrico. Em resposta, (peça 101, p. 4-5), o MCTIC informou que o MME vem abrindo espaço para o aumento da participação desse ministério na elaboração dos instrumentos de planejamento do setor energético. Como exemplo, menciona a participação na elaboração do PNE 2050, que está em curso.

388. O MCTIC também apresentou o estudo “Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chave do Brasil”, elaborado em parceria com a ONU Meio Ambiente e com recursos do Global Environment Facility (GEF). De acordo com o MCTIC, esse trabalho teve a

finalidade de auxiliar a tomada de decisão sobre ações que potencialmente reduzam emissões de gases de efeito estufa (GEE) nos setores-chaves da economia brasileira: indústria, energia, transportes, domicílios e serviços, AFOLU [Agricultura, Florestas e Outros Usos do Solo], gestão de resíduos e outras alternativas intersetoriais. O objetivo principal é o fortalecimento da capacidade técnica do Governo Brasileiro na implementação de ações de Mitigação de GEE. O projeto estimou os potenciais e custos de abatimento de emissões de GEE, mediante uma análise integrada econômico-energética, para o período entre 2012 e 2050 nos diferentes setores-chaves citados. Mais informações sobre esse estudo acessar o link: <http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/textogeral/OpcoesDeMitigacaoDeEmissoesdeGasesDeEfeitoEstufa.html> (peça 101, p. 4)

389. Portanto, conclui-se que os efeitos das mudanças climáticas estão sendo cada vez mais

incorporados no planejamento do setor elétrico, o que pode ser apontado como uma boa prática. Além de já existir consideração sobre o tema no PDE 2026, existe estudo em curso com vistas a fortalecer a consistência da análise dos impactos. Outro ponto positivo é a participação do MMA e do MCTIC na elaboração dos instrumentos de planejamento do setor energético, pois esses ministérios possuem, dentre suas atribuições, competências relacionadas à questão e podem ajudar na avaliação do que deve ser feito. Esse último aspecto pode ser fortalecido com a formalização de como se dá essa participação, como foi exposto em constatação anterior deste relatório.

IV. ANÁLISE DOS COMENTÁRIOS DOS GESTORES

390. Em atendimento às orientações do Manual de Auditoria Operacional do TCU (Portaria-Segecex nº 4/2010), mais especificamente em seus itens 185 a 189, a versão preliminar do relatório de auditoria foi encaminhada aos gestores dos órgãos e entidades auditados no âmbito da presente fiscalização, com o objetivo de dar oportunidade de manifestação sobre os pontos levantados. A Tabela 10 contém indicação dos ofícios enviados, bem como dos respectivos documentos com comentário dos órgãos/entidades.

Tabela 10 – Lista de comunicações, por órgão/entidade

Órgão/Entidade	Comunicação inicial		Manifestação dos gestores	
	Ofício TCU Seinfra Elétrica	Peça	Resposta de comunicação	Peça
Aneel	0002/2019	167	Ofício nº 6/2019-AIN/ANEEL	206
BNB	0003/2019	168	Ofício DIRET/06-2019	205
BNDES	0004/2019	169	Ofício AT – 014/2019	198
Casa Civil da Presidência da República	0005/2019	170	Ofício nº 571/2019/SE/CC/PR	207
EPE	0006/2019	171	Ofício nº 0071/EPE/2019	203
IBAMA	0007/2019	172		
MIN	0008/2019	173		
IPEA	0009/2019	174	Ofício nº 26/2019/PRESI/IPEA	199
MCTIC	0010/2019	175	Ofício nº 4126/2019/SEI-MCTIC	197
MMA	0011/2019	176	Ofício nº 1098/2019/MMA	204
MME	0012/2019	177	Ofício nº 30/2019/SE-MME	201
ONS	0013/2019	178		
Secretaria de Governo da Presidência da República	0014/2019	179	Ofício nº 47/2019/SEGOV-SE	200
Ministério da Economia	0015/2019	180		
MRE	0016/2019	181	Ofício nº 11 DE/SGEF/SG/QITC QIAU ENER	202

391. Os seguintes órgãos/entidades não se manifestaram: IBAMA, MIN, ONS e Ministério da Economia.

392. Em primeiro lugar, ressalta-se que foram feitas algumas sugestões de alterações, modificações ou acréscimos no texto pelos órgãos e entidades ouvidos que foram incorporados sem maiores comentários a respeito, já que apenas trazem contribuição para melhor clareza e compreensão dos pontos levantados no relatório e não afetam o mérito das constatações ou dos encaminhamentos que estão sendo propostos.

393. Menciona-se que as manifestações da Secretaria de Governo da Presidência da República, do IPEA e do BNB referendaram integralmente os apontamentos realizados no relatório preliminar que tinham alguma relação com as atribuições desses órgãos/entidades. Assim, não propuseram nenhuma alteração quanto às conclusões da equipe de auditoria.

394. À peça 210 dos autos, segue, em detalhe, a avaliação quanto às manifestações dos órgãos e entidades que apresentaram algum questionamento quanto ao mérito das constatações, bem como uma breve análise quanto aos comentários feitos com a indicação se houve alteração ou não em relação às conclusões do relatório preliminar.

V. CONCLUSÃO

395. O presente trabalho tratou de auditoria operacional com intuito de avaliar a eficiência e a efetividade das políticas públicas de inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

396. Mais especificamente, o trabalho abordou os compromissos internacionais assumidos para expansão de energias renováveis e se há diretrizes governamentais claramente definidas para essas fontes; se as políticas públicas afetas a essas fontes estão normatizadas e sistematizadas, com instrumentos de acompanhamento, indicadores, avaliação de resultados, transparência e participação social; se existe articulação ou coordenação entre os atores governamentais responsáveis; e se o planejamento governamental prevê mecanismos destinados a adaptar o sistema elétrico à maior participação de renováveis, especialmente no tocante à modicidade tarifária, à segurança da operação e aos impactos ambientais.

397. Ressalta-se que, ainda que as medidas para aumento da eficiência energética estejam altamente correlacionadas com a otimização do sistema e redução das emissões de gases de efeito estufa, simplesmente pelo não desperdício de energia elétrica, entende-se que, em função da complexidade e extensão desse assunto, é apropriado tratá-lo em auditoria exclusiva. Assim, o assunto não foi abordado nesta fiscalização.

398. Nesta fiscalização, constatou-se que inexistem diretrizes claras sobre a expansão da geração distribuída. Todos os aspectos do tema vêm sendo estabelecidos de forma esparsa por diferentes políticas públicas ou pela regulação. Entendeu-se, no entanto, que a existência de uma visão de governo mais ampla e definida sobre o assunto trará benefícios ao setor, dada a capacidade da geração distribuída contribuir com o alcance de metas internacionais de cunho ambiental, bem assim com as peculiaridades da forma de financiamento dessa modalidade, que pode envolver subsídio cruzado entre os consumidores.

399. Verificou-se, também, que a meta indicativa da NDC brasileira do Acordo de Paris relacionada a fontes renováveis não é clara. Isso causou dissidência no entendimento sobre o percentual de renováveis a serem introduzidas na matriz elétrica brasileira incluir ou não as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e as centrais geradoras hidrelétricas (CGH). Ainda que seja uma meta meramente indicativa para o cumprimento da redução das emissões de gases de efeito estufa, entende-se que o alinhamento do governo quanto ao entendimento do que está previsto em acordos internacionais que envolvem as políticas do setor seja importante para a implementação das respectivas medidas.

400. Com relação aos incentivos às fontes renováveis, verificou-se a ausência de avaliação dos resultados, o que impede o conhecimento da efetividade das estratégias adotadas. Também se constatou que inexistem sistematicamente de redução progressiva dos incentivos.

401. Quanto às iniciativas do governo brasileiro para o incremento dessas fontes, pode-se dizer que os leilões têm se mostrado instrumentos adequados para a expansão das energias renováveis na matriz elétrica brasileira, principalmente em razão da queda dos custos das novas tecnologias, juntamente com o potencial dessa estratégia de alcançar preços mais baixos, por meio da competição.

402. Além disso, essa política permite uma melhor definição da quantidade a ser alocada nos certames de energia nova com vistas ao atendimento da demanda energética. A utilização cada vez maior

de leilões nos outros países ratifica a adequação dessa estratégia para o incremento das fontes limpas no *mix* energético.

403. Entretanto, a ausência de critérios objetivos para a definição das fontes a serem ofertadas é um ponto a ser equacionado pelo MME, uma vez que eleva o risco de influência de terceiros na definição das tecnologias a serem leiloadas. Entende-se que a definição de uma sistemática que estabeleça esses critérios aumentaria a transparência do processo, diminuiria uma possível assimetria de informações e incrementaria a confiabilidade institucional, favorecendo uma maior adesão aos objetivos estratégicos para a matriz elétrica brasileira.

404. Em relação aos sistemas isolados, no relatório que subsidiou o Acórdão 2.659/2017-TCU-Plenário, vislumbrou-se a possibilidade de adoção de sistemas híbridos de geração formados por sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia por meio de baterias e geradores a diesel em substituição ao modelo atual baseado em combustíveis fósseis, com vantagens econômicas, sociais e ambientais. No entanto, na presente fiscalização, constatou-se que houve avanços nos mecanismos que possibilitam a avaliação da peculiaridade de cada sistema, de modo a permitir a adoção de fontes renováveis ou de usinas híbridas, a exemplo de leilão para atendimento a Boa Vista. De toda sorte, uma análise sobre os resultados desse leilão será objeto de fiscalização específica determinada pelo Plenário, a qual terá por objeto a matriz para suprimento de energia elétrica do estado de Roraima. Salienta-se que está sendo objeto de análise, no âmbito da Reguladora, a realização de leilões piloto de eficiência e de armazenamento de energia para o estado de Roraima, diante dos grandes índices de perda de energia no sistema isolado desse Estado. Caso se verifique a adequação dessa opção, levando-se em conta os diversos aspectos envolvidos, esse modelo poderá ser replicado em outros sistemas isolados ou até mesmo no SIN, conforme informado pelo MME. Contudo, consoante também salientado por esse Ministério, a alternativa a ser adotada deve ser alvo de comparação com outras, inclusive com a possibilidade de interligação do sistema isolado ao SIN, o que exigiria a construção de linhas de transmissão.

405. Verificou-se, também, existência de subsídios para a geração de eletricidade a partir de carvão, o que seria contraditório em relação ao esforço de diminuição das emissões de gases de efeito estufa, conforme previsto no Acordo de Paris. Ainda que a utilização dessa fonte energética tenha importância para o atendimento da demanda do sistema, principalmente no Subsistema Sul, e gere benefícios econômicos e sociais em alguns municípios de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, foram constatados indícios da incoerência desses incentivos em virtude, principalmente, da possibilidade de utilização do gás natural, energético mais barato e menos poluente, empregado em usinas despacháveis capazes de conferir confiabilidade ao fornecimento de energia. O executivo fez avaliação recente que conclui pela não extensão desses subsídios.

406. Quanto à articulação para a definição do planejamento e das políticas a serem adotadas, vislumbrou-se que existe interação entre os órgãos e entidades envolvidos, inclusive com a realização de *workshops* e grupos de trabalho para a construção dos instrumentos de planejamento do setor elétrico.

407. No entanto, a falta de formalização de como ocorrem essas interações é uma oportunidade de melhoria, na medida em que permite que a coordenação ocorra segundo a discricionariedade do MME. Ressalta-se que praticamente todos os órgãos entrevistados por esta equipe de auditoria opinaram pela necessidade de fortalecimento da articulação governamental para o maior sucesso das políticas de inserção de renováveis.

408. Sendo assim, entende-se que a formalização do processo de coordenação traria diversos ganhos, como a identificação de quais órgãos e entidades precisam ser consultados quando da elaboração e execução de políticas afetas a energias renováveis, respeitando as atribuições e competências de cada agente; o aumento da transparência do processo relativo às políticas públicas, pois seria possível rastrear todos os passos adotados, bem como identificar quais entes participaram de quais etapas; e a redução do risco de agentes importantes não serem escutados no processo.

409. Importante mencionar que, recentemente, o fortalecimento da articulação intergovernamental no setor elétrico foi alvo de deliberação deste TCU no Acórdão 1.631/2018-Plenário, de relatoria do Ministro Augusto Sherman, mais precisamente em seu item 9.8.

410. Ademais, devido ao alto percentual de renováveis na matriz elétrica, constatou-se que uma maior contribuição do setor energético brasileiro para a redução das emissões de gases de efeito estufa e, por consequência, para o cumprimento dos acordos internacionais, passa também por uma transição energética do setor industrial e, principalmente, do setor de transportes.

411. Os especialistas divergem sobre a forma que deve se dar essa transição, se por meio da eletrificação da frota, pois o Brasil possui riqueza de recursos renováveis para a ampliação da oferta de eletricidade, ou por meio da maior produção e utilização de biocombustíveis, notadamente o etanol, visto que existem condições territoriais e tecnológicas que favorecem o aumento da produção de cana-de-açúcar.

412. Diante da complexidade desse assunto, que envolve também a regulação de combustíveis, além de órgãos e entidades relacionados ao setor de transportes e de mobilidade urbana, não foi possível avaliar a articulação entre o setor elétrico e o de transportes no âmbito desta fiscalização. Ainda que tenham sido apresentadas algumas iniciativas governamentais no sentido de mensuração dos impactos da eletrificação da frota, vislumbrou-se a oportunidade de que esses setores avaliem, de forma coordenada, e por meio de estudos, discussões e prospecções de cenários, as alternativas para uma eventual transição energética dos transportes no Brasil. Além disso, considerando o papel do CNPE, sua composição merece uma revisita para poder contemplar o setor de transportes de forma coerente.

413. Identificou-se limitação técnica de injeção na rede dos excedentes de energia gerados por consumidores que dispõem de geração distribuída, em grandes centros do país. Como a regulação atual não trata dessa limitação, entendeu-se oportuno que a Aneel discuta o ponto com os agentes no âmbito da audiência pública que abrirá para rever a regulação afeta ao tema.

414. Verificou-se, ainda, dificuldades regulatórias para a expansão de usinas de geração híbrida. Os regulamentos atuais não abordam diversos aspectos essenciais à viabilização desse tipo de usina, como as formas de contratação e as especificidades de cada contrato. Entende-se que as configurações híbridas podem impulsionar a expansão das fontes renováveis, porquanto possuem potencial de redução do custo total de geração, além de trazer maior confiabilidade para a operação do sistema em razão da existência de complementariedade entre as fontes.

415. No que tange às fontes renováveis e à segurança do suprimento de energia no país, indicou-se como grande entrave à maior expansão das fontes renováveis no Brasil a falta de avaliação comparativa dos custos e benefícios dos empreendimentos para expansão da oferta de energia elétrica quanto aos diversos aspectos – técnico, social, ambiental e econômico – que justifique a decisão adotada pelo governo.

416. Essa ausência de melhor avaliação se dá principalmente entre as alternativas de construção de hidrelétricas, com ou sem reservatório, e de usinas termelétricas, uma vez que fontes energéticas alternativas, como a solar e a eólica, mesmo que tenham apresentado um decréscimo bastante significativo em seu custo nos últimos anos, diante de sua particularidade de intermitência e, por consequência, de limitação de despachabilidade, não possuem características que permitam substituir as primeiras.

417. Destacou-se que esse problema tem sido alvo de apontamento de forma recorrente por este TCU e que uma das causas apontadas são as deficiências no processo de licenciamento socioambiental, pois as decisões que impedem ou retardam a construção de hidrelétricas não consideram a alternativa de substituição dessas usinas por termelétricas, geralmente mais caras e poluentes. Conforme restou demonstrado nesta auditoria, o próprio governo começou a sinalizar pela necessidade de solução desse entrave. Existem deliberações deste TCU que atacam essa problemática nos Acórdãos 2.723/2017-TCU-Plenário e 1.631/2018-TCU-Plenário, que ainda serão monitoradas. Entendeu-se que o monitoramento

dessas deliberações será suficiente para alavancar a solução dessa questão, não sendo necessárias outras determinações ou recomendações neste processo.

418. Verificou-se, contudo, mudança recente nos leilões de contratação de novos empreendimentos eólicos, que passaram para a modalidade por quantidade, ao invés da usual modalidade por disponibilidade. Essa alteração vai ao encontro do esforço para avaliar os reais atributos das fontes, visto que as fontes não despacháveis oneram o sistema com o custo das fontes suplementares acionadas nos períodos em que as primeiras não estão gerando.

419. Ademais, observou-se que cada vez mais são incorporados no planejamento da expansão energética considerações acerca dos efeitos das mudanças climáticas, tanto em relação às necessárias medidas de mitigação no sentido de redução das emissões de gases de efeito estufa, como quanto às medidas de adaptação do setor elétrico para as novas condições resultantes do aquecimento global. Diante dos novos estudos que indicam as consequências maléficas do aquecimento global e da necessidade de medidas adaptativas para esse novo cenário, entende-se que essa incorporação pode ser considerada como uma boa prática.

420. Outra prática que merece menção foi a contratação recente pela EPE de consultoria com vistas à elaboração de uma modelagem para a melhoria do planejamento para a expansão do setor elétrico. Esse estudo tem como um de seus objetivos justamente fazer uma avaliação mais precisa dos atributos das distintas fontes com vistas a trazer os reais custos do incremento de cada tipo de energia para o sistema como um todo. Entende-se que essa avaliação será uma ferramenta importante para a construção de um mix energético que melhor aproveite a complementariedade entre as fontes e que otimize o sistema elétrico levando em conta aspectos econômicos, sociais e ambientais.

421. Ademais, como boa prática, destaca-se que a EPE e o ONS estão coordenando um estudo denominado “*Energy Systems of the Future*”, que visa modelar a expansão e a operação do sistema elétrico nacional com alta participação de fontes eólica e solar. Essa iniciativa auxiliará a trazer respostas mais precisas para a capacidade do sistema elétrico brasileiro absorver novas energias e tecnologias em franco desenvolvimento.

422. Por fim, propõe-se determinar aos gestores que apresentem, em um prazo de 180 (cento e oitenta dias), motivação ao Tribunal, se for o caso, para o não acatamento das recomendações contidas no presente relatório.

VI. PROPOSTA DE ENCAMIHAMENTO

423. Ante o exposto, sugere-se o encaminhamento dos autos ao Gabinete do Exmo. Ministro-Relator Aroldo Cedraz, com as seguintes propostas de encaminhamento, com fundamento nos arts. 71, inciso IV, da Constituição Federal, 1º, inciso II, e 43, inciso I, da Lei 8.443/1992, c/c o art. 250, incisos II e III, do Regimento Interno:

- a) Considerando que os arts. 5º, inciso II, 6º e 13, inciso I, do Decreto 9.203/2017 trazem a definição de diretrizes como estratégia da governança pública, determinar ao Conselho Nacional de Política Energética que, em um prazo de 90 (noventa) dias, apresente plano de ação visando estabelecer diretrizes nacionais para a mini e micro geração distribuída, sugerindo-se que nesse instrumento sejam consideradas as conclusões da Audiência Pública Aneel 001/2019, que está discutindo os impactos dessa modalidade;
- b) Determinar ao Ministério de Minas e Energia (MME) que, em até 180 (cento e oitenta) dias, defina sistemática baseada em critérios técnicos objetivos para a escolha das fontes a serem levadas nos leilões de energia nova, considerando: (I) os objetivos estratégicos para a matriz elétrica brasileira; (II) os atributos de cada fonte quanto ao custo, despachabilidade, segurança energética e externalidades; e (III) as metas internacionais de cunho ambiental;
- c) Determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) que, em um prazo de 360 (trezentos e sessenta) dias, informe ao Tribunal acerca das conclusões da Consulta Pública

que analisará a possibilidade de adoção de ações em âmbito regulatório para facultar a implantação de empreendimentos híbridos;

d) Determinar aos entes e órgãos objeto das recomendações dispostas a seguir que apresentem, em um prazo de 180 (cento e oitenta) dias, motivação ao Tribunal, se for o caso, para o não acatamento das referidas recomendações;

e) Recomendar que o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Ministério do Meio Ambiente (MMA) alinhem o entendimento sobre Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) estarem ou não incluídas no percentual de energias renováveis a que aludem as medidas indicativas das Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) brasileiras, providenciando, se julgarem apropriado, a revisão da redação das referidas NDC, bem como registrando nos documentos pertinentes, a exemplo dos planos do setor elétrico ou de documentos de acompanhamento do Acordo de Paris, qual posição vigorará;

f) Recomendar ao Comitê de Monitoramento e Avaliação dos Subsídios da União (CMAS), em articulação com o MME, que inclua em seu plano de ação a realização de avaliação sistêmica dos resultados dos incentivos de natureza tributária, financeira, creditícia e tarifária destinados a fontes de energia elétrica renováveis, de sorte a prover insumos para aprimoramento das políticas públicas afetas ao tema, incluindo, se for o caso, avaliação quanto à necessidade de manutenção dos incentivos, ou de sua gradual redução;

g) Recomendar ao MME, como órgão responsável pela elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e do Plano Nacional de Energia (PNE), que formalize e sistematize a articulação com os órgãos e entidades que participam da confecção desses instrumentos, definindo, no mínimo: (I) as etapas necessárias à elaboração desses documentos; (II) quais órgãos e/ou entidades serão consultados em cada etapa, segundo suas atribuições e responsabilidades; (III) a forma de comunicação; e (IV) os procedimentos de consolidação das informações coletadas

h) Recomendar à Casa Civil que tome providências para que o Ministério da Infraestrutura passe a integrar o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);

i) Recomendar ao CNPE, em articulação com os demais órgãos pertinentes ao tema, que estabeleça diretrizes nacionais claras acerca da frota de veículos elétricos (e seus variantes) para que as políticas públicas que delas decorrerem e/ou estejam em vigor sejam sinérgicas;

j) Recomendar à Aneel que discuta e dê tratamento regulatório, no âmbito do processo de revisão das regras afetas à mini e micro geração, à questão da dificuldade técnica de injetar-se energia advinda dessas instalações geradoras nas redes do tipo Reticulado Dedicado; e

k) Realizar, por economia processual, o monitoramento quanto à ausência de avaliação dos custos e benefícios dos reservatórios de empreendimentos hidrelétricos frente às outras maneiras de se compensar a intermitência de fontes renováveis no TC 035.078/2017-0, sendo-lhe juntado cópia deste relatório, do voto e da decisão a ser proferida na presente fiscalização.

Brasília/DF, em 28 de março de 2019.

(assinado eletronicamente)
Jonatas Carvalho Silva
Mat. 9.503-6
Auditor (coordenador)

(assinado eletronicamente)
Fernando Simões dos Reis
Mat. 3.608-0
Auditor

(assinado eletronicamente)
Klauss Henry de Oliveira Nogueira
Mat. 7.706-2
Auditor

(assinado eletronicamente)
Rodrigo Almeida Motta
Mat. 9.426-9
Auditor

Apêndice A – Trabalhos de outras Entidades de Fiscalização Superior com relação ao incremento de energias renováveis

Abaixo, estão listadas treze auditorias sobre o tema de energias renováveis e/ou eficiência energética realizadas por EFS dos seguintes países: Argentina, Estados Unidos, Holanda, França, República Tcheca, Alemanha, União Europeia, Reino Unido, Índia e Canadá. O detalhamento da contextualização dessas fiscalizações, da metodologia e critérios utilizados, dos principais resultados e dos encaminhamentos dos trabalhos estão devidamente detalhados no Relatório *Benchmarking* EFS, que consta à peça 133 destes autos.

Auditoría General de la Nación (Argentina)

Objetivo: avaliar a existência e o desempenho de políticas públicas para o setor energético, focada em dois segmentos: fontes de geração de renováveis e programas de eficiência energética. De forma detalhada, buscaram-se as seguintes metas: determinar a existência de políticas e/ou estratégias de energias renováveis e eficiência energética em nível nacional; determinar se a governança das energias renováveis e eficiência energética segue os princípios da boa governança; examinar o desempenho dos instrumentos de política desenvolvidos pela Subsecretaria de Energia Elétrica para energias renováveis e eficiência energética.

Período: dezembro de 2010 a outubro de 2011.

Entidades auditadas: *Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios*

Government Accountability Office (Estados Unidos)

Objetivo: analisar dos apoios estaduais e federais a *utilities* para o desenvolvimento de projetos de geração de eletricidade com capacidade de pelo menos 1 MW conectadas à rede. Mais detalhadamente, buscou-se analisar as seguintes questões: identificação dos principais apoios estatais; exame dos principais apoios financeiros federais fornecidos por meio de despesas, programas de empréstimos e despesas tributárias; exame de como os apoios estaduais e federais impactam no desenvolvimento de novos projetos renováveis e como a redução dos apoios federais pode afetar esse desenvolvimento.

Período: agosto de 2013 a abril de 2015.

Entidades auditadas: como se tratou de uma auditoria para análise de incentivos governamentais, não foram auditados órgãos específicos.

Government Accountability Office (Estados Unidos)

Objetivo: diante da maior introdução de energias renováveis na matriz elétrica, a auditoria buscou analisar as mudanças nos mercados de eletricidade com vistas a descrever as alterações na geração e o consumo de eletricidade desde 2001 e suas implicações nos esforços para manter a confiabilidade e os preços da eletricidade.

Período: novembro de 2014 a maio de 2015.

Entidades auditadas: como se tratou de uma auditoria para análise da evolução do mercado de eletricidade como um todo, não foram auditados órgãos específicos.

Government Accountability Office (Estados Unidos)

Objetivo: analisar as tecnologias disponíveis para clientes residenciais para gerar, armazenar e gerenciar seu consumo de eletricidade. Essas tecnologias incluem sistemas de geração distribuída (por exemplo,

sistemas solares), medidores inteligentes, sistemas de armazenamento distribuído e tecnologias de gerenciamento de eletricidade (por exemplo, veículos elétricos e dispositivos inteligentes). Com vistas ao atendimento desse objetivo, buscou-se descrever as principais políticas federais e estaduais utilizadas para incentivar a implantação dessas tecnologias, o grau em que essas elas estão sendo implantadas e os benefícios e desafios oriundos dessa prática.

Período: setembro de 2015 a fevereiro de 2017.

Entidades auditadas: como se tratou de uma auditoria para análise de implantação e uso de tecnologias, não foram auditados órgãos específicos.

Algemene Rekenkamer (Holanda)

Objetivo: a auditoria teve como objetivo contribuir para a melhoria do funcionamento *da Sustainable Energy Production Plus (SDE+)*, uma estratégia de suporte definida pelo governo com vistas a alcançar um índice de 16% de energias renováveis no consumo de energia do país até 2023. A intenção da auditoria foi aumentar a probabilidade de que os objetivos de energia renovável possam ser alcançados de uma forma rentável, ou seja, com o menor financiamento governamental possível, sem efeitos prejudiciais, por exemplo, sem danos ao meio ambiente.

Período: maio de 2015.

Entidades auditadas: *Ministry of Economic Affairs.*

Algemene Rekenkamer (Holanda)

Objetivo: avaliação das políticas energéticas aplicadas no país levando-se em conta uma revisão de auditorias realizadas no tema realizadas entre 2006 e 2015. A finalidade principal era ampliar o diálogo público com vistas ao atingimento das metas de energias renováveis no país até 2015.

Período: dezembro de 2015.

Entidades auditadas: *Ministry of Economic Affairs.*

Cour des Comptes (França)

Objetivo: avaliação da política energética francesa com foco no desenvolvimento do segmento de energias renováveis.

Período: 2013.

Entidades auditadas: diversos atores públicos e privados como: a Direção Geral de Energia e Clima (DGEC); a Agência para o Ambiente e Gestão de Energia (ADEME); o Departamento do Comissário Geral para o Desenvolvimento Sustentável (CGDD); a *Energy Regulation Commission (CRE)*; e outros.

Nejvyšší Kontrolní Úřad (República Tcheca)

Objetivo: examinar a provisão de recursos financeiros para promover a produção de energia a partir de fontes renováveis, incluindo a avaliação dos resultados alcançados em comparação com as metas estabelecidas e os fundos utilizados.

Período: fevereiro a agosto de 2014.

Entidades auditadas: Ministério da Indústria e Comércio; Agência de Desenvolvimento de Negócios e Investimentos *Czech Invest*, (Praga); Ministério do Meio Ambiente; Fundo Ambiental Estadual da República Tcheca (Praga); Ministro da Agricultura; Fundo Estadual de Intervenção Agrícola (Praga); Gabinete de Regulamentação Energética (Jihlava).

Bundesrechnungshof (Alemanha)

Objetivo: examinar os esforços realizados pelo Ministério Federal da Economia e Energia (BMWi) para implementar a transição energética (*Energiewende*) no país.

Período: 2014 a 2016.

Entidades auditadas: Ministério Federal da Economia e Energia (BMWi).

European Court of Auditors (União Europeia)

Objetivo: examinar se os recursos alocados aos programas de incentivo às renováveis foram aplicados a projetos de geração devidamente priorizados, eficientes e maduros, além do impacto de suas contribuições para o alcance das metas estabelecidas para a UE até 2020. Foram auditados 24 projetos concluídos de geração de energia renovável de nove programas financiados com recursos da UE na Áustria, Finlândia, Malta Polônia e Reino Unido. Os projetos foram nos setores de biomassa, fotovoltaica (FV), heliotérmica e eólica..

Período: 2014.

Entidades auditadas: Fundo Regional Europeu de Desenvolvimento (*European Regional Development Fund — ERDF*) e Fundo de Coesão (*Cohesion Fund — CF*).

National Audit Office (Reino Unido)

Objetivo: examinar os resultados e o desempenho do apoio direto fornecido por fundos públicos para o desenvolvimento, demonstração e implantação de tecnologias de energia renovável, com foco em geração de eletricidade e calor. Para programas com objetivos mais amplos, como, por exemplo, reduzir emissões de carbono, fornecer inovação tecnológica ou fomentar o crescimento econômico, a EFS examinou os gastos e os impactos relacionados à energia renovável, mas não seu desempenho.

Período: julho a novembro de 2009.

Entidades auditadas: Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (*The Department of Energy and Climate Change — DECC*).

Comptroller and Auditor General of India (Índia)

Objetivo: examinar o progresso realizado em relação a três objetivos: (1) aumento da contribuição das fontes renováveis de energia na matriz energética e elétrica da Índia; (2) aumento do acesso à eletricidade e iluminação em áreas remotas e rurais; e (3) promoção da pesquisa, desenho, desenvolvimento e demonstração na área de renováveis

Período: setembro de 2013 a maio de 2015.

Entidades auditadas: Ministério de Energia Nova e Renovável (*Ministry of New and Renewable Energy — MNRE*) e instituições sob sua coordenação, além de agências estatais e departamentos relacionados em 24 estados selecionados.

Office of the Auditor General of Canada (Canadá)

Objetivo: avaliar se o governo federal, através de programas voltados para a redução de emissões de gases de efeito estufa no âmbito da geração e consumo de energia no Canadá, pode demonstrar o cumprimento dos objetivos propostos. Também analisou se os programas estão contribuindo, como esperado, para o alcance dos compromissos de redução de emissões assumidos pelo país.

Período: fevereiro a agosto de 2014.

Entidades auditadas: *Natural Resources of Canada*.

Apêndice B – Resumo dos principais trabalhos do TCU relacionados a energias renováveis e eficiência energética

Acórdão 556/2005-TCU-Plenário (TC 013.237/2004-1)

Assunto: Auditoria objetivando verificar os procedimentos relativos à regulação da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados (CCC)

Achados: Foi verificado crescimento expressivo da ordem de 542%, no período de 1999 a 2004, do reembolso da CCC, que ultrapassou R\$ 3,1 bilhões em 2004. Restaram constatadas as seguintes impropriedades: inexistência de mecanismos de fiscalização, por parte da Eletrobrás e da Aneel, da efetiva utilização desses recursos pelas concessionárias, situação que contribui para a ampla ineficiência das concessionárias locais de energia; conflito de interesses na atuação da Eletrobrás, ora como gestora da CCC, ora como destinatária de 49% dos recursos, por intermédio da subsidiária de Manaus S/A; subutilização da Linha de Transmissão Acre-Rondônia, que não está cumprindo a finalidade de substituir a energia térmica ineficientemente gerada no Estado do Acre.

Deliberação: recomendações e determinações aos órgãos envolvidos, assim como foi dada ciência às Comissões do Senado Federal e da Câmara dos Deputados.

Acórdão 3.356/2012-TCU-Plenário (TC 027.708/2011-0)

Assunto: levantamento de natureza operacional no MME e na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com o objetivo de avaliar o cenário atual do mercado interno de etanol, bem como as políticas governamentais e a eficácia regulatória para o setor, ante os riscos de desabastecimento e de instabilidade de preços.

Achados: riscos de insuficiência da expansão da oferta, dos novos investimentos para aumento de produtividade e dos mecanismos de monitoramento do setor e de indução de correções do mercado.

Deliberação: foi feita determinação à ANP para que prestasse informações acerca do alinhamento das estratégias em relação às diretrizes da política energética constantes da legislação federal. Também foi determinado ao Conselho Nacional de Política Energética e ao Conselho Interministerial do Açúcar e do Alcool que informassem as metas anuais de participação do etanol e da biomassa de cana-de-açúcar na matriz energética nacional, até 2020, bem como os indicadores e as ações correlacionadas de modo a viabilizar o cumprimento das diretrizes contidas nas Leis 9.478/1997 e 12.187/2009 em conjunto com o Decreto 7.390/2010, e da eficácia das respectivas políticas setoriais. As informações foram prestadas às peças 51 e 52.

Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário (TC 012.949/2013-2)

Assunto: Monitoramento do Acórdão 1.196/2010-Plenário – Segurança Energética (TMS).

Achados: ausência de estudos impede o planejamento mais adequado de expansão do parque gerador, o que leva ao risco de fazê-lo fora dos pontos ótimos de economicidade, segurança e preservação do ambiente.

Deliberação: determinação ao MME, MMA e IBAMA que encaminhassem ao TCU um plano de trabalho com identificação clara dos custos e benefícios econômicos e socioambientais da utilização de cada tecnologia de geração (hidrelétrica, termonuclear, térmica convencional, eólica, etc.), considerando as possibilidades, os requisitos e os efeitos de sua inserção na matriz energética brasileira e na expansão do parque gerador, com base em critérios que propiciem o compromisso adequado entre segurança energética, economicidade, aí incluídas as imperiosas qualidades relacionadas à modicidade tarifária e ao cumprimento dos acordos internacionais e legislação ambientais, especialmente aos relacionados à contenção/redução da emissão de gases produtores do efeito estufa. Nesses estudos, deveria ser incluído

os seguintes elementos:

- análise da utilização de usinas **hidrelétricas com reservatório**, respectivo porte ótimo, em confronto com as a fio d'água, sob os mesmos parâmetros de segurança energética, modicidade tarifária, e obediência aos acordos internacionais e legislação ambiental, considerados os efeitos da expansão de tais tecnologias na matriz energética brasileira como um todo;
- elaboração de política pública clara para **inserção do gás natural na matriz energética brasileira**, especialmente ante a expectativa de considerável aumento na produção nacional em razão da exploração do pré-sal (determinação também contida no item 9.2.1.4 do Acórdão 1.196/2010-Plenário);
- alternativas e parâmetros para **compensações sociais e ambientais**, em razão dos impactos provocados pela inevitável expansão do parque gerador de energia elétrica;

Observação: Posteriormente, o MMA e o IBAMA interpuseram recurso contra essa decisão e, nos termos do item 9.2 do Acórdão 184/2015-Plenário, foram excluídos da determinação em foco. As determinações desse acórdão foram objeto de monitoramento no TC 019.228/2014-7, recentemente julgado pelo Acórdão 1.631/2018-Plenário. Os principais apontamentos dessa decisão também estão relacionados neste apêndice.

Acórdão 1.616/2014-TCU-Plenário (TC 017.421/2013-6)

Assunto: Solicitação do Congresso Nacional ao TCU de realização de auditoria nos processos e contratos de implantação dos parques de energia eólica localizados na Bahia, no Rio Grande do Norte e no Ceará.

Achados: usinas eólicas aptas a operarem nos Estados da Bahia e do Rio Grande do Norte sem empreendimento de transmissão concluído, impedindo a entrada no SIN de um volume de energia de 570 MW médios e gerando um valor a ser arcado pelo consumidor, em decorrência da desconexão, da ordem de R\$ 929.590.729,00. Constatou-se que o atraso na finalização das linhas de transmissão foi decorrente dos seguintes fatores relacionados: falhas no planejamento; morosidade nas questões regulatórias referentes à aquisição e regularização do terreno, diversos problemas em relação ao processo de licenciamento ambiental.

Deliberação: encaminhamento das conclusões à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados.

Acórdão 2.316/2014-TCU-Plenário (TC 029.387/2013-2)

Assunto: Auditoria operacional sobre atrasos e descompassos na implantação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica.

Achados: diversos achados com relação à descompassos na implantação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, destacando-se os seguintes:

- atrasos sistêmicos significativos na entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica. Na geração, ocorreram atrasos em 79% dos empreendimentos de hidrelétricas (atraso médio de oito meses), em 75% de térmicas (atraso médio de onze meses), em 88% de eólicas (atraso médio de dez meses) e em 62% de pequenas centrais hidrelétricas (atraso médio de quatro meses). Na transmissão, ocorreram atrasos em 83% das linhas de transmissão (atraso médio de quatorze meses) e em 63% das subestações (atraso médio de três meses);
- casos relevantes de atrasos e descompassos entre as datas de entrada em operação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica, a seguir relatados, o que causou impacto sobre a segurança no suprimento de energia – em setembro de 2013, 3.439,18 MW médios deixaram de entrar no SIN – e gerou custos desnecessários ao sistema elétrico brasileiro da ordem de R\$ 8,3 bilhões, ferindo, assim, o art. 37 da Constituição Federal de 1988, na medida que caracteriza ineficiência econômica e energética para o sistema elétrico brasileiro;

- utilização de óleo diesel e óleo combustível, mais caro e poluente, para produção energética no parque de Manaus, quando era possível a utilização de gás natural ou fonte hídrica;
- subutilização de linhas de transmissão para transmissão da energia hidrelétrica proveniente da Usina de Tucuruí;
- interligação incompleta do sistema Acre-Rondônia, ocasionando maior acionamento das usinas térmicas;
- descompasso entre as obras da linha de transmissão do 1º bipolo e a entrada em operação das unidades geradoras das usinas Santo Antônio e Jirau.

Deliberação: além da ciência das irregularidades aos órgãos responsáveis, foram feitas as seguintes determinações e recomendações:

- determinação ao MME para elaboração de plano de ação com as providências necessárias com vistas a evitar restrição no escoamento da energia oriundo do Complexo do Madeira para as cargas das regiões Sudeste e Sul, visto que as redes de transmissão são insuficientes;
- determinação ao MME e à Aneel que encaminhem a este TCU estudos baseados em leilões anteriores para identificação dos gargalos que vem causando os atrasos na implantação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica com vistas a retroalimentação do planejamento de futuros leilões com o objetivo de adoção de prazos mais compatíveis com a realidade da execução das obras para cada tipo de empreendimento;
- recomendação à Casa Civil da Presidência da República que coordene, juntamente com os outros órgãos competentes, a elaboração de ato normativo, a ser encaminhado à Presidência da República, com o objetivo de regulamentar a Lei Complementar Federal 140/2011, que fixa normas para a cooperação entre União, estados, municípios e o Distrito Federal no tocante ao licenciamento e à fiscalização das atividades potencialmente poluidoras ou utilizados de recursos naturais, limitando a atuação de cada um dos entes, com vistas a agilizar a emissão de licenças ambientais no setor elétrico;
- recomendação à Aneel para que interconecte seus bancos de dados de geração e transmissão – uma vez que o banco de dados da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração não se vincula ao banco de dados do Sistema de Gestão da Transmissão – de modo que se torne possível verificar quais empreendimentos de transmissão têm que estar concluídos para permitir a entrada em operação de determinado empreendimento de geração.

Deliberação: A Aneel interpôs Pedido de Reexame contra as deliberações dessa decisão. Esse recurso foi julgado pelo Acórdão 28/2018-Plenário, que negou provimento ao recurso.

Acórdão 993/2015-TCU-Plenário (TC 013.099/2014-0)

Assunto: Relatório Sistêmico de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica elaborado com o objetivo de fornecer uma visão panorâmica do setor elétrico brasileiro, abordando potenciais deficiências, riscos e oportunidades de melhoria.

Achados: foram feitas várias constatações que impactaram negativamente na oferta da energia e na eficiência no consumo, como as seguintes:

- falhas no planejamento da expansão da capacidade de geração;
- superavaliação da garantia física das usinas geradoras;
- indisponibilidade de parte do parque de geração termelétrica;
- atraso na entrega de obras de geração e transmissão de energia elétrica;
- não realização de repotenciação de usinas existentes;
- diminuição acentuada da relação entre energia armazenada e carga, em razão da expansão da oferta por meio da construção de usinas a fio d'água;
- elevado nível de perdas elétricas no sistema;
- perda significativa de receitas e capacidade de investimento das concessionárias de geração, principalmente estatais, que renovaram concessões nos termos da MP 579/2012;

- emissão de sinal de preço equivocado, na medida em que a redução do valor da tarifa, decorrente da renovação das concessões de geração e transmissão, contrariou cenário desfavorável de oferta e demanda de energia;
- exposição involuntária das distribuidoras aos elevados preços do mercado de curto prazo, em decorrência de cancelamento de leilão de energia existente, em 2012, e ausência de estudos e medidas de contingência ante a não renovação de parte dos contratos de concessões (MP 579/2012).

Deliberação: Foi determinado à Segecex que deflagrasse fiscalização específica sobre o planejamento sistêmico do setor elétrico, abarcando a efetividade das ações governamentais no cumprimento das metas de médio e longo prazo idealizadas para o setor, com especial enfoque na avaliação dos impactos (ambientais e na modicidade das tarifas) da política de ampliação da geração com térmicas a combustíveis fósseis e nas medidas de incremento energético a partir de fontes renováveis.

Acórdão 1.662/2015-TCU-Plenário (Processo 003.210/2015-4):

Assunto: Auditoria realizada nas obras de implantação das Usinas Eólicas de Coxilha Seca, Capão do Inglês e Galpões pela Eletrosul Centrais Elétricas S.A., com intuito de fiscalizar a regularidade da aplicação dos recursos públicos e os prazos de execução.

Achados: a empresa assumiu risco indevido, com inexistência de garantias contratuais adicionais para fazer face a adiantamentos de pagamentos previstos na cláusula oitava e no anexo XIII dos contratos celebrados com a Gamesa Eólica Brasil Ltda., para execução dos Parques Eólicos de Coxilha Secas (Contrato n. 1106140025), Capão do Inglês (Contrato n. 1106140024) e Galpões (Contrato n.1106140026), em afronta ao art. 38 do Decreto nº 93.872/1986, algo que pode ensejar a responsabilização dos gestores por eventuais danos derivados da inadimplência da contratada, além da possível aplicação de multa pelo TCU, nos termos dos arts. 57 e 58, inciso II, da Lei 8.443/92.

Deliberação: Como considerou-se que os achados não constituíam irregularidades graves que pudessem constituir-se em prejuízos à companhia ou ao Erário, foi apenas dada ciência das ocorrências à empresa. Com vistas a permitir um melhor acompanhamento da execução física e financeira do objeto, foi determinado à Eletrosul que providenciasse o preenchimento regular e respectivo encaminhamento a esta Corte de Contas de ficha de informações contendo as informações necessárias. Desde então, a Eletrosul vem encaminhando as informações mensalmente. Os documentos estão sendo juntados aos autos e devidamente monitorados no âmbito da SeinfraElétrica.

Acórdão 1.948/2015-TCU-Plenário (TC 007.173/2012-1)

Assunto: Auditoria de conformidade realizada nas obras de implantação da Central de Geração Eólica Casa Nova da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf).

Achados: foram constatadas as seguintes irregularidades, com possível dano ao erário: adiantamento de pagamento sem devidas cautelas e aceitação de garantia em descompasso com o contrato.

Deliberação: foi determinado à Chesf a instauração de tomada de contas especial com mira na quantificação dos danos e apuração das respectivas responsabilidades.

Acórdão 2.519/2015-TCU-Plenário (TC 003.025/2015-2)

Assunto: levantamento realizado com o objetivo de examinar medidas emergenciais e estruturantes que podem ser adotadas no âmbito do setor elétrico com a finalidade de identificar áreas ou processos de trabalho relevantes para fins de planejamento de futuras fiscalizações.

Achados: ausência de um plano de contingência para situações de elevado risco de insuficiência energética; ausência de estudos relacionados à possibilidade de implantação de usinas hidrelétricas reversíveis com vistas a avaliar sua inserção na matriz energética; ausência de avaliação de custo-benefício da ampliação da geração distribuída; ausência de estudos para dimensionar o custo-benefício

de geração de energia elétrica advindos do desenvolvimento do setor sucroenergético com vistas a avaliar a viabilidade e a conveniência de se conceder tais incentivos ao setor; ausência de melhor avaliação dos custo-benefício de ampliação da geração própria por meio de investimentos em tecnologia local.

Deliberação: Foi recomendado ao MME que fosse apresentado plano de ação para elaboração do plano de contingência para situações de elevado risco de insuficiência energética. Com relação aos demais achados, foi recomendado ao MME que apresentasse os estudos com vistas a melhor avaliação dos custos e benefícios para implementação das referidas políticas energéticas.

Acórdão 1.082/2016-TCU-Plenário (TC 032.254/2015-7)

Assunto: Solicitação do Congresso Nacional, formulada pela Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, para que o TCU fiscalizasse as obras de implantação do Parque Eólico de Casa Nova, na Bahia, haja vista a veiculação de notícias acerca da paralisação dos trabalhos no local.

Achados: paralisação das obras de implantação do referido Parque Eólico por causa da deterioração financeira da principal empresa contratada, Wind Power Energia S.A., o que levou à rescisão unilateral de seu contrato com a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf), e que tais fatos causaram danos financeiros e econômicos à estatal estimados entre R\$ 211,5 e R\$ 387,2 milhões. A Chesf iniciou processo para recomposição dos prejuízos havidos (TCE 01/2016), o que resultou na instauração de tomada de contas especial no âmbito desta TCU, em instrução na Seinfra Elétrica (TC 030.040/2016-7).

Deliberação: considerou-se a solicitação atendida, arquivando-se o processo.

Acórdão 2.659/2017-TCU-Plenário (TC 007.859/2017-1)

Assunto: levantamento operacional com o objetivo de avaliar os riscos associados ao planejamento e a implementação das políticas públicas relacionadas às fontes de energias renováveis na matriz energética brasileira abordando questões tais como os potenciais benefícios ambientais, o atingimento das metas estabelecidas em tratados internacionais e o ambiente de governança dos órgãos responsáveis pelo desenvolvimento dos empreendimentos.

Achados:

- definição do modelo atualmente adotado no Brasil para empreendimentos hidrelétricos de grande porte – optou-se pela utilização de usinas hidrelétricas sem reservatório de acumulação - não foi baseado em critérios objetivos, gerando controvérsias em relação a aspectos econômicos, ambientais e sociais;
- dificuldades para expansão da micro e minigeração distribuídas na matriz elétrica brasileira em razão dos seguintes fatores:
 - 1) desconhecimento da população em relação ao assunto em razão de melhor divulgação da política, já devidamente regulamentada pela Resolução Normativa 482/2012 da Aneel, alterada pela Resolução Normativa 687/2015, pelos órgãos responsáveis;
 - 2) falta de linhas de financiamento atrativas para a aquisição dos equipamento também é impeditivo, já que o custo inicial para a implantação dos sistemas é bastante elevado;
- problemas no modelo regulatório vigente de micro e minigeração distribuídas, pois a migração em larga escala para o *net metering* produz um efeito social negativo, uma vez que os consumidores que adotarem esse sistema passam a não pagar pela utilização da rede de distribuição, repassando esse valor aos que não migraram, que, em geral, são as classes menos favorecidas;
- em localidades isoladas, vislumbrou-se possibilidade de adoção de sistemas híbridos de geração formados por sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia por meio de baterias e geradores a diesel em substituição ao modelo atual baseado em combustíveis fósseis, com vantagens econômicas, sociais e ambientais;

- deficiências no planejamento do setor energético e na coordenação entre os atores responsáveis pela condução das políticas públicas, tendo em vista que foram verificados os seguintes problemas:

- 1) os instrumentos de planejamento de longo prazo do setor elétrico não têm sido atualizados tempestivamente (ausência ou atraso na publicação do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e a última versão do Plano Nacional de Energia (PNE 2030) teve sua última versão publicada em 2008);

- 2) ausência de efetiva participação do Ministério do Meio Ambiente na definição das diretrizes que balizam a política energética brasileira, pois o referido órgão é apenas acionado nas etapas posteriores relacionadas ao licenciamento ambiental, o que causa entraves que atrapalham o andamento dos empreendimentos;

- 3) ausência de projeção do consumo de energia pela indústria, que é responsável por 33% do consumo da energia ofertada no Brasil, no planejamento do setor energético;

- 4) ausência de projeção dos efeitos das mudanças climáticas nos cálculos de energia firme das usinas hidrelétricas em razão das possíveis alterações no regime hidrológico, o que também pode comprometer a segurança energética do país;

- 5) ausência de previsão de modernização das usinas termo-elétricas, tendo em vista que é recomendável a substituição dos combustíveis fósseis utilizados, que são mais caros e poluentes, por biomassa para a produção de energia, como, por exemplo, a proveniente do bagaço da cana e o eucalipto.

Deliberação:

- determinação para realização de auditoria operacional piloto sobre energias renováveis no setor elétrico brasileiro.

Acórdão 2.723/2017-TCU-Plenário (TC 029.192/2016-1)

Assunto: auditoria operacional no processo de estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos com o objetivo de identificar e avaliar, no processo de estruturação de grandes hidrelétricas: (i) os principais riscos associados à governança do processo pelos órgãos estruturadores no âmbito do Poder Concedente; (ii) a ausência/suficiência, qualidade e adequabilidade dos estudos técnicos e econômicos que dão suporte à licitação das usinas; e (iii) a possibilidade de comprometimento da licitação pela assimetria de informações.

Achados:

- deficiências relacionadas à atuação técnica do Poder Concedente, visto que não há um correto dimensionamento do potencial prévio à licitação;

- deficiência na estruturação relacionadas à assimetria de informações, pois foi constatada margem à ocultação de informações que possam ser posteriormente utilizadas em benefício próprio por parte dos interessados;

- ausência de integração e maturidades das políticas socioambientais e energéticas e de regulamentação do art. 231, § 3º da CF/88 acerca da implantação de empreendimentos em terras indígenas e comunidades tradicionais, o que traz imprevisibilidade e insegurança jurídica para o setor elétrico;

- a construção da AHE São Luiz do Tapajós, inserida no planejamento do setor elétrico desde o PDE 2008/2017 e incluída no PAC 2, permanece não iniciada pela indefinição na avaliação do aspecto socioambiental em razão de uma série de descompassos entre o Ibama e a Funai, órgãos responsáveis pelo licenciamento.

Deliberação:

- determinação à Casa Civil, em articulação com o MME e ao MMA, para que elabore plano de ação para tornar efetiva a integração entre os diferentes atores envolvidos no planejamento e coordenação dos principais empreendimentos hidrelétricos estudados no país, através da institucionalização de ferramenta voltada à realização de uma avaliação sistêmica, a exemplo da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE),

de forma a permitir que, na etapa decisória acerca da inclusão de determinado empreendimento no planejamento de médio/longo prazo do setor, sejam adotadas decisões estratégicas que englobem o planejamento da matriz energética, o uso da água nas bacias hidrográficas, a ocupação e uso do solo, os bens tangíveis e intangíveis a serem preservados ante o possível impacto causado pela construção de grandes usinas hidrelétricas, bem como eventuais projetos de infraestrutura alternativo;

- determinação ao MME, em articulação com a ANEEL e a EPE, para que elabore ou atualize notas técnicas com vistas a estabelecer os requisitos necessários para fundamentar a solução definida nos aspectos técnicos e socioambientais, com a utilização dos avanços científicos e tecnológicos mais recentes; para o estabelecimento de procedimento estruturado de acompanhamento do desenvolvimento dos estudos de viabilidade e inventário com a definição de responsabilidades em caso de descumprimento; com o objetivo de inserir exigências de disponibilização de informações aos interessados com vistas à diminuição da assimetria informacional, em consonância com os princípios da publicidade e da eficiência;
- Recomendação à Casa Civil da Presidência da República, em articulação com o MME, para que avalie a conveniência e a oportunidade de promover um amplo debate acerca do modelo de estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos;
- Recomendação ao MME para que aprimore o processo de análise dos estudos de inventário e viabilidade, de modo a incluir avaliações completas e independentes de alternativas eventualmente não contempladas nos documentos apresentados para aprovação com vistas a permitir a comparação entre distintas possibilidades;
- Determinação à Segecex para realização de auditoria, a ser coordenada pela SeinfraElétrica, com o apoio da SecexAmbiental e da Secex-MT, para análise dos procedimentos adotados pela Funai e pelo Ibama relativamente ao licenciamento socioambiental da AHE São Luiz do Tapajós.

Observação: Foi autuado o TC 035.078/2017-0 com vistas ao monitoramento do cumprimento das deliberações desse acórdão.

Acórdão 523/2018-TCU-Plenário (TC 028.601/2016-5)

Assunto: auditoria operacional na atividade governamental de suporte à viabilização socioambiental de redes de transmissão de energia elétrica no Brasil, em especial a elaboração de estudos ambientais preparatórios de leilões de concessão e o licenciamento ambiental de instalações daquelas redes.

Achados:

- deficiência na avaliação de estudos socioambientais preparatórios para os leilões e relatório R3 desatualizados;
- deficiências no processo de licenciamento ambiental, dentre os quais, destacam-se os seguintes: falhas no gerenciamento de processos de licenciamento ambiental; não implementação de Manual de Análise de Impacto Ambiental (Guia de AIA) e falta de publicidade de documentos referentes ao licenciamento ambiental;
- boa prática: a divisão dos riscos nos contratos administrativos de concessão de transmissão de energia elétrica tem evoluído de forma a tornar mais eficiente o compartilhamento de tais riscos, alocando-os a quem melhor os gerenciam.

Deliberação:

- determinação ao MME para que tome medidas com vistas ao aperfeiçoamento da elaboração dos relatórios técnicos R1, R2, R3, R4 e R5, que subsidiam os leilões de concessão de linhas de transmissão de energia elétrica, inclusive que os métodos e diretrizes de elaboração desses documentos sejam discutidos em consulta pública;
- determinação ao MME para que, nas próximas licitação para a concessão de linhas de transmissão de energia elétrica, ao submeter ao TCU a documentação do primeiro estágio prevista na Instrução Normativa 27/1998, atente para a atualidade dos relatórios técnicos de suporte aos estudos de viabilidade

técnica, econômica-financeira e ambiental, de forma que os aspectos pertinentes à viabilidade ambiental tenham sido produzidos com antecedência máxima de dezoito meses;

- recomendação ao MME que institucionalize a prática de reuniões com a EPE, o agente responsável pela elaboração de Relatórios Técnicos R3 e órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental, com vistas a melhorar a qualidade dos documentos e para que, no casos de empreendimentos com elevado risco socioambiental, sejam antecipados o tratamento de eventuais dificuldades no futuro licenciamento;
- determinação ao MME para que acompanhe o cumprimento tempestivo pelo Ibama da implantação do Projeto Sistema Integrado de Gestão Ambiental (Siga) bem como da publicação do Guia de Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) para a tipologia transmissão de energia elétrica.

Observação: Segundo o Relatório relativo ao Acórdão 523/2018-Plenário, Os Relatórios R1, R2, R3, R4 e R5 correspondem aos estudos preliminares de planejamento de cada nova instalação de transmissão a ser leiloada. O primeiro desses estudos é elaborado pela EPE (Relatório R1), que contém estudos iniciais da viabilidade técnico-econômica e socioambiental e aponta diretrizes e premissas para a realização dos demais relatórios complementares. No próprio R1, já são apontadas algumas alternativas para o traçado da nova linha de transmissão e aponta uma delas como referência. Após concluído o R1, a EPE encaminha o processo para o MME, que é o órgão do governo detentor do poder de outorga. Caso o MME entenda pertinente a proposta da nova instalação, solicita os demais estudos (R2 a R5) a agentes transmissores interessados em elaborá-los. Mais especificamente, o R3 apresenta a caracterização e análise socioambiental de um corredor selecionado para a passagem da linha de transmissão e indica uma diretriz preferencial de traçado, que será usada como referência na licitação. Caberá ao licitante vencedor definir o traçado exato da linha. Um de seus principais objetivos é descrever antecipadamente os principais riscos ambientais do empreendimento, identificando alternativas que minimizem os impactos ambientais e sociais, e possibilitar a precificação do valor de referência do empreendimento no leilão. Além disso, suas informações podem contribuir para que o MME estime o prazo que será necessário para licenciar o empreendimento e para que o órgão licenciador ambiental emita seu termo de referência para a elaboração do EIA/RIMA ou do Relatório Ambiental Simplificado (RAS).

Acórdão 662/2018-TCU-Plenário (TC 006.645/2017-8)

Assunto: auditoria de conformidade que teve por objetivo avaliar os contratos celebrados entre a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf e a empresa WobbenWindpower Indústria e Comércio Ltda. e as obras de implantação a cargo da referida empresa relativos às centrais geradoras eólicas Casa Nova II e Casa Nova III.

Achados:

- possível desequilíbrio da equação econômico-financeira acordada originalmente, em desfavor da Chesf, decorrente das alterações qualitativas nos dois empreendimentos, entre as datas dos pré-contratos e dos contratos, e da ausência de comprovação do incremento de cinco anos na vida útil do projeto;
- previsão orçamentária insuficiente, no valor de R\$ 118.190.803,00 para adimplemento do cronograma financeiro de 2017, bem como das despesas indiretas associadas.

Deliberação: após a devida oitiva dos gestores da Chesf e da empresa, que se manifestaram no processo, foram acolhidos os argumentos apresentados referentes aos indícios de desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos. Com relação à insuficiência de previsão orçamentária para implementação de empreendimentos, foi dada ciência à Chesf e ao MME acerca dessa irregularidade, uma vez que essa situação afronta o disposto no art. 165, § 5º, inciso II, e no art. 167, inciso II, da Constituição Federal, bem como, o disposto no art. 16, § 1º, inciso I, da Lei Complementar 101/2000.

Acórdão 1.968/2017-TCU-Plenário (TC 028.938/2016-0)

Assunto: Auditoria Operacional Piloto com o objetivo de avaliar a preparação do Governo Federal para implementar os ODS, com base nos componentes de governança de centro de governo e políticas

públicas, com foco no ODS 2, meta 4, que trata de sistemas sustentáveis de produção de alimentos e práticas agrícolas resilientes.

Achados:

- quanto ao processo de institucionalização dos ODS, concluiu-se que havia falhas na forma como esse processo vinha sendo conduzido, como a Comissão Nacional para os ODS ainda não havia entrado em funcionamento, o que impedia o início de outros processos relevantes, como a internalização das metas dos ODS e a definição dos indicadores para o seu acompanhamento no âmbito nacional;
- quanto ao mecanismo de estratégia, identificou-se a inexistência de um planejamento nacional de longo prazo, o que poderia dificultar a internalização dos ODS, além de prejudicar a definição de prioridades nacionais e trazer riscos de descontinuidade e desalinhamento da atuação governamental; e
- Quanto ao mecanismo de supervisão, constatou-se a inexistência de monitoramento e avaliação integrados das ações governamentais, com potenciais impactos negativos na transparência e na retroalimentação da tomada de decisões no âmbito do Governo Federal.

Deliberação: Além da ciência das falhas ao Ministério do Planejamento, Casa Civil e Presidência da República, foi feita determinação à Secretaria de Governo da Presidência da República, como Secretaria-Executiva da Comissão Nacional para os ODS, para que apresentasse plano de internalização dos ODS, definindo os processos e as atividades necessárias para esse fim. Esse plano foi apresentado no âmbito do próprio TC 028.938/2016-0 e consta à peça 192.

Acórdão 709/2018-TCU-Plenário (TC 029.427/2017-7)

Assunto: Auditoria coordenada¹ com vistas a avaliar a presença de estruturas de governança no Governo Federal para implementar a Agenda 2030 e a meta 2.4 dos ODS no Brasil e consolidar os resultados com os de outras onze Entidades Fiscalizadoras Superiores da América Latina e Caribe sobre o mesmo tema. Especificamente na meta 2.4 (sistemas sustentáveis de produção de alimentos), avaliar o monitoramento e a revisão das renúncias tributárias relacionadas a agrotóxicos, seus componentes e afins.

Observação: essa auditoria coordenada dividiu-se em duas fases: nacional e internacional. Ressalta-se que a fase internacional, coordenada por este TCU, contou com a participação de diversos países da América Latina e Caribe e contou com o apoio da Organização Latino-Americana e do Caribe de Entidades Fiscalizadoras Superiores (Olacefs) e da agência de cooperação alemã *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)*.

Achados:

Fase nacional:

- a institucionalização da Agenda 2030 no Brasil, embora tenha apresentado avanços, possui oportunidade de melhoria quanto à adequação das metas, à definição dos indicadores nacionais, à sensibilização de *stakeholders* e à elaboração do relatório nacional, havendo riscos de descontinuidade e de inconsistências no processo de institucionalização dos ODS no país;
- o governo federal não possui planejamento de longo prazo, não integra as atividades de monitoramento e avaliação de políticas públicas, e não possui mecanismos de prevenção e gestão de riscos de forma integrada, o que prejudica a coordenação e a coerência da atuação governamental e da execução das políticas públicas, propiciando riscos de fragmentações, sobreposições, duplicidades e lacunas, e de desperdício de recursos públicos e de esforços.

¹ Essa auditoria coordenada dividiu-se em duas fases: nacional e latino-americana. Ressalta-se que a fase latino-americana foi coordenada pelo TCU e contou com o apoio da Organização Latino-Americana e do Caribe de Entidades Fiscalizadoras Superiores (Olacefs) e da agência de cooperação alemã *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)*.

Fase internacional:

- identificaram-se os seguintes problemas comuns a distintos países latino-americanos: fragilidades nos processos de institucionalização e internalização da Agenda 2030; ausência de instrumentos de planejamento nacional a longo prazo; inexistência de mecanismos de gestão de riscos de forma integrada para a implementação da Agenda 2030; fragilidades nos processos de monitoramento e avaliação dos ODS nos países e seus efeitos nos Relatórios Nacionais Voluntários.
- Foi verificado que os seguintes componentes relativos à implementação dos ODS já estão bem desenvolvidos na América Latina: elaboração do relatório nacional voluntário; envolvimento do governo na agenda; planejamento nacional de médio prazo e articulação política.

Deliberação:

- Recomendação à Comissão Nacional para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável que tome as seguintes providências com vistas à consecução das metas da Agenda 2030: formulação dos indicadores nacionais e dos mecanismos de interação entre os processos de nacionalização das metas; definição de indicadores nacionais; estabelecimento de estratégia de longo prazo e definição de instrumentos de coordenação entre as iniciativas com vistas ao cumprimento da Agenda 2030;
- Recomendação ao Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, em conjunto com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística e com o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, que estabeleçam uma estratégia para a implementação do monitoramento e a avaliação integrada em nível nacional de todas as políticas públicas brasileira;
- Determinação ao Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, que informe as providências que estão sendo adotadas com vistas ao cumprimento da recomendação do Comitê Interministerial de Governança no sentido de o Ministério elaborar estudos preparatórios para a formulação da estratégia nacional de desenvolvimento econômico e social 2020-2031.

Acórdão 582/2018-TCU-Plenário (TC 025.919/2017-2)

Assunto: Auditoria Operacional com o objetivo de verificar, por meio da avaliação do sistema de bandeiras tarifárias na conta de energia elétrica, a efetividade dessa medida como sinal de preços ao consumidor e política de auxílio às distribuidoras de energia elétrica, bem como a sua condução por parte do Poder Público.

Achados:

- Ausência de comprovação do Sistema de Bandeiras Tarifárias como mecanismo efetivo de modulação do consumo de energia elétrica: ainda que inicialmente o objetivo do Sistema tenha sido o de mecanismo de sinal de preço com vistas a estimular a redução do consumo pelo cidadão, com o passar do tempo e as dificuldades de cobrir os custos de geração, o objetivo primordial passou a ser a necessidade de arrecadação de recursos para equilibrar o caixa das distribuidoras;
- *Underperforming* do Sistema de Bandeiras Tarifárias em relação aos ajustes tarifários: o Sistema não vem conseguindo atuar de maneira efetiva, acumulando déficits no decorrer dos meses, uma vez que o montante a ser compensado nos eventos tarifários vem sendo consideravelmente superior aos valores arrecadados mensalmente;
- Mudança de metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifárias e redefinição dos valores dos adicionais no mesmo ano civil, transgredindo os normativos vigentes – Decreto 8.401/2015 - e impactando negativamente na previsibilidade dos agentes e no planejamento do setor;
- Falta de publicidade e transparência das informações que subsidiam o funcionamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias, o que impede a realização de um controle de conformidade desses dados e, por conseguinte, dos acionamentos das bandeiras.

Deliberação:

- Determinação ao MME e à Aneel para que promovam o realinhamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias aos reais objetivos almejados pela política de forma que seja dada uma resposta efetiva do consumo frente às variações dos cenários de geração;
- Determinação à Aneel que elabore e publique relatórios mensais que contemplem todas as informações necessárias à verificação, por qualquer interessado, dos dados e valores que subsidiaram o estabelecimento da Bandeira Tarifária do respectivo mês, disponibilizando, inclusive, os fundamentos de eventuais divergências da agência reguladora relativamente aos dados e/ou valores que lhe forem fornecidos por aqueles outros dois agentes;
- Recomendações ao MME e à Aneel a adoção de medidas para a correta mensuração da efetividade do Sistema de Bandeiras Tarifárias com vistas ao seu aprimoramento.

Deliberação: A Aneel interpôs pedido de reexame contra as deliberações dessa decisão. O recurso ainda não foi julgado.

Acórdão 1.631/2018-TCU-Plenário (TC 019.228/2014-7)

Assunto: Monitoramento das deliberações exaradas nos Acórdãos 1.196/2010, 1.171/2014, 184/2015 e 994/2015, todos do Plenário, decorrentes de fiscalizações em que se avaliaram a Segurança Energética do País e a utilização racional dos recursos e o pleno atendimento à legislação e metas ambientais.

Achados:

- mudanças na matriz energética não previstas no planejamento em razão da falta de articulação dos atores envolvidos no processo de viabilização socioambiental e da ausência de marco normativo que estabeleça os procedimentos necessários para tal processo, a exemplo da falta de regulamentação do art. 231, § 3º da Constituição Federal, que condiciona o aproveitamento de recursos hídricos em terras indígenas à autorização do Congresso Nacional;
- ausência de avaliação comparativa, considerando os diversos aspectos envolvidos, entre diversas possibilidades de expansão da geração de eletricidade, notadamente pela falta de comparação entre os prós e contras das alternativas de ampliação da produção de energia elétrica via usinas térmicas ou via hidrelétricas, com reservatório e a fio d'água;

Deliberação: Em relação a essas constatações, foram feitas as seguintes deliberações:

- Recomendação à Presidência da República para a criação de uma instância decisória formal, supra e interinstitucional, que, subsidiada de avaliações de impactos, que considerem os diversos aspectos envolvidos, elaboradas pelos órgãos e entidades responsáveis, decida, de forma transparente, qual a alternativa de geração de eletricidade será adotada, com base no menor impacto econômico, social e ambiental, considerando compromissos de segurança energética, modicidade tarifária e o cumprimento de acordos internacionais e da legislação regente;
- Recomendação à EPE para que elabore a “matriz energética brasileira de referência” com o objetivo de nortear a expansão da capacidade de energia elétrica para um ponto ótimo considerando o maior conjunto de alternativas possíveis e levando em conta diversos aspectos, como a segurança energética, modicidade tarifária, utilização racional e adequada das diversas tecnologias de geração disponíveis, emissão de CO₂, além dos outros aspectos de ordem ambiental, social, técnica, econômica, histórico-arqueológica e burocrática;
- Recomendação à EPE para que, juntamente com o MME, envide esforços para a implementação dessa matriz de referência no planejamento da expansão da geração;
- Recomendação à EPE que elabore avaliações comparativas e alternativas à adoção das usinas térmicas constantes no PDE 2026 ou dos planos posteriores, considerando ao menos a possibilidade de substituição por usinas hidrelétricas com ou sem reservatório, com base em critérios que levem em conta segurança energética, modicidade tarifária e o cumprimento dos acordos internacionais e legislações ambientais, principalmente no que se refere à redução da emissão de gases de efeito estufa.

Apêndice C – Análise sobre as providências realizadas em relação às constatações do Levantamento em Energias Renováveis

1. Anteriormente a este trabalho, o Tribunal realizou levantamento operacional com o objetivo de avaliar os riscos associados ao planejamento e à implementação das políticas públicas relacionadas às fontes de energias renováveis na matriz energética brasileira abordando questões tais como os potenciais benefícios ambientais, o atingimento das metas estabelecidas em tratados internacionais e o ambiente de governança dos órgãos responsáveis pelo desenvolvimento dos empreendimentos. Esse levantamento se realizou no âmbito do TC 007.859/2017-1 e foi julgado pelo Acórdão 2.659/2017-TCU-Plenário, que terminou por autorizar a realização da presente auditoria.

2. No referido levantamento, foram feitas diversas constatações que, na ocasião, não foram objeto de deliberação por esta Corte de Contas, tendo em vista que o trabalho teve como objetivo apenas a identificação de áreas ou processos de trabalho relevantes para fins de planejamento de futuras fiscalizações. No entanto, ainda que não houvesse deliberação para ser atendida, a Aneel, a EPE, a ONS, o MMA, a Casa Civil da Presidência da República e o MME foram devidamente comunicados da referida decisão pelos seguintes ofícios da Secex Ambiental, conforme abaixo:

- Aneel: Ofício 0391/2017-TCU/SecexAmbiental, de 6/12/2017;
- EPE: Ofício 0392/2017-TCU/SecexAmbiental, de 6/12/2017;
- ONS: Ofício 0393/2017-TCU/SecexAmbiental, de 6/12/2017;
- MMA: Ofício 0394/2017-TCU/SecexAmbiental, de 6/12/2017;
- Casa Civil da Presidência da República: Aviso nº 1312-GP/TCU, de 13/12/2017;
- MME: Aviso 1316-GP/TCU, de 13/12/2017.

3. Com vistas a saber se houve alguma medida dessas entidades e órgãos em relação a essas constatações, foram encaminhados ofícios questionando as medidas adotadas relativas a cada achado.

4. Cumpre salientar que o ONS, conforme Carta ONS – 0173/DGL/2018 (peça 58), informou que os temas abordados nas constatações do levantamento da SecexAmbiental não são pertinentes às suas atribuições. A EPE, por sua vez, não encaminhou resposta ao Ofício 08-79.

5. Já a Casa Civil informa que as questões estão sendo tratadas no âmbito das ações necessárias ao cumprimento do Acórdão 2.723/2017-TCU-Plenário, relativo à auditoria operacional no processo de estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos, conforme documento à peça 77. Como as ações já serão monitoradas no âmbito de outro processo na SeinfraElétrica, entende-se desnecessário quaisquer comentários acerca das medidas indicadas.

6. A seguir, segue um resumo da resposta da Aneel, MMA e MME em relação a cada constatação bem como a devida análise a respeito das eventuais providências adotadas.

1. definição do modelo atualmente adotado no Brasil para empreendimentos hidrelétricos de grande porte - optou-se pela utilização de usinas hidrelétricas sem reservatório de acumulação - não foi baseado em critérios objetivos, gerando controvérsias em relação a aspectos econômicos, ambientais e sociais;

7. Na Nota Informativa 21/2018/DPE/SPE (peça 73, p. 3-4), o MME informa que essa temática já está sendo tratada no âmbito das ações necessárias ao cumprimento do Acórdão 2.723/2017-TCU-Plenário, que tratou da estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos, desde a fase de estudos até a licitação.

8. No Despacho 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA afirma não ser responsável por quaisquer medidas em relação a esse item.

9. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 2-10), ainda que afirme que não seja

sua competência o planejamento e o estabelecimento da política energética nacional, a Aneel entende que a predominância de usinas hidrelétricas sem reservatório, também conhecidas como usinas a fio d'água, não representa a melhor forma de aproveitamento do potencial hidráulico do país. Ressalta que o potencial hidráulico do país, sendo um bem dominical, conforme dispõe a Constituição, é um bem indisponível e que a própria legislação brasileira – Lei 9.074/1995 – estabelece a obrigatoriedade do aproveitamento ótimos dos cursos d'água ao tratar do potencial hidráulico para geração de energia elétrica.

10. Continua a Aneel salientando que o modelo de hidrelétricas sem reservatório de acumulação foi adotado não por opção de planejamento, mas pela dificuldade que envolve o licenciamento ambiental de usinas com grandes reservatórios. Segundo a Agência, “Essa percepção de que os reservatórios a fio d'água são mais facilmente licenciáveis parece equivocada, ao ver da SCG, pois não são levados em conta, objetivamente, os impactos negativos da ausência de regularização dos reservatórios e os seus benefícios econômicos e sociais desses aproveitamentos”. (peça 93, p. 3)

11. Além disso, expõe a Aneel que, com o crescimento das fontes intermitentes no Brasil, principalmente da energia eólica, será necessário o aumento de outras fontes firmes para suprirem a demanda energética e a melhor alternativa para isso é a geração hidrelétrica. Por isso, a necessidade de construção de hidrelétricas com reservatórios de acumulação, pois em caso de ausência desses, o suprimento da energia nos períodos sem ventos será realizado via usinas térmicas, reconhecidamente mais danosas ao meio-ambiente.

12. Nesse sentido, a Aneel traz alguns incentivos já devidamente normatizados que dão preferência a empreendimentos hidrelétricos com capacidade de regularização: a Resolução Normativa 673/2015 e a Resolução Normativa 672/2015. Abaixo, seguem os detalhes dos incentivos (peça 93, p. 3):

6. É pertinente destacar incentivos trazidos pela ANEEL a empreendimentos hidrelétricos com capacidade de regularização e que não foram mencionados no Relatório TC 007.859/2017-1. A Resolução Normativa 673, de 31 de agosto de 2015, em seu art. 2º, estabelece que são considerados empreendimentos hidrelétricos com características de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) aqueles cuja área de reservatório não exceda 13 km². Entretanto, se esse reservatório tiver capacidade volumétrica suficiente para manter regularização mínima semanal, esse empreendimento será considerado PCH, não obstante sua área de reservatório for superior ao citado limite.

7. A Resolução Normativa 672, de 4 de agosto de 2015, em seu art. 11, disciplina o direito de preferência dos titulares de registro de estudos de inventário sobre os aproveitamentos por eles identificados. Além de ser garantido até 40% do potencial inventariado com características de PCH, é assegurado um aproveitamento com potência de até 50.000 kW se comprovado que seu reservatório tenha capacidade de regularização mínima semanal.

13. Acerca da atuação dos órgãos ambientais na elaboração de estudos para identificação de potenciais hidrelétricos, a Aneel ressalta que sua Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração está intensificando o diálogo com os órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental e pela gestão de recursos hídricos de forma a monitorar e colaborar com o processo de licenciamento de projetos já existentes.

14. Por fim, a Aneel afirma que está participando das ações que estão sendo tomadas em relação à determinação do TCU em seu Acórdão 2.723/2017-Plenário que, em seu item 9.1.2.1, determina à Casa Civil a elaboração de plano de ação para tornar efetiva a integração entre os diferentes atores envolvidos no planejamento e coordenação dos principais empreendimentos hidrelétricos no país.

15. Cabe salientar ainda que, na Reunião de 4/7/2018 do Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico (CMSE), diante da perda da regularização do SIN causado pela expansão de fontes intermitentes, houve sinalização da necessidade de se retomar as discussões sobre os novos empreendimentos hidrelétricos, conforme trecho abaixo (peça 97, p. 1):

Plano da Operação Energética 2018/2022: O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS apresentou os resultados do Plano da Operação Energética para o período de 2018 a 2022, ressaltando que o equilíbrio estrutural de oferta e demanda está assegurado. Todavia, a perda de regularização do Sistema Interligado

Nacional – SIN, devido à expansão baseada principalmente em usinas eólicas, solares e hidrelétricas sem reservatórios de acumulação, deve levar à maior dependência das estações chuvosas. O ONS recomendou a valoração dos atributos das fontes na expansão, de forma a prover mais inércia ao SIN. O CMSE entendeu a necessidade de se retomar as discussões acerca de novos empreendimentos hidrelétricos.

Análise

16. Primeiramente, ressalta-se que essa questão já havia sido alvo de apontamento no Acórdão 1.171/2014-Plenário (TC 012.949/2013-2). Na ocasião, concluiu-se pela ausência de estudos pelos órgãos do setor a respeito da melhor forma de ampliação do parque gerador de eletricidade, o que leva ao risco de fazê-lo fora dos pontos de economicidade, segurança e preservação do meio ambiente. Nesse sentido, foi feita a seguinte determinação, conforme item 9.2 da referida decisão, transcrita abaixo:

9.2. determinar ao Ministério de Minas e Energia - MME, ao Ministério do Meio Ambiente - MMA e ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente - Ibama que, no prazo máximo de noventa dias, sob coordenação do primeiro:

9.2.1. encaminhe ao TCU plano de trabalho, acompanhado de cronograma, que não deverá ultrapassar doze meses, para elaboração de estudos, incluindo, se for o caso, a realização de audiências/consultas públicas, visando, além do esclarecimento à sociedade, à identificação clara dos custos e benefícios econômicos e sócio-ambientais da utilização de cada tecnologia de geração de energia elétrica (hidrelétrica, termonuclear, térmica convencional, eólica, etc.), considerando as possibilidades, os requisitos e os efeitos de sua inserção na matriz energética brasileira e na expansão do parque gerador, com base em critérios que propiciem o compromisso adequado entre segurança energética, economicidade, aí incluídas as imperiosas qualidades relacionadas à modicidade tarifária e ao cumprimento dos acordos internacionais e legislação ambientais, especialmente aos relacionados à contenção/redução da emissão de gases produtores do efeito estufa;

9.2.2. sejam incluídos no estudo referido no item 9.2.1, retro:

9.2.2.1. análise da utilização de usinas hidrelétricas com reservatório, respectivo porte ótimo, em confronto com as a fio d'água, sob os mesmos parâmetros de segurança energética, modicidade tarifária, e obediência aos acordos internacionais e legislação ambiental, considerados os efeitos da expansão de tais tecnologias na matriz energética brasileira como um todo;

17. Essa deliberação foi monitorada no âmbito do TC 019.228/2014-7, recentemente julgado pelo Acórdão 1.631/2018-Plenário. Novamente, constatou-se a ausência de avaliação comparativa, considerando os diversos aspectos envolvidos, entre diversas possibilidades de expansão da geração de eletricidade, notadamente pela falta de comparação entre os prós e contras das alternativas de ampliação da produção de energia elétrica via usinas térmicas ou via hidrelétricas, com reservatório e a fio d'água. Em razão da persistência do problema, foram feitas as seguintes deliberações no âmbito da referida decisão:

9.8. recomendar à Presidência da República a criação de instância decisória formal, supra e interinstitucional, presidida por representante direto do Presidente da República, que, subsidiada pelas avaliações (pareceres, propostas, avaliações etc) sobre as variáveis individuais (técnica, econômica, ambiental e social) e sobre as alternativas possíveis, elaboradas pelos órgãos e instituições competentes, decida, com base no menor impacto econômico, social e ambiental, considerando compromissos de segurança energética, modicidade tarifária, cumprimento de acordos internacionais e da legislação regente e em nome do Estado e do povo brasileiro, com a transparência devida, qual tecnologia e/ou qual projeto de geração de energia elétrica será adotado e, em contrapartida, quais ônus serão assumidos, por quem serão assumidos e de que forma serão compensados;

9.9. recomendar à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que, em atenção às competências constantes do art. 4º da Lei 10.847/2004:

9.9.1. elabore a “matriz energética brasileira de referência”, considerando o melhor conjunto de soluções para a expansão da capacidade de energia elétrica, sob o ponto de vista da segurança energética, modicidade tarifária, utilização racional e adequada das diversas tecnologias de geração disponíveis, emissão de CO2, além dos outros aspectos de ordem ambiental, social, técnica, econômica, histórico-arqueológica e burocrática:

9.9.1.1. envide esforços, juntamente com o Ministério de Minas e Energia, no sentido da implementação, mais ampla possível, de tal matriz energética de referência, no planejamento energético, sobretudo na ampliação da capacidade de geração;

9.9.1.2. na construção de tal cenário de referência, sugere-se considerar, na opção a ser feita, o maior conjunto de alternativas possíveis, considerando tecnologias, fontes de energia e potenciais hídricos disponíveis;

9.9.1.3. aquelas soluções ou projeto cujo custo de transmissão se torne relevante, o mesmo deveria ser incluído no cenário de referência.

9.9.2. elabore avaliações comparativas e alternativas à adoção das UTEs fósseis constantes do Planejamento Decenal de Expansão de Energia 2026 ou daquele que venha a sucedê-lo, considerando-se pelo menos UHEs

com e sem reservatório, com base em critérios que propiciem o compromisso adequado entre segurança energética, modicidade tarifária, cumprimento dos acordos internacionais e legislação ambientais, especialmente os relacionados à contenção/redução da emissão de gases produtores do efeito estufa;²

18. Ressalta-se que esse mesmo problema foi alvo de análise minuciosa em auditoria operacional realizada no âmbito do processo TC 029.192/2016-1. Na ocasião, foram constatadas deficiências na estruturação de grandes usinas hidrelétricas sob o enfoque socioambiental, pois não há avaliação devida dos impactos e benefícios em relação às alternativas existentes. Concluiu-se que decisões relativas ao desenvolvimento de projetos de grandes hidrelétricas são tomadas sem que haja a devida interação entre o planejamento do setor elétrico brasileiro e os órgãos intervenientes, sendo necessário uma maior integração das políticas socioambientais antes mesmo da deflagração dos processos de estruturação dos empreendimentos para subsidiar as decisões.

19. Diante desse achado, foi feita a seguinte determinação no Acórdão 2.723/2017-Plenário:

9.1. determinar à Casa Civil da Presidência da República, como órgão coordenador da atuação interinstitucional do governo, que:

(...)

9.1.2. em articulação com os Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente:

9.1.2.1. no prazo de cento e vinte dias, elabore Plano de Ação para tornar efetiva a integração entre os diferentes atores envolvidos no planejamento e coordenação dos principais empreendimentos hidrelétricos estudados no país, através da institucionalização de ferramenta voltada à realização de uma avaliação sistêmica, a exemplo da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), de forma a permitir que, na etapa decisória acerca da inclusão de determinado empreendimento no planejamento de médio/longo prazo do setor, sejam adotadas decisões estratégicas que englobem o planejamento da matriz energética, o uso da água nas bacias hidrográficas, a ocupação e uso do solo, os bens tangíveis e intangíveis a serem preservados ante o possível impacto causado pela construção de grandes usinas hidrelétricas, bem como eventuais projetos de infraestrutura alternativos;³

20. Conforme informa a própria Aneel no Memorando nº 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 3), ainda que não conste como alvo da determinação supramencionada, a Agência está participando das ações que estão sendo tomadas em relação à essa deliberação do TCU, o que evidencia que os órgãos envolvidos estão adotando as providências para o cumprimento dessa deliberação.

21. Nesse sentido, como já existem deliberações do TCU acerca dessa constatação que serão devidamente monitoradas, abstém-se de mais considerações a respeito.

2. dificuldades para expansão da micro e minigeração distribuídas na matriz elétrica brasileira em razão dos seguintes fatores:

2.1. desconhecimento da população em relação ao assunto em razão de melhor divulgação da política, já devidamente regulamentada pela Resolução Normativa 482/2012 da Aneel, alterada pela Resolução Normativa 687/2015, pelos órgãos responsáveis;

22. Em sua resposta (peça 73), o MME não informa nenhuma providência acerca desse achado.

23. No Despacho nº 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA afirma não ser responsável por quaisquer medidas em relação a esse item.

24. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 4-7), a Aneel afirma estar participando de diversas ações de representação institucional sobre micro ou mini geração distribuída, além de estar divulgando notícia em seu sítio na internet. Ademais, afirma estar realizando os seguintes esforços com vistas a divulgar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica estabelecido pela Resolução 482/2012:

- A disponibilização de uma página específica no site da Agência, que reúne textos informativos, links para documentos e formas de acesso aos dados dos sistemas já conectados;

² O processo se encontra em fase de notificação aos órgãos e entidades responsáveis pela implementação das recomendações.

³Essa deliberação está sendo alvo de monitoramento no TC 035.078/2017-0, ainda sem julgamento.

- A elaboração de um Caderno Temático sobre Micro e Minigeração Distribuída, onde são explicados, de maneira mais acessível ao consumidor, os critérios de conexão estabelecidos nas Normas e, ainda, são apresentados exemplos ilustrativos numéricos de como a instalação de uma micro ou minigeração distribuída pode beneficiar o consumidor, reduzindo sua fatura de energia elétrica;
- O apoio institucional e a revisão técnica de um Guia de Microgeradores Fotovoltaicos e de um Guia de Microgeradores Eólicos, produzidos pelo Instituto Ideal e destinados à apresentação didática dos procedimentos necessários à instalação de uma microgeração para consumidores leigos no assunto;
- Criação de um Guia de Perguntas e Respostas, com a compilação de diversas perguntas frequentes sobre o tema que foram recebidas pela Agência ao longo dos últimos anos, com o objetivo de promover o regulamento, disseminando o conhecimento entre os interessados no assunto;
- Revisão técnica de uma Cartilha da Organização das Cooperativas Brasileiras – OCB destinada à criação de Cooperativas de Energia⁶ para enquadramento na modalidade de Geração Compartilhada, estabelecida pela REN nº 482/2012;
- Realização de um Webinar para divulgação da REN nº 482/2012 e esclarecimento de dúvidas da população sobre o tema. A transmissão teve a participação online de centenas de interessados e foi disponibilizado na internet, contando atualmente com mais de 12 mil visualizações;
- Realização, em 20 e 21 de junho de 2018, do Seminário Internacional de Micro e Minigeração Distribuída e, em 09 e 10 de abril de 2014, do Seminário de Micro e Minigeração Distribuída, ambos com o objetivo de discutir com a sociedade os aspectos da regulação que carecem de aprimoramento;
- Divulgações da Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais (SCR) em redes sociais: Facebook – de 25/4/2016 a 30/5/2018: 57 publicações (entre cards, infográficos e vídeos) 795 mil pessoas alcançadas 35 mil repercussões LinkedIn – de 13/3/2017 a 30/5/2018: 19 publicações 218 mil pessoas alcançadas 3,1 mil repercussões;
- Participações da ANEEL em ações de representação institucional sobre micro ou minigeração distribuída:

Análise

25. Diante das ações que estão sendo tomadas para a divulgação da Resolução Aneel 482/2012 e do fato que está aberta consulta pública para revisão dessa regulamentação, com ampla participação dos interessados, entende-se desnecessário qualquer encaminhamento do TCU a respeito.

2.2. falta de linhas de financiamento atrativas para a aquisição dos equipamentos também é impeditivo, já que o custo inicial para a implantação dos sistemas é bastante elevado;

26. Em sua resposta (peça 73), o MME não informa nenhuma providência acerca desse achado.

27. No Despacho 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA afirma não ser responsável por quaisquer medidas em relação a esse item.

28. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 7), a Aneel destaca que esse incentivo foge de suas competências.

Análise

29. A respeito dessa constatação, cabe trazer as conclusões da SecexAmbiental no Relatório do Levantamento (peça 39 do TC 007.859/2017-1, p. 22):

90. As linhas de financiamento atuais não são atrativas, pois esbarram no problema de falta de conhecimento pelo setor financeiro dos riscos relacionados às tecnologias de micro e minigeração, como se depreende de excerto da resposta da EPE (Peça 32):

“Adicionalmente, o investimento em micro e minigeração distribuída é intensivo em capital e relativamente elevado para uma população majoritariamente de renda mais baixa, como é o caso brasileiro. É necessário que se expandam linhas de financiamento com taxas atrativas e que sejam disponibilizadas no país inteiro. Um dos motivos das poucas alternativas oferecidas é o desconhecimento da tecnologia pelo setor financeiro, o que traz incertezas e dificuldades para o entendimento e correta mensuração dos riscos desses ativos.”

91. O MME também afirmou que faltam financiamentos a taxas mais atrativas e acessíveis à população (Peça 34):

30. “Diversas avaliações de especialistas do setor sinalizam que o atual cenário macroeconômico vivido pelo país acrescido principalmente da falta de créditos de financiamentos com taxas mais atrativas e mais acessíveis são os grandes inibidores para um maior desenvolvimento e inserção dessa modalidade de geração.”

31. Com fulcro nas conclusões da presente auditoria, ainda não existem diretrizes definidas do governo de até que ponto a mini e micro geração distribuída deve ser incentivada. A regulamentação desse modelo de negócio está sendo regulamentada pela Aneel sem uma orientação governamental mais precisa a respeito.

32. No PDE 2026 (peça 134, p. 221-223), há um tópico que demonstra a evolução da geração distribuída no Brasil. No entanto, não há uma meta clara a ser alcançada nos próximos anos, ainda que se indique que esse modelo de negócio é uma tendência no mundo e que o “desafio é criar condições que estimulem sua difusão e que ao mesmo tempo não onerem outros consumidores e que não prejudiquem as atividades distribuidora (a rede é fundamental para a existência da GD)”. (peça 134, p. 223).

33. Portanto, antes da criação de incentivos específicos para a expansão da GD, entende-se que, primeiramente, deve haver uma definição mais precisa do governo do caminho a ser seguido no que toca à ampliação ou não dessa forma de geração. Essa definição está sendo alvo de proposta de deliberação por esta Corte de Contas neste processo (item III.1.1).

3. problemas no modelo regulatório vigente de micro e minigeração distribuídas, pois a migração em larga escala para o net metering produz um efeito social negativo, uma vez que os consumidores que adotarem esse sistema passam a não pagar pela utilização da rede de distribuição, repassando esse valor aos que não migraram, que, em geral, são as classes menos favorecidas;

34. Em sua resposta (peça 73), o MME não informa nenhuma providência acerca desse achado.

35. No Despacho 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA afirma não ser responsável por quaisquer medidas em relação a esse item.

36. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 7), a Aneel destaca que essa questão é um dos temas que está em discussão na Consulta Pública que tem por objetivo trazer subsídios para a revisão da Resolução Aneel 482/2012 por meio de estudos de análise de impacto regulatório.

Análise

37. Na medida em que já está se discutindo o problema, inclusive por meio de uma discussão ampla com os interessados em consulta pública, entende-se desnecessário qualquer encaminhamento por este TCU.

4. em localidades isoladas, vislumbrou-se possibilidade de adoção de sistemas híbridos de geração formados por sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia por meio de baterias e geradores a diesel em substituição ao modelo atual baseado em combustíveis fósseis, com vantagens econômicas, sociais e ambientais;

38. Na Nota Informativa 21/2018/DPE/SPE (peça 73, p. 3-4), o MME ressalta que houve reformulação do arcabouço acerca do atendimento aos sistemas isolados de maneira a promover uma maior inserção de fontes renováveis. Em relação a isso, destaca a edição da Portaria MME nº 67/2018, que reformulou os procedimentos para o planejamento do atendimento aos referidos sistemas.

39. No Despacho 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA afirma não ser responsável por quaisquer medidas em relação a esse item.

40. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 8-10), a Aneel informa que, nos editais dos leilões para atendimento dos sistemas isolados, cuja solução contratada foi a geração termelétrica com combustíveis fósseis, já é prevista a possibilidade de inserção de geração por fontes renováveis. Ademais, a adoção de sistemas híbridos já é permitida pela regulamentação atual – Lei 12.111/2009 e Decreto n. 7.246/2010 – e deve constar do planejamento do atendimento dos mercados nos sistemas isolados que as distribuidoras devem submeter ao MME.

Análise

41. A respeito desse achado, cabe transcrever as conclusões da SecexAmbiental no Relatório do Levantamento (peça 39 do TC 007.859/2017-1, p. 24-25):

104. Outra questão relevante a ser analisada é a possibilidade utilização de geração distribuída nos sistemas isolados, tendo em vista que o custo da energia nessas regiões é elevado (custo por MWh), sendo custeado por toda a sociedade por meio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

105. A CCC é um encargo do setor elétrico brasileiro pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica e repassado para tarifa de energia elétrica, de forma a subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, chamadas de Sistemas Isolados.

106. Nesse contexto, a EPE (2016) realizou um estudo para avaliar a possibilidade de implantação de sistemas híbridos de geração formados por sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia por meio de baterias e geradores a diesel, em 54 localidades dos mercados isolados da região Amazônica.

107. O trabalho concluiu que a adoção de um sistema híbrido traria os seguintes benefícios:

- Redução de aproximadamente 9% no valor da energia, em R\$/MWh;
- Menor vulnerabilidade e benefício econômico em função da expectativa de aumento do preço futuro do diesel;
- Economia no consumo de combustíveis fósseis, proporcionando redução de emissões de gases de efeito estufa;
- e
- Geração de conhecimento em sistemas renováveis na região amazônica, propiciando desenvolvimento tecnológico, industrial, comercial e de mão de obra nacional.

108. Vale destacar que com o aumento recente do valor dos combustíveis, entre eles o óleo diesel (Decreto 9.101/17), o impacto econômico positivo dessa nova solução proposta pela EPE foi majorado.

Tabela 2. Valores gastos com a CCC 2014-2017 (em R\$ milhões)

2014	2015	2016	2017
4.658	7.223	6.339	5.056

Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

109. Considerando os valores da CCC apresentados pela Aneel, a implantação desses sistemas híbridos significaria uma redução de custos da ordem de R\$ 455 milhões (9% de R\$ 5,056 bilhões) somente em 2017. O valor acumulado dos últimos quatro anos poderia chegar a R\$ 2,1 bilhões.

42. Diante das evidências das vantagens econômicas, sociais e ambientais identificadas no estudo da EPE, entende-se que as medidas adotadas pelo MME e pela Aneel com vistas a implantação dos sistemas híbridos são insuficientes. A simples regulamentação da possibilidade de que esses sistemas sejam introduzidos não gera a obrigatoriedade da sua introdução nos sistemas isolados.

43. No entanto, na presente auditoria, também foram identificadas boas práticas dos órgãos do setor elétrico no sentido de tentar adotar soluções mais adequadas nos sistemas isolados. Esse tema está sendo objeto de apontamento no Achado III.2.3 no corpo deste Relatório.

5. deficiências no planejamento do setor energético e na coordenação entre os atores responsáveis pela condução das políticas públicas, tendo em vista que foram verificados os seguintes problemas:

5.1. os instrumentos de planejamento de longo prazo do setor elétrico não têm sido atualizados tempestivamente (ausência ou atraso na publicação do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e a última versão do Plano Nacional de Energia (PNE 2050) teve sua última versão publicada em 2008);

44. Em sua resposta (peça 73), o MME não informa nenhuma providência acerca desse achado.

45. No Despacho 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA afirma não ser responsável por quaisquer medidas em relação a esse item.

46. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 9-10), a Aneel destaca que esse tema não é abrangido dentre as suas competências.

47. Na presente auditoria, também se questionou o MME acerca do atraso na conclusão do PNE 2050. Em resposta, o MME expôs, na Nota Informativa nº 4/2018/DIE/SPE (peça 37, p. 26), que esse

documento se encontra em fase de elaboração pela EPE, sob a coordenação da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE), do MME, tendo previsão de conclusão até o fim do mês de maio de 2019.

Análise

48. Como o MME está envidando esforços no sentido de elaboração do PNE 2050, inclusive já existindo prazo para a conclusão dos trabalhos, entende-se desnecessária qualquer deliberação a respeito.

5.2. ausência de efetiva participação do Ministério do Meio Ambiente na definição das diretrizes que balizam a política energética brasileira, pois o referido órgão é apenas acionado nas etapas posteriores relacionadas ao licenciamento ambiental, o que causa entraves que atrapalham o andamento dos empreendimentos;

49. Em sua resposta (peça 73), o MME não informa nenhuma providência acerca desse achado.

50. Na Nota Informativa 21/2018/DPE/SPE (peça 73, p. 3-4), o MME informa que essa temática já está sendo tratada no âmbito das ações necessárias ao cumprimento do Acórdão 2.723/2017-TCU-Plenário, que trata da estruturação de grandes empreendimentos hidrelétricos, e do Acórdão 523/2018-TCU-Plenário, que trata da atividade de suporte à viabilização socioambiental de linhas de transmissão de energia elétrica.

51. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 10), a Aneel destaca que esse tema não é abrangido dentre as suas competências.

52. No Despacho nº 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA discorda desse apontamento, pois o MMA tem assento no CNPE, ressaltando que tem sido chamado a participar do processo de elaboração dos instrumentos de planejamento (PDE e PNE) juntamente com outras instituições (MCTIC e MDIC).

Análise

53. Como esse assunto está sendo tratado no âmbito de dois outros processos deste TCU, entende-se desnecessária qualquer deliberação a respeito.

5.3. ausência de projeção do consumo de energia pela indústria, que é responsável por 33% do consumo da energia ofertada no Brasil, no planejamento do setor energético;

54. Em sua resposta (peça 73), o MME não informa nenhuma providência acerca desse achado.

55. No Despacho 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA afirma não ser responsável por quaisquer medidas em relação a esse item.

56. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 10), a Aneel destaca que esse tema não é abrangido dentre as suas competências.

Análise

57. Em reunião realizada com o então MDIC (extrato da reunião à peça 100), foi informado que esse Ministério participava ativamente das discussões com o MME a respeito do planejamento da expansão do setor elétrico, inclusive sendo consultado para a elaboração do PDE e do PNE. Ressalta-se que o MDIC tem assento nas reuniões do CNPE, conforme o art. 2º, inciso VI, do Decreto 3.520/2000, que regulamenta a estrutura e funcionamento desse Conselho.

58. Além disso, em consulta ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), encontram-se várias passagens onde são levadas em conta informações sobre o setor industrial.

59. Portanto, entende-se que existe a consideração da demanda energética da indústria no planejamento do setor energético. O que falta é uma melhor formalização de como se dá a participação

dos órgãos relacionados à política industrial, como o MDIC, na formulação dos instrumentos de planejamento do setor energético. Essa questão está sendo alvo de proposta de deliberação do TCU no presente processo (Achado III.3.1).

5.4. ausência de projeção dos efeitos das mudanças climáticas nos cálculos de energia firme das usinas hidrelétricas em razão das possíveis alterações no regime hidrológico, o que também pode comprometer a segurança energética do país;

60. Em sua resposta (peça 73), o MME não informa nenhuma providência acerca desse achado.

61. No Despacho 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA afirma que acredita que as projeções dos efeitos da mudança do clima são consideradas sim no planejamento do setor elétrico, pois a EPE, que é a responsável pela elaboração do PDE e do PNE, também é a entidade responsável pelos dados que subsidiam a definição do fator de emissão do setor elétrico constante das Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil pelo MCTIC. Além disso, a EPE também foi responsável pela elaboração dos cenários sobre a potência de redução de emissões de GEE pelo setor elétrico que subsidiaram a definição da meta da NDC do Brasil.

62. No Memorando nº 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 10), a Aneel destaca que esse tema não é abrangido dentre as suas competências.

Análise

63. Em relação a isso, ressalta-se que o PDE 2026 foi o primeiro a considerar os efeitos das mudanças climáticas no planejamento do setor elétrico. Cabe trazer trecho do referido documento que trata do assunto (peça 134, p. 94):

A relação entre mudanças climáticas e o setor energético manifesta-se também com relação ao subsetor de energia elétrica — e o segmento de geração de eletricidade em particular. O entendimento desta relação pode ser facilitado quando se considera separadamente as dimensões de mitigação de e adaptação a mudanças climáticas.

Emissões de gases do efeito estufa originadas no segmento de geração de eletricidade brasileiro respondem atualmente por parcela comparativamente baixa das emissões totais do país em comparação com valores típicos internacionais, mesmo quando todo o ciclo de vida de projetos de geração é considerado (incluindo eventuais alterações no uso do solo). Ainda assim, a discussão sobre emissões do segmento é objeto de atenção e análise da EPE, como o leitor verificará através das discussões sobre emissões neste capítulo. A relação do segmento de geração de energia elétrica com fenômenos inter-setoriais com impactos sobre emissões, como a participação de veículos elétricos na frota brasileira, também são objeto de estudo da EPE.

O enfoque deste box recai, entretanto, sob ações de adaptação do segmento de geração aos efeitos de mudanças climáticas. O aquecimento global pode ter consequências severas sobre a oferta de eletricidade no Brasil. Essa oferta atualmente se baseia fortemente em fontes renováveis (com destaque para a hidroeletricidade), que podem ter sua confiabilidade e disponibilidade afetadas pelas condições climáticas futuras. A EPE entende ser importante identificar o mix ótimo de medidas de adaptação, que podem envolver desde diversificação da matriz de tecnologias de geração até intervenções específicas, como medidas de conservação de bacias hidrográficas.

O primeiro passo nos esforços de adaptação do segmento de geração hidrelétrica é, no entanto, produzir diagnósticos dos efeitos possíveis de mudanças climáticas, com a tradução de incertezas em cenários de variação da demanda e oferta de eletricidade. Em particular, considerando que 70% da geração do Brasil é hidrelétrica, é importante avaliar o impacto cenários que afetam a disponibilidade de recursos hídricos em decorrência de mudanças climáticas. A EPE já está se debruçando sobre esta tarefa, em esforço que continuará em planos vindouros.

64. Diante da importância de estudo dos cenários para um melhor planejamento do setor elétrico, o PDE 2026 traz, à peça 134, p. 94-95, diversos estudos que estão sendo levados em consideração. No entanto, mesmo com a pluralidade de conclusões, podem ser destacados os seguintes pontos (peça 134, p. 95):

As dimensões do Brasil tornam a diversidade de cenários climatológicos relevantes, pois as mudanças climáticas podem afetar de forma bastante distinta as diversas bacias do SIN;

1.É interessante o estudo abranger não apenas fontes hídricas, pois nas referências há indicações de que as mudanças climáticas podem alterar a disponibilidade de outras fontes como a biomassa e a fotovoltaica;

- II. As mudanças de uso do solo podem ter influência bastante significativa no regime de chuva e de afluência;
- III. O acoplamento entre modelos climáticos e de simulação hidrológica pode introduzir vieses nos resultados, devido às diferenças de escalas;
- IV. O uso de técnicas estatísticas avançadas permite obter resultados ágeis e de qualidade, porém não permite representar o processo físico, principalmente quanto às mudanças de uso do solo.

65. Por fim, destaca o PDE 2026 a importância também da otimização do consumo de energia elétrica como uma das medidas de adaptação necessárias aos efeitos das mudanças climáticas (peça 134, p. 95).

66. Ressalta-se que, em resposta a questionamento feito no âmbito da presente auditoria acerca da consideração dos efeitos das mudanças climáticas na geração das fontes renováveis, o MME respondeu, na Nota Informativa 9/2011/DDE/SPE (peça 104, p. 5), que está desenvolvendo estudo a respeito com o objetivo de “avaliar a consistência das ferramentas e metodologias para análise de impacto das mudanças climáticas junto ao setor elétrico brasileiro”. Segundo o MME, o nome desse estudo é “Análise dos Reflexos das Mudanças Climáticas nas Metodologias de Planejamento de Sistemas Elétricos”, está sendo desenvolvido com o apoio financeiro do Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD) e tem previsão de término no final desse ano.

67. Diante do fato que a EPE já indicou a importância da consideração dos efeitos da mudança do clima no planejamento do setor energético e de que existe iniciativa do MME para incorporação de estudos no planejamento do setor elétrico, entende-se desnecessária deliberação a respeito. Esse ponto, contudo, foi destacado no relatório no Achado III.4.4, em virtude de sua importância.

5.5. ausência de previsão de modernização das usinas termo-elétricas, tendo em vista que é recomendável a substituição dos combustíveis fósseis utilizados, que são mais caros e poluentes, por biomassa para a produção de energia, como, por exemplo, a proveniente do bagaço da cana e o eucalipto.

68. Em sua resposta (peça 73), o MME não informa nenhuma providência acerca desse achado.

69. No Despacho 27473/2018-MMA (peça 72, p. 3), o MMA relata que “tem cooperado com o MME para alavancar a participação da biomassa para produção de energia através da implementação do Programa RenovaBio”. Um dos objetivos é justamente contribuir com a diminuição das emissões, conforme previsto no Acordo de Paris, pois estão sendo valorizadas as usinas produtoras de biocombustíveis que incorporam em seu processo de geração energética o aproveitamento do bagaço.

70. No Memorando 223/2018-SCG/ANEEL (peça 93, p. 10), a Aneel informa

que a utilização de biomassa para a produção de energia termelétrica é desejável, contudo, tal movimento não passa pela modernização do parque termelétrico atualmente instalado, por razões de ordem técnica. Por exemplo: (i) a substituição dos combustíveis fósseis por biomassa somente seria economicamente viável para aquelas termelétricas localizadas próximas das próprias usinas de açúcar e álcool, uma vez serem elas as produtoras da biomassa necessária; e (ii) as características técnicas dos equipamentos para a produção de energia elétrica por biomassa, por exemplo, utilizam ciclo termodinâmico a vapor e não são necessariamente equivalentes às características técnicas dos equipamentos de usinas movidas a combustíveis fósseis, que em geral utilizam ciclo termodinâmico a gás.

Análise

71. Diante da resposta da Aneel, que aponta razões de ordem técnica que dificultam a modernização das termoelétricas no sentido de utilizarem combustíveis menos poluentes e mais baratos, entende-se que a possibilidade de modernização das usinas seja alvo de avaliação mais aprofundada pela EPE, com vistas a melhor dimensionar os custos e benefícios dessa opção. A respeito disso, já foi feita deliberação por este TCU que incorpora, dentre outras coisas, a necessidade da referida avaliação. Trata-se do Acórdão 1.631/2018-TCU-Plenário, que recentemente julgou o TC 019.228/2014-7, o qual tratou do monitoramento das deliberações exaradas nos Acórdãos 1.196/2010, 1.171/2014, 184/2015 e 994/2015, todos do Plenário, decorrentes de fiscalizações em que se avaliaram a Segurança Energética do País e a utilização racional dos recursos e o pleno atendimento à legislação e metas ambientais, no

qual foram feitas as seguintes recomendações à Presidência da República e à EPE:

9.8. recomendar à Presidência da República a criação de instância decisória formal, supra e interinstitucional, presidida por representante direto do Presidente da República, que, subsidiada pelas avaliações (pareceres, propostas, avaliações etc) sobre as variáveis individuais (técnica, econômica, ambiental e social) e sobre as alternativas possíveis, elaboradas pelos órgãos e instituições competentes, decida, com base no menor impacto econômico, social e ambiental, considerando compromissos de segurança energética, modicidade tarifária, cumprimento de acordos internacionais e da legislação regente e em nome do Estado e do povo brasileiro, com a transparência devida, qual tecnologia e/ou qual projeto de geração de energia elétrica será adotado e, em contrapartida, quais ônus serão assumidos, por quem serão assumidos e de que forma serão compensados;

9.9. recomendar à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que, em atenção às competências constantes do art. 4º da Lei 10.847/2004:

9.9.1. elabore a “matriz energética brasileira de referência”, considerando o melhor conjunto de soluções para a expansão da capacidade de energia elétrica, sob o ponto de vista da segurança energética, modicidade tarifária, utilização racional e adequada das diversas tecnologias de geração disponíveis, emissão de CO₂, além dos outros aspectos de ordem ambiental, social, técnica, econômica, histórico-arqueológica e burocrática:

9.9.1.1. envide esforços, juntamente com o Ministério de Minas e Energia, no sentido da implementação, mais ampla possível, de tal matriz energética de referência, no planejamento energético, sobretudo na ampliação da capacidade de geração;

9.9.1.2. na construção de tal cenário de referência, sugere-se considerar, na opção a ser feita, o maior conjunto de alternativas possíveis, considerando tecnologias, fontes de energia e potenciais hídricos disponíveis;

9.9.1.3. aquelas soluções ou projeto cujo custo de transmissão se torne relevante, o mesmo deveria ser incluído no cenário de referência.

9.9.2. elabore avaliações comparativas e alternativas à adoção das UTE's fósseis constantes do Planejamento Decenal de Expansão de Energia 2026 ou daquele que venha a sucedê-lo, considerando-se pelo menos UHEs com e sem reservatório, com base em critérios que propiciem o compromisso adequado entre segurança energética, modicidade tarifária, cumprimento dos acordos internacionais e legislação ambientais, especialmente os relacionados à contenção/redução da emissão de gases produtores do efeito estufa;

Nesse sentido, entendem-se desnecessárias mais deliberações.

Apêndice D – Principais políticas de incremento de energias renováveis no mundo

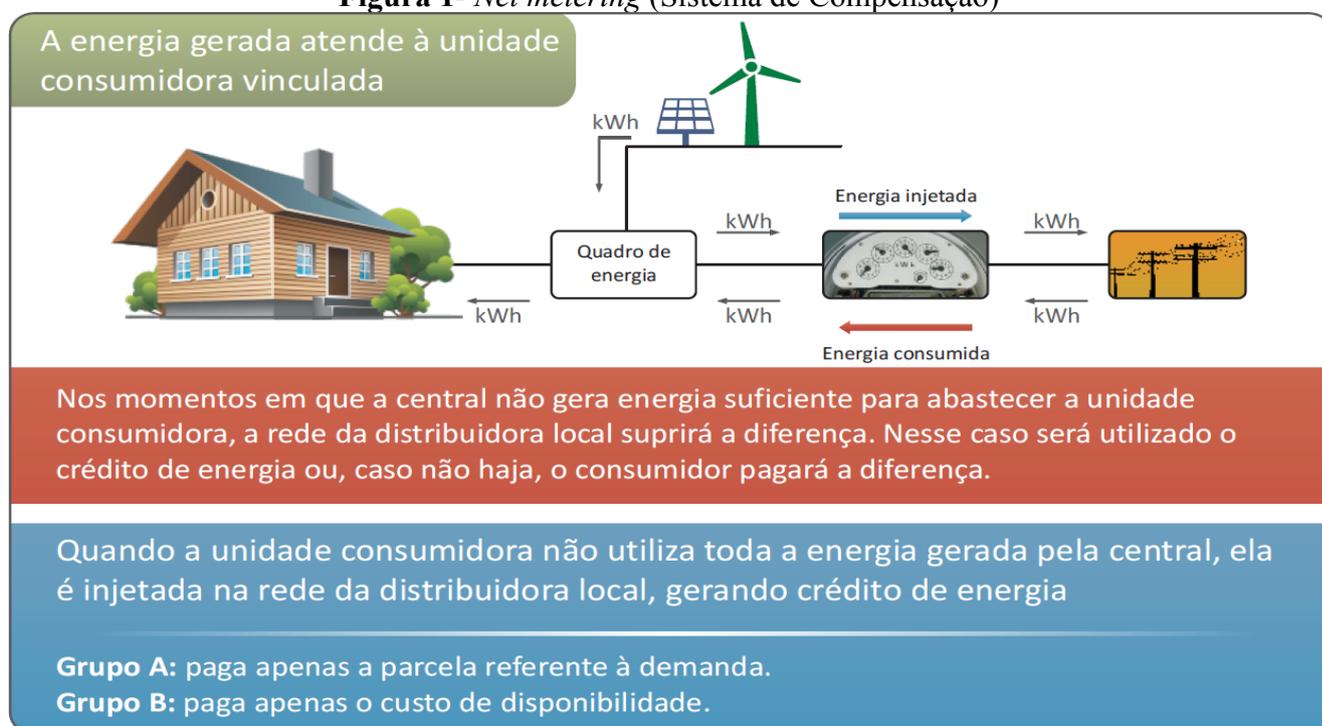
1. Trata-se de síntese de *Benchmarking* Internacional, disponível à peça 157m acerca da Expansão da Geração de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis.
2. Com vistas a impulsionar o crescimento das fontes renováveis, os diversos governos vêm adotando políticas públicas com vistas a impulsionar o processo. Os principais objetivos dessas políticas são a atração de investimentos; a impulsão do desenvolvimento tecnológico das fontes e de tecnologias relacionadas, como o armazenamento de energia e as redes inteligentes (*smart grids*), com vistas à redução dos custos; o fomento à nacionalização da produção dos equipamentos para a geração de energia limpa; a diversificação da matriz energética com vistas à ampliação da segurança energética e a diminuição da dependência do preço das commodities e a redução das emissões de GEE com vistas ao cumprimento dos acordos internacionais.
3. O estabelecimento de mercados de comercialização de carbono com vistas a limitar as emissões de GEE e a taxação de carbono podem ser consideradas políticas públicas indiretas no sentido de incentivar as fontes limpas, pois torna mais cara a utilização das fontes fósseis. Como exemplo de mercados de comercialização de carbono já em funcionamento, podem ser mencionados os da União Europeia, o da China e o da Califórnia. Já a taxação de carbono já foi implementada em países como Chile, México, África do Sul e Dinamarca. (peça 157, p. 42).
4. Outro tipo de estratégia que tem sido adotada em diversos países é o estabelecimento de Metas de Energia Renovável. A Alemanha, por exemplo, estabeleceu o compromisso de geração de 18% de seu consumo bruto de energia a partir de fontes renováveis até 2020, o que significa um compromisso de gerar 35% de sua energia elétrica a partir de fontes renováveis. Já na Dinamarca, o parlamento acordou que 35% do consumo total de energia deve ser renovável até 2020, sendo que cerca de 50% do consumo de eletricidade deverá ser fornecido pela energia eólica até esse ano (peça 157, p. 106 e 162).
5. Alguns países formalizaram um objetivo quantitativo de descarbonização do setor energético em suas NDC's, como o Chile, a China, África do Sul, Índia e Brasil, mesmo que em alguns casos a meta seja meramente indicativa, como no caso de nosso País. Ressalta-se que, no caso da União Europeia, a NDC abrange a participação de todos os Estados-Membros, não vinculando metas específicas de redução de emissões de GEE ou participação de renováveis na matriz para cada integrante do bloco. Para alcançar a meta prevista na NDC, a União Europeia possui uma gama de leis e regulamentos internos, que traz uma espécie de partilha de esforços entre os integrantes (peça 157, p. 43).
6. Com vistas a apresentar as contribuições individuais em relação à participação de fontes limpas na matriz energética europeia, todos os países do bloco adotaram planos de ação nacionais para a energia renovável, que incluem diversas medidas, como metas setoriais, medidas políticas planejadas, combinação de distintas tecnologias de energias renováveis que eles esperam empregar e o uso planejado de mecanismos de cooperação. Salienta-se que as metas de redução de GEE são mandatórias para cada Estado-Membro, no entanto, no que toca à participação de renováveis, as metas estabelecidas nos planos individuais são meramente indicativas (peça 157, p. 43).
7. Além do estabelecimento de metas e dos mercados de comercialização e taxação de carbono, no relatório do *Benchmarking* Internacional, foram identificados como mecanismos de suporte a energias renováveis uma série de incentivos fiscais e financiamentos públicos além de políticas regulatórias específicas. Os principais incentivos fiscais e financiamentos identificados foram os seguintes: investimentos e créditos fiscais para produção; redução de tributação em vendas de energia e outras taxas; pagamento pela produção de energia e investimentos públicos, empréstimos subsidiados, outorgas, capital subsidiado, ou descontos (peça 157, p. 46).

8. Já as políticas regulatórias identificadas foram as seguintes: *Net metering* (Sistema de Compensação); *Feed-in tariff* (FIT); *Feed-in premium* (FIP); Quotas obrigatórias para energias renováveis; Certificado de Energias Renováveis (CER); Leilões de energias renováveis; Obrigações em transporte de passageiros e carga e Obrigações para aquecimento. A seguir, segue uma descrição das seis primeiras políticas regulatórias mencionadas, consideradas como as mais importantes no contexto de impulso da entrada das renováveis na matriz elétrica.

Net metering (Sistema de Compensação)

9. É um sistema que permite aos geradores de eletricidade exportar eletricidade excedente para a rede elétrica. Nesse caso, a rede elétrica funciona como bateria para os prosumidores, que são os agentes que ao mesmo tempo são produtores e consumidores de energia. A figura abaixo explica bem o funcionamento do *Net metering*:

Figura 1- Net metering (Sistema de Compensação)



Fonte: Aneel, 2016

10. Algumas vantagens dessa estratégia que podem ser mencionadas são as seguintes: minimização de perdas com transmissão, pois a geração se dá em local próximo ao consumo; postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada, baixo impacto ambiental. Como desvantagens, citam-se as seguintes: aumento da complexidade de operação da rede, aumento de tarifas para os consumidores sem geradores; consequências negativas para a rentabilidade das distribuidoras quando a cobrança é feita por tarifa monômnia, que não considera o custo de disponibilidade da rede.

Feed-in tariff (FIT)

11. O *Feed-in-tariff* (FIT) é uma tarifa especial pré-estabelecida para a compra de energia proveniente de determinado tipo de fonte energética, geralmente utilizada para o incentivo das renováveis. Além do tipo de fonte, também são levados em consideração o tamanho do projeto e a localização com o objetivo de garantir a factibilidade dos projetos. O principal objetivo dessa estratégia regulatória é criar um ambiente seguro para o crescimento da competitividade de certos tipos de energia, pois dá suporte ao necessário investimento em pesquisa e desenvolvimento. Com o passar do tempo, os avanços tecnológicos garantirão a redução dos custos e será possível que as autoridades retirem os incentivos gradualmente (SOARES, 2018, p. 163).

12. As principais vantagens do FIT são as seguintes: natureza relativamente simples; redução de risco para investidores e instituições financeiras; possibilita o desenvolvimento mais contínuo e estável do mercado de renováveis; incentiva a maximização da geração e potencializa o desenvolvimento de tecnologia menos maduras. Já as desvantagens relacionadas a essas estratégias concentram-se na dificuldade para a definição do nível adequado de remuneração, uma vez que existem influências políticas envolvidas além da assimetria de informação entre o setor público e o privado. Caso estabelecido um nível de remuneração alto, pode gerar supercompensação para os geradores em detrimento dos consumidores; caso seja estabelecido um nível de remuneração baixo, pode afastar os investimentos (peça 157, p. 48).

Feed-in premium (FIP)

13. O *Feed-in-premium* (FIP) é um mecanismo que consiste em contratos de longo prazo que são projetados para reduzir a exposição de curto prazo do mercado a níveis elevados de renováveis intermitentes conectados à rede. O pagamento pela eletricidade disponibilizada depende dos atuais preços no mercado spot (atacadista) e, por isso, incentiva as exportações para a rede quando necessário e, durante períodos de alta oferta, o autoconsumo (peça 157, p. 48).

14. No mercado spot, onde geralmente a eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia é vendida, os geradores recebem um prêmio/bônus sobre o preço de mercado de sua produção. O FIP pode ser fixo/constante, que estabelece um prêmio independente dos preços de mercado, ou flutuante, que estabelece prêmios variáveis de acordo com a evolução dos preços de mercado (peça 157, p. 48).

15. Entre as principais vantagens desse mecanismo, está o incentivo para os operadores responderem aos sinais de preço do mercado de eletricidade, ou seja, produzir eletricidade quando a demanda é alta ou quando a produção de outras fontes de energia é baixa. Além disso, essa estratégia contribui para uma maior integração das fontes renováveis de energia no mercado de eletricidade, resultando em uma combinação mais eficiente de fornecimento de eletricidade com demanda (peça 157, p. 43).

16. Entre os pontos de desvantagem, está a limitação das tecnologias que podem ser beneficiadas, pois fontes de geração variável, como eólica e solar, diante da dificuldade de controle de sua geração de energia, têm possibilidades limitadas de se adaptar aos sinais de preços de mercado. Além disso, como ocorre com o FIT, existe risco de sobrecompensação ou subcompensação no estabelecimento dos valores do FIP (peça 157, p. 49).

Quotas obrigatórias para energias renováveis

17. Trata-se da definição de quotas mínimas de fontes de energias renováveis na matriz energética das empresas geradoras, distribuidoras e nas grandes consumidoras de eletricidade: São definidas pelo governo e geralmente aumentam com o tempo para apoiar o desenvolvimento das renováveis. Por vezes, não são definidas pelos governos nacionais, mas há a definição de quotas por região ou local. Em alguns países, são definidas sub-quotas para as fontes renováveis individualmente, a fim de estimular a diversificação tecnológica (peça 157, p. 51).

18. A vantagem mais destacada desse mecanismo é o forte incentivo para o cumprimento das metas da política de renováveis, caso haja penalidades suficientemente altas. Além disso, traz previsibilidade para o crescimento das novas fontes, possibilitando uma adequada adaptação da operação do sistema. Como desvantagem principal, pode ser mencionado o fato de não existir incentivo para as fontes limpas além do limite da quota. Ademais, a falta de previsão de uma diversificação das energias a serem introduzidas pode levar ao desenvolvimento de uma fonte em detrimento de outras, o que pode acarretar na não diversificação da matriz de energias renováveis (peça 157, p. 52).

Certificados de Energia Renovável (CER)

19. Trata-se da criação de um mercado específico de certificados emitidos para cada unidade de

eletricidade (kW) produzida a partir de fontes renováveis. A comercialização desses certificados cria um fluxo de receitas para os operadores das usinas, que dependem dos preços flutuantes dos certificados. Para as usinas geradoras, as receitas com as vendas dos certificados devem cobrir o diferencial entre os custos de geração de eletricidade por meio de fontes limpas e os ganhos com a venda da energia no mercado (peça 157, p. 51).

20. Geralmente, esse mecanismo é utilizado conjuntamente com as quotas obrigatórias. Assim, as empresas têm de adquirir o número de certificados necessários para completar sua quota de renováveis e são penalizadas em caso de não cumprimento. A taxa de penalidade pelo não atendimento das quotas é um dos principais fatores de determinação do preço dos certificados (peça 157, p. 51).

21. A alocação de certificados pode ser uniforme ou por faixas. No caso da alocação uniforme, não há diferenciação entre as fontes, o que pode ocasionar a implementação apenas das tecnologias de menor custo. Já quando a alocação se dá por faixas, as tecnologias com custos de geração mais elevados recebem mais de um certificado por unidade de energia produzida, o que pode alavancar o desenvolvimento de um portfólio de tecnologias mais diversificado. Existe ainda possibilidade de estabelecimento de um limite mínimo para o preço do CER, com o objetivo de reduzir o risco de preço para os operadores das usinas renováveis (peça 157, p. 51).

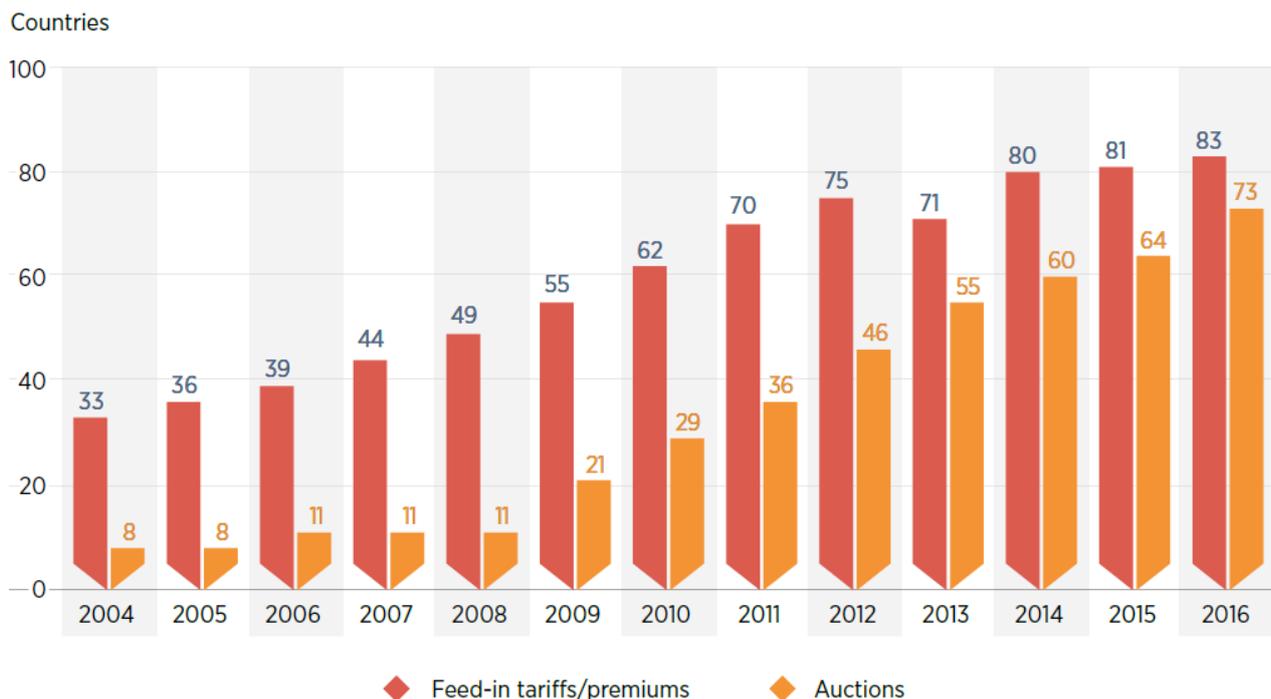
22. Como principais vantagens desses mecanismos, estão a determinação dos preços dos certificados pelas forças do mercado, o que minimiza o custo total dessa estratégia, e a viabilização de investimentos privados em geração a partir de renováveis. Como desvantagens, podem ser mencionadas o fato de trazer mais risco aos investimentos, uma vez que traz mais um fator a ser considerado além do próprio preço da eletricidade, e a tendência de favorecimentos de grandes empresas geradoras diante dos custos com comercialização de eletricidade e dos próprios certificados. Outra potencial desvantagem, em caso de alocação uniforme de certificados, é a não promoção de uma combinação de tecnologias de energia diversificada (peça 157, p. 51-52).

Leilões de Energias Renováveis

23. São processos em que o governo abre concorrência para adquirir certa capacidade ou geração de eletricidade a partir de fontes renováveis. Para participar dos leilões, os desenvolvedores de projetos apresentam propostas com um preço por unidade de eletricidade. O leiloeiro, por sua vez, avalia as ofertas em função do preço e outros critérios, assinando acordo de compra de energia com os licitantes vencedores (peça 157, p. 53).

24. Ainda que o mecanismo de FIT/FIP ainda seja a política de incentivo mais utilizada no mundo, o número de leilões de energias renováveis realizados tem aumentado bastante. Para se ter uma ideia, o número de países que adotaram os leilões aumentou de 8 em 2004 para 73 em 2016. O Gráfico 1 mostra a evolução do número de países que realizaram leilões e estratégias de FIT/FIP.

Gráfico 1 - Tendência da adoção de FIT's/FIP's e leilões (2004-2016)

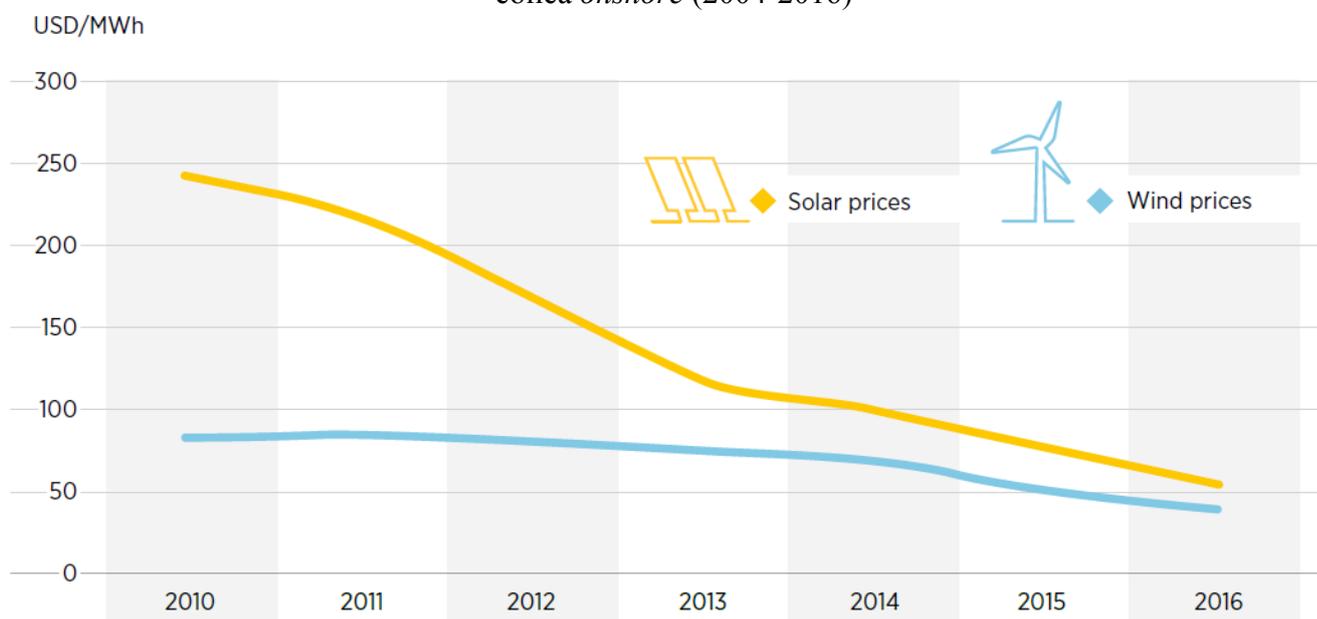


Fonte: IRENA, 2018 B

25. O crescimento na adoção de leilões é decorrente das inúmeras vantagens comparativas que essa estratégia de introdução de renováveis vem demonstrando, como a capacidade de viabilizar a implantação de projetos em um ambiente planejado e transparente, o que possibilita o atendimento de outros objetivos, como a criação de empregos, o aumento do conteúdo local e a adequação às metas nacionais de redução das emissões. Além disso, os leilões não estão vinculados a um arranjo de mercado ou plataforma regulatória específica, podendo ser utilizados por mercados abertos ou por monopólios com estruturas verticalizadas (peça 157, p. 53-54).

26. No entanto, a mais importante vantagem é o seu grande potencial para alcançar preços baixos, o que foi um fator decisivo para o aumento da sua utilização pelos diversos países. A utilização dos certames para a contratação de projetos de energias solar e eólica obteve sucesso no sentido de diminuir os custos dessas tecnologias no mundo, conforme demonstra o Gráfico 2.

Gráfico 2 - Média global dos preços resultantes de leilões para energia solar fotovoltaica e energia eólica *onshore* (2004-2016)



Fonte: IRENA, 2018 B

27. Ainda que essa estratégia tenha alcançado grande sucesso na ampliação das fontes renováveis no setor elétrico, existem algumas desvantagens que merecem ser mencionadas, como a não incorporação dos custos indiretos para o sistema elétrico e o custo transacional elevado tanto para a entidade responsável pelo leilão como para os participantes, pois existem despesas relacionadas aos custos de elaboração de projeto e à execução de diversos procedimentos administrativos.



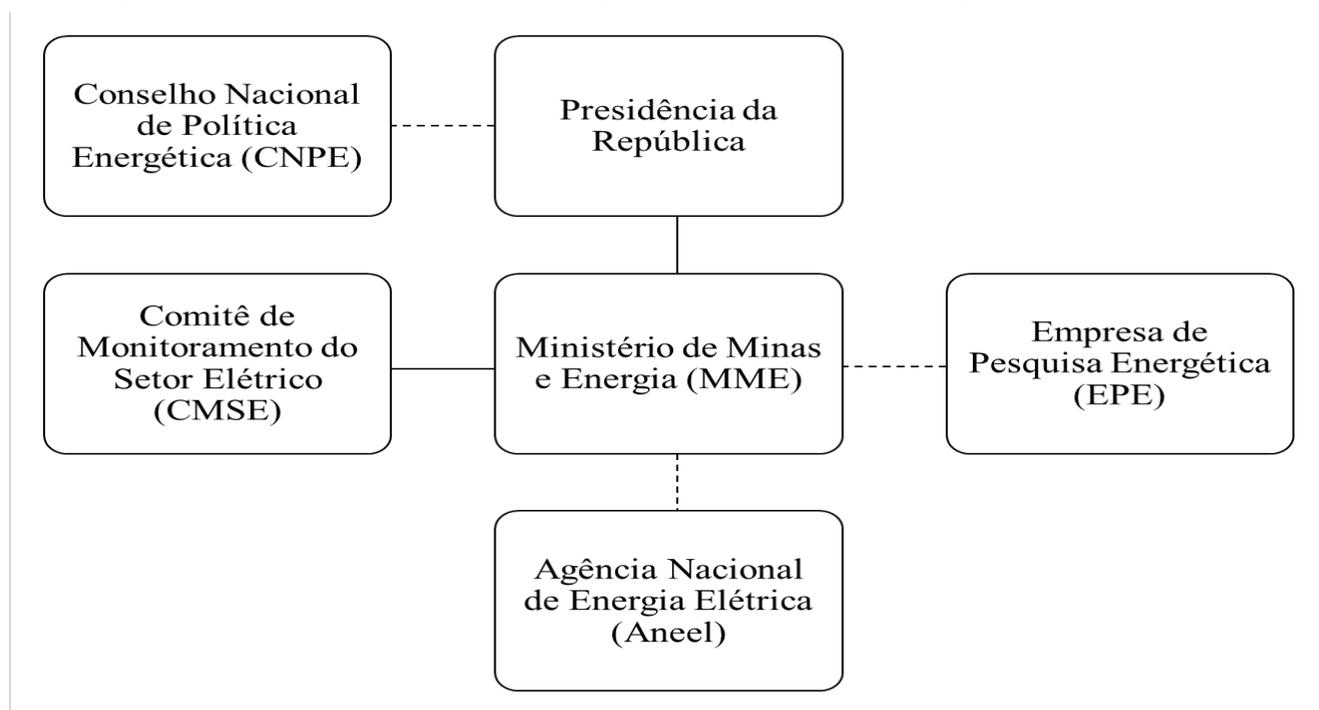
Apêndice E – Principais políticas de incremento de energias renováveis no Brasil

Política	Está devidamente sistematizada e normatizada? Se sim, especificar o normativo	Está alinhada com as diretrizes governamentais?	Órgão(s) ou entidade(s) responsável(eis) pela execução	Órgão(s) ou entidade(s) responsável(eis) pela fiscalização da aplicação da política	Órgão(s) ou entidade(s) responsável(eis) pela avaliação dos resultados da política	São aplicáveis aos grandes empreendimentos ou atingem os consumidores individuais?
Leilões para contratação de energia de novos empreendimentos de geração	Sim. Lei 10.848/2004	Sim	MME define montantes e fontes. Aneel executa os leilões, direta ou indiretamente	Aneel	MME	Atinge apenas os grandes empreendimentos
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa) - incentivos para o desenvolvimento das fontes biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e eólica	Sim. Lei 10.438/2002	Sim	MME Eletrobrás	MME Aneel	MME	Atinge apenas os pequenos e grandes empreendimentos
Desconto na transmissão e na distribuição para energia incentivada (empreendimentos hidrelétricos, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada)	Sim. Lei 9.427/1996	Sim	Aneel estabelece os limites de potência instalada e os percentuais de desconto para cada fonte de energia que se pretende estimular a expansão, de acordo com o limite estabelecido em lei.	Aneel	Não identificado	Atinge apenas os grandes empreendimentos
Sistema de compensação de energia elétrica aplicável a unidades consumidoras com micro ou mini geração distribuída	Resolução Aneel 482/2012	Sim	Aneel	Aneel	Não identificado	Atinge pequenos e grandes empreendimentos e consumidores individuais que tenham elevado poder aquisitivo para fazer o investimento inicial de instalação de sistemas de geração de energia
Possibilidade de contratação de geração distribuída pelas empresas distribuidoras de energia	Portaria MME 65/2018	Sim	MME	Aneel	Não identificado	Atinge grandes empreendimentos, pois só é aplicável às distribuidoras de energia.
Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS) - incentivos fiscais federais que se aplica à instalação e operação das fontes renováveis	Lei 11.484/2007	Sim	MDIC MCTIC Casa Civil	Não identificado	MCTIC e MDIC (art. 11 da Lei 11.484/2007)	Atinge pequenos e grandes empreendimentos
Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) - incentivos fiscais federais que se aplica à instalação e operação das fontes renováveis	Lei 11.488/2007	Sim	Ministério supervisor da área favorecida	Não identificado	Não identificado	Atinge pequenos e grandes empreendimentos
Isenções fiscais estaduais do imposto de circulação de mercadorias e serviços para incentivo à injeção de energia na rede e para a aquisição de componentes para a operação da energia solar e eólica	Convênio ICMS 16/2015 (Confaz) Convênio ICMS 10/2014 (Confaz)	Convênio ICMS 16/2015 (Confaz)	Ministério da Fazenda Conselho Nacional de Política Fazendária	Não identificado	Não identificado	Atinge pequenos e grandes empreendimentos e consumidores individuais que tenham elevado poder aquisitivo para fazer o investimento inicial de instalação de sistemas de geração de energia
Isenção no imposto de renda no caso de debêntures emitidas	Lei 12.431/2011 Decreto 8.874/2016	Sim	Ministério Setorial supervisor da área favorecida, com regulamentações da CVM e do Conselho Monetário Nacional	Não identificado	Não identificado	Atinge pequenos e grandes empreendimentos. Não atinge pequenos consumidores individuais.
Linhas de financiamento especiais para a instalação de equipamentos de fontes renováveis estabelecidas por instituições financeiras públicas, como a Caixa Econômica Federal, o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social e Banco do Nordeste do Brasil	FINAME, FINEM, INOVA ENERGIA	Sim	Instituições financeira públicas	Não identificado	Não identificado	Atinge pequenos e grandes empreendimentos e consumidores individuais que tenham elevado poder aquisitivo para fazer o investimento inicial de instalação de sistemas de geração de energia
Fundo Nacional sobre Mudança do Clima para financiamento de projetos de energias renováveis relacionadas às medidas de adaptação e mitigação para as mudanças climáticas	Lei 12.114/2009 7.343/2010 Decreto	Sim	Comitê Gestor do FNMC BNDES	Não identificado	MMA	Atinge pequenos e grandes empreendimentos.

Apêndice F – Órgãos e entidades relacionados às políticas públicas

1. Os principais agentes institucionais que executam atividades de governo ou regulatórias no Setor Elétrico, e suas relações, são esquematizados na figura abaixo:

Figura 2- Instituições do setor elétrico que executam atividades de governo ou regulatória



Fonte: TCU/SefidEnergia

2. De acordo com o Decreto 8.871/2016 da Presidência da República, órgão máximo do Poder Executivo, cabe ao Ministério de Minas e Energia (MME) formular as políticas públicas do setor, induzi-las e supervisioná-las, bem como zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de recursos energéticos no País.

3. Com relação especificamente à energia renovável, existem diversas competências da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do MME que se relacionam com o tema. Dentre elas, destacam-se as seguintes:

Art. 15. À Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético compete:

(...)

IX - orientar e estimular os negócios sustentáveis de energia;

X - coordenar ações e programas de desenvolvimento energético, em especial nas áreas de geração de energia renovável e de eficiência energética;

(...)

XV - subsidiar ações de gestão ambiental para orientar os procedimentos licitatórios do setor energético e acompanhar as ações decorrentes;

4. Para o desempenho de sua função, o MME segue as diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o qual foi criado pela Lei 9.478/1997, como órgão vinculado à Presidência da República, e é presidido pelo Ministro de Minas e Energia. Esse conselho tem a atribuição de propor ao Chefe do Executivo políticas nacionais na área de energia. Em relação às energias renováveis,

destacam-se as seguintes atribuições do CNPE descritas na mencionada lei:

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

(...)

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas;

5. No tocante ao planejamento do setor, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fornece subsídios e apoio técnico ao Ministério, por meio da elaboração de estudos e pesquisas, tais como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE). A EPE teve sua criação autorizada pela Lei 10.847/2004, sendo criada posteriormente pelo Decreto 5.184/2004. Dentre suas atribuições ligadas às energias renováveis estabelecidas no referido decreto, destacam-se:

Art. 6º Compete à EPE:

(...)

X - desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;

(...)

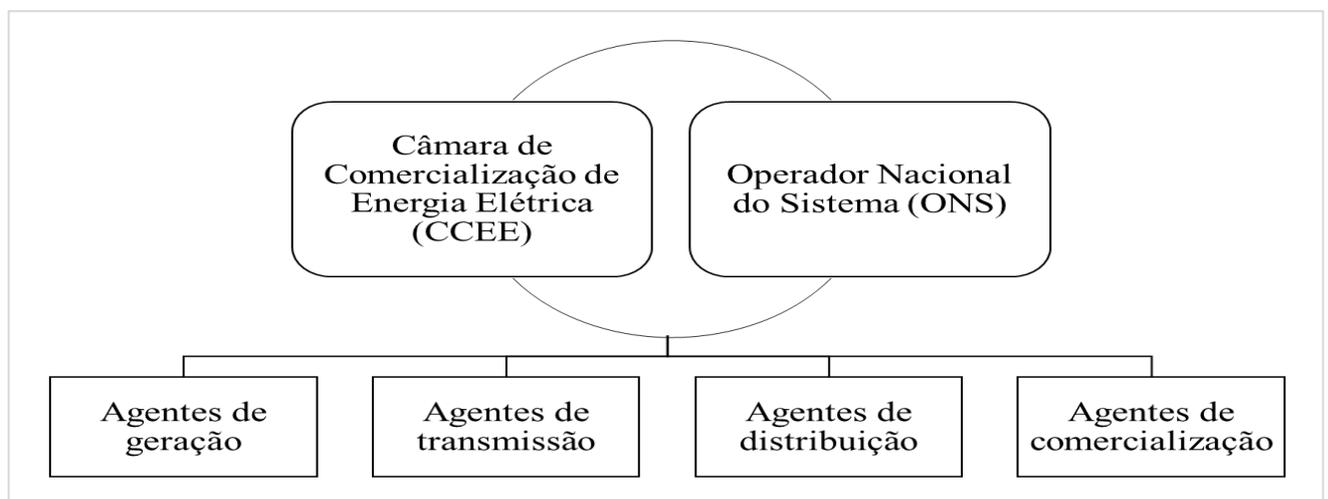
XIII - desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

6. Já o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado pelo Decreto 5.175/2004, é o órgão sob coordenação direta do MME com a responsabilidade de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

7. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), por sua vez, foi instituída pela Lei 9.427/1996 como autarquia sob regime especial vinculada ao MME. Ela tem por finalidade regular e fiscalizar o setor, zelando pela adequação dos serviços públicos de energia elétrica prestados pelos agentes privados, ou seja, é a entidade que faz a interface com os atores responsáveis pela geração, transmissão, distribuição, comercialização, e operação do sistema.

8. Além dessas instituições governamentais, há entidades de direito privado *sui generis* que também desempenham funções de interesse público no âmbito do setor elétrico, tais como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), bem como os agentes de geração, transmissão, distribuição e comercialização, representados na Figura 2.

Figura 3- Instituições de direito privado *sui generis* e demais agentes do setor elétrico



Fonte: TCU/SefidEnergia

9. O ONS foi criado pela Lei 9.648/1998, na forma de uma associação civil sem fins lucrativos,

e é o agente responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e a regulação da Aneel.

10. Com o objetivo de viabilizar a comercialização de energia elétrica no País, foi instituída a CCEE por meio da Resolução Normativa - Aneel 109/2004, em atendimento ao art. 4º da Lei 10.848/2004 e ao art. 1º do Decreto 5.177/2004. A comercialização pode se dar entre os concessionários, os permissionários e os autorizados de serviços e de instalações de energia elétrica, bem como desses com seus consumidores, tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

11. Por fim, importante mencionar que, entre as concessionárias dos serviços de geração, de transmissão e de distribuição, estão as empresas do Grupo Eletrobras, representando o agente operacional do governo federal, com a responsabilidade de realizar os investimentos necessários para a implementação das políticas para o setor.

12. Além desses órgãos, existem outros Ministérios que possuem atribuições relacionadas à energia, notadamente do Setor Elétrico, o que evidencia a intersetorialidade das políticas energéticas. Algumas dessas competências se relacionam diretamente ou indiretamente ao incremento de energias renováveis. Serão explicitadas também as competências dos ministérios no âmbito do governo anterior, visto que os trabalhos de execução da presente auditoria se realizaram em 2018. Isso é importante para destacar quais os órgãos foram alvo da fiscalização. Salienta-se que houve mudança na estrutura ministerial a partir da edição da Medida Provisória 870, de 1/1/2019, resultando na transformação ou extinção de alguns ministérios.

13. O Ministério do Meio Ambiente (MMA), por exemplo, mais especificamente a então Secretaria de Mudança do Clima e Florestas, com fulcro no art. 13 do Decreto 8.975/2017, possuía como atribuição a proposição e a avaliação de políticas relacionadas a medidas de mitigação da mudança do clima, como, por exemplo, a redução de emissões de gases do efeito estufa, que se relaciona com a inserção de energias renováveis na matriz energética em substituição às fontes fósseis. Ressalta-se que o setor energético é o maior responsável pelas emissões líquidas de GEE com participação de 33% do total em 2015, conforme dados do MCTIC constantes na publicação “Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil”. Esse tema será alvo de detalhamento no Achado 2.4. Na atual estrutura, essa atribuição passou a ser da Secretaria de Biodiversidade, mais precisamente do Departamento de Conservação de Ecossistemas, com fulcro no art. 14 do Decreto 9.672/2019, que revogou o Decreto 8.975/2017.

14. No tocante ao controle das emissões de GEE para o cumprimento dos compromissos internacionais, outro órgão importante é o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), que possui como uma de suas atribuições a elaboração das estimativas anuais de emissões de GEE. Os dados relativos às emissões são divulgados por meio do Sistema de Registro Nacional de Emissões (Sirene), que está sob a responsabilidade do MCTIC, conforme o Decreto 9.172/2017.

15. Além dessas atribuições, o MCTIC possui como uma de suas atribuições centrais o desenvolvimento de políticas de pesquisa científica e tecnológica e de incentivo à inovação, com fulcro no art. 1º, inciso IV, do Decreto 8.877/2016. Essa atribuição é importante no processo de alavancagem das energias renováveis no Brasil, uma vez que é necessário o desenvolvimento tecnológico das fontes limpas no sentido de torná-las mais competitivas bem como com vistas à adaptação da rede às novas características. Destaca-se que, nesse caso, não houve mudança dessa atribuição no novo governo, estando esse decreto ainda vigente.

16. O então Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC) também possuía competências em relação ao incremento de renováveis dispostas no Decreto 9.260/2017, e na Portaria MDIC 905, de 21/5/2018. Conforme o art. 13, inciso IV, do mencionado Decreto, cabia à Secretaria de Desenvolvimento e Competitividade Industrial do MDIC a proposição de iniciativas para elevar a eficiência da matriz energética do país, com vistas à redução de custos e para o incremento do uso de

energias renováveis na indústria. Dentro da estrutura dessa Secretaria, cabia especificamente ao Departamento de Competitividade Industrial a promoção de políticas públicas para o uso de energias renováveis, com fulcro no art. 14, inciso VI, da mesma norma.

17. Dentro do referido departamento, quem tratava mais especificamente das políticas relacionadas a energias renováveis era a Coordenação-Geral de Energia e Desenvolvimento Sustentável. Destacam-se, em especial, as seguintes competências estabelecidas no art. 8º, da Portaria MDIC 905/2018:

Art. 8º - À Coordenação-Geral de Energia e Desenvolvimento Sustentável compete:

I - propor e articular iniciativas para estimular a competitividade do setor produtivo brasileiro, nos aspectos relativos ao uso de energia e ao desenvolvimento sustentável;

(...)

IV - participar da formulação, acompanhamento e avaliação das políticas voltadas para o desenvolvimento das cadeias produtivas de energias renováveis e redução dos custos da energia para o setor produtivo;

18. Com a nova estruturação da Medida Provisória 870/2019, o MDIC foi incorporado ao novo Ministério da Economia. As mencionadas atribuições agora são da competência da Secretaria do Desenvolvimento da Indústria, Comércio, Serviço e Inovação, com fulcro no art. 106 do Decreto 9.679/2019, que revogou o Decreto 9.260/2017.

19. No âmbito do Ministério das Relações Exteriores (MRE), existia o Departamento de Energia, que possuía as seguintes atribuições relacionadas às energias renováveis, conforme o art. 35 do Decreto 8.817/2016: Com a nova estruturação do MRE promovida pelo Decreto 9.683/2019, que revogou o Decreto 8.817/2016, essas atribuições passaram a ser do Departamento de Energia, Recursos Minerais e Infraestrutura, com fulcro no art. 27 do mencionado normativo recém editado.

20. O então Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão (MPDG), como órgão central do planejamento governamental, também possuía um setor com vistas à avaliação, definição de metas e coordenação da execução de investimentos nos setores de geração e transmissão de energia elétrica, inclusive de energias renováveis. Tratava-se do Departamento de Infraestrutura de Energia, que era ligado à Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura do MPDG, conforme o art. 37 do Decreto 9.035/2017.

21. Com a nova estruturação da Medida Provisória 870/2019, o MPDG foi incorporado ao novo Ministério da Economia. As mencionadas atribuições agora são da competência da Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria, com fulcro no art. 42 do Decreto 9.679/2019, que revogou o Decreto 9.035/2017. Outro órgão que possui importância para as estratégias de incremento das energias renováveis é o Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), ligado ao então Ministério da Fazenda, transformado no atual Ministério da Economia, que tem a competência de promover ações necessárias à elaboração de políticas e harmonização de procedimentos e normas inerentes ao exercício da competência tributária dos Estados e do Distrito Federal, conforme seu regimento interno aprovado pelo Convênio ICMS 133/1997. No âmbito do Confaz, têm sido firmados alguns acordos de isenção de ICMS com vistas ao incentivo da inserção de renováveis na matriz elétrica nos diversos estados brasileiros.

22. Diante da intersetorialidade das políticas relacionadas à inserção de energias renováveis, a Casa Civil da Presidência da República possui um papel fundamental nesse processo, pois é responsável pela coordenação e integração das ações governamentais, com base no art. 3º, inciso I, alínea a) da Lei 13.502/2017. Na MP 870/2019 essa atribuição foi mantida, com fulcro em seu art. 3º, inciso I, alínea a).

23. Outro órgão ligado ao Presidente que possui importância no processo de introdução de fontes limpas na matriz é a Secretaria de Governo da Presidência da República, pois exerce o comando da Comissão Nacional para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, criada pelo Decreto 8.892/2017. Salienta-se que, nesse caso, não houve mudança dessa atribuição no novo governo, estando esse decreto ainda vigente. Essa Comissão possui dentre as suas atribuições a elaboração de plano de ação e a proposição de estratégias para a implementação dos ODS. Ressalta-se que o incremento de energias renováveis na matriz está previsto na meta da ONU 7.2 – “Até 2030, aumentar substancialmente a

participação de energias renováveis na matriz energética global”. A meta foi, em 2018, adequada à realidade brasileira pelos órgãos governamentais que participaram dos trabalhos de adaptação das metas, sob a coordenação do IPEA, recebendo nova redação: Meta 7.2 – “Até 2030, manter elevada a participação de energias renováveis na matriz energética nacional” e, posteriormente submetida à sociedade em consulta pública. A meta faz parte do ODS 7 – “Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todas e todos”.

24. Em relação aos ODS, destaca-se ainda que o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), em conjunto com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e outros órgãos governamentais, está realizando o importante papel de construção de indicadores que permitam avaliar a evolução da implementação de cada um dos ODS (ver site <https://ods.ibge.gov.br/>).

25. Por fim, podem ser mencionadas no processo de introdução de renováveis na matriz energética as instituições públicas responsáveis pela operacionalização de financiamentos em prol do desenvolvimento do país. Dentre essas, destaca-se o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que tem sido responsável pela definição e operacionalização de linhas de crédito de incentivo às energias renováveis.

Apêndice G – Mini Usina Fotovoltaica TCU

O TCU, ao implantar geração distribuída, por meio de três mini usinas fotovoltaicas, optou por contratar além do fornecimento de geradores fotovoltaicos, estação meteorológica, serviços de instalação e configuração, treinamento e serviço continuado de aferição de performance pelo período de sessenta meses.

Conforme estudo de viabilidade apresentado por contratada, as mini usinas do TCU terão as características apresentadas na Tabela 1, com estima de *payback*, em média, de 4 anos. Apesar de haver a expectativa de que a produção proveja no máximo 39% do consumo médio de uma das instalações do Tribunal, muito provavelmente a produção superará o consumo durante dias não-úteis, em função da redução da carga. No entanto, conforme relatado no achado III.4.1, o *net-metering* não está operacional em função de limitações técnicas, portanto não será possível injetar energia na rede da distribuidora para posterior compensação.

Tabela 1- Especificações técnicas

Usina	Quantidade módulos (330 Wp, cada)	Potência do sistema	Capacidade de geração estimada	Suprimento percentual	Estimativa de <i>payback</i>	Área disponibilizada para implantação de mini-usinas
Sede	1.464	483,12 kWp	757.551 kWh/ano	39%	3 anos e 9 meses	4.000 m ²
Anexo 1, Anexo 2, Pergolado	836	275,88 kWp	437.215 kWh/ano	6,2%	3 anos e 7 meses	2.000 m ²
Anexo 3	357	117,81 kWp	185.376 kWh/ano	10,5%	4 anos e 4 meses	1.000 m ²
Total	2.657	876,81 kWp	1.380 GWh/ano			

Fonte: estudo de viabilidade (peça 159)

Entre as exigências previstas no edital (disponível em <https://portal.tcu.gov.br/licitacoes-e-contratos-do-tcu/licitacoes/licitacoes-concluidas/>, peça 160), constava a garantia de potência de, no mínimo, de 90% após os primeiros 10 anos e 80% após os 25 primeiros anos de operação, além da garantia contra defeitos de fabricação e funcionamento igual ou superior a 10 anos.

A contratação também alcançou sistema de monitoramento e treinamento teórico e prático abrangente para o pessoal de operação da contratante. O diferencial desse certame, porém, a servir como indicativo de boa prática para outros órgãos e entidades, é que parte do pagamento dependerá de aferição de performance, por um prazo de sessenta meses (Anexo II ao edital, peça 161, p. 61). O Quadro 1, sintetiza como se dará a aferição de performance e o cálculo do valor mensal para pagamento.

Quadro 1 – Metodologia para Aferição de Performance e Cálculo do Valor Mensal para Pagamento

Passo 1: Índice de desempenho global

Índice de Desempenho Global (PRt): quantifica as perdas globais ocorridas no sistema devido à ineficiência das partes do sistema. Esse índice de mérito representa a real capacidade do sistema em converter a energia solar disponível no plano dos painéis em eletricidade, pois é a razão entre a produtividade entregue pelo sistema e a produtividade que esteve disponível no plano considerado.

$$PR_t = \frac{E_t}{P_o} \times \frac{G}{H_t}$$

Em que:

t = mês considerado;

PRt = Taxa de desempenho (%) para o mês “t”;

Et = Energia gerada (kWh) pelo sistema fotovoltaico para o mês “t”, em corrente alternada;

Po = Potência nominal total do sistema fotovoltaico (kWp);

G = Irradiância de referência (1000W/m²);

Ht = Irradiação sobre o plano dos módulos para o mês “t” (Wh/m²), calculada a partir dos valores de irradiância (W/m²) medidos pelos piranômetros que compõe o Sistema de Supervisão e Desempenho (Software de Gerenciamento e Monitoramento - e estação meteorológica) do sistema fotovoltaico.

Passo 2: Fator de ponderação (f_t)

O fator de ponderação (f_t) poderá reduzir o pagamento para o mês t no caso de descumprimento nos níveis de serviço acordados.

$f_t = 1$ no caso de todas as ocorrências serem solucionadas dentro do prazo;

$f_t = 0,9$ no caso de não resolução injustificada de problemas não críticos. No caso de mais de uma ocorrência não solucionada, esse valor decairá em 0,02 por ocorrência não solucionada;

$f_t = 0,7$ no caso de não resolução injustificada de problemas críticos que afetem até 20% da capacidade da usina. No caso de mais de uma ocorrência não solucionada, esse valor decairá em 0,05 por ocorrência não solucionada;

$f_t = 0,5$ no caso de não resolução injustificada de problemas críticos que afetem mais de 20% da capacidade da usina. No caso de mais de uma ocorrência não solucionada, esse valor decairá em 0,05 por ocorrência não solucionada.

Passo 3: Valor mensal de pagamento

O valor mensal de pagamento é consequência da Aferição de Performance.

Para PRt < 72,0%, APt (R\$) = 0,00

Para PRt > 77,5%, APt (R\$) = RC x f_t

Para PRt entre 72,0% e 77,5%, APt será calculado da seguinte forma:

$$AP_t(\text{R}\$) = \text{RC} \times \frac{(\text{PR}_t - 72\%)}{5,5\%} \times f_t$$

Em que:

APt = Valor mensal de pagamento, no mês t analisado, da Aferição de Performance em R\$;

RC = Remuneração Contratual mensal para o item de Aferição de Performance;

72,0% = Limite crítico de Prt

Fonte: Anexo II ao edital, peça 161, p. 61, p. 66-68

Durante o período de Aferição de Performance (sessenta meses), prevê-se que a contratada deverá (peça 161, p. 65):

- a) Executar as manutenções corretivas e preventivas;
- b) Substituir quaisquer peças e/ou equipamentos que apresentem defeito, de acordo com o Nível de Serviço Acordado;

- c) Monitorar e intervir no desempenho da usina;
- d) Se responsabilizar pela garantia técnica dos equipamentos.



Lista de Siglas

AAE	Avaliação Ambiental Estratégica	GIZ	Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica	GTOP	Grupo Técnico de Obras Públicas
ABRAPCH	Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Central Geradora Hidrelétrica	IEMA	Instituto de Energia e Meio Ambiente
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica	iNDC	Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas
AFOLU	Agricultura, Florestas e Outros Usos do Solo	IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
AIR	Análise de Impacto Regulatório	Irena	Agência Internacional de Energia Renovável
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica	MCTIC	Ministério da Ciência e Tecnologia
ARC	Agente Redutor de Consumo	MDI	Modelo de Decisão de Investimentos
BEN	Balanco Energético Nacional	MDIC	Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços
BIRD	Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento	mGD	Micro e Mini Geração Distribuída
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento	MMA	Ministério do Meio Ambiente
CCC	Conta Consumo de Combustíveis	MME	Ministério de Minas e Energia
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	MPDG	Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético	NDC	Contribuições Nacionalmente Determinadas
CELEE	Comissão Especial de Leilões de Energia Elétrica	OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
CF/1988	Constituição Federal de 88	ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas	Olacefs	Organização Latino-Americana e do Caribe de Entidades Fiscalizadoras Superiores
CMAP	Comitê de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas Federais	ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CMSE	Comitê do Monitoramento do Setor Elétrico	ONU	Organização das Nações Unidas
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética	P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
Cofins	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social	PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
COP-21	21ª Conferência das Partes	PADIS	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
CP	Consulta Pública	PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
EFS	Entidade de Fiscalização Superior	PIS/Pasep	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	PNE	Plano Nacional de Energia
FV	Fotovoltaica	PNMC	Política Nacional sobre a Mudança do Clima
GEE	Gases de Efeito Estufa	PRODIST	Procedimentos de Distribuição
GEF	Global Environment Facility		

PROEOLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
SIN	Sistema Interligado Nacional
Sirene	Sistema de Registro Nacional de Emissões
TCU	Tribunal de Contas da União
TD	Texto para Discussão do IPEA
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica



Lista de Tabelas e Gráficos

Tabelas

Tabela 1- Participação das energias renováveis na produção mundial de energia elétrica (2013-2017)	11
Tabela 2- Capacidade de oferta de eletricidade no mundo por meio de fontes renováveis, incluídas as convencionais (2007-2017)	11
Tabela 3 - Investimentos em energias renováveis no mundo – 2013 a 2017 (bilhões de US\$)	12
Tabela 4 - Investimentos em energias renováveis no Brasil, em US\$, de 2013 a setembro de 2018 (valores históricos, convertidos com câmbio médio do ano)	15
Tabela 5 - Evolução da capacidade instalada de todas as fontes de geração de energia elétrica, de 2013 a setembro de 2018 (em MW)	15
Tabela 6 - Evolução da geração efetiva de todas as fontes de geração de energia elétrica, de 2013 a 2018 (em MWh)	16
Tabela 7 – Participação de emissões líquidas de CO ₂ equivalente em milhões de toneladas e em percentual, para o ano de 2015	19
Tabela 8 – Participação de emissões líquidas de CO ₂ equivalente em milhões de toneladas e em percentual, para o ano de 2015, para o subsetor energético	19

Gráficos

Gráfico 1 - Custo médio mundial de eletricidade gerada em usinas renováveis de larga escala - 2010 e 2017	12
Gráfico 2- Participação da efetiva geração de energia renovável na matriz elétrica brasileira, no mundo e em países integrantes da OCDE	13
Gráfico 3- Participação relativa das fontes na matriz elétrica brasileira (geração efetiva), em 2016	13
Gráfico 4- Participação relativa das fontes na matriz elétrica brasileira (geração efetiva), em 2017	14
Gráfico 5- Evolução da capacidade instalada da energia eólica no Brasil	16
Gráfico 6 - Participações de emissões líquidas de gases de efeito estufa por setor, 2015	41
Gráfico 7- Perfil de emissões de CO ₂ pela queima de combustíveis no Brasil em 2015, por segmento	41



Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Cadernos Temáticos Aneel. 2 ed. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em 10 jul. 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2017**. São Paulo: ABEEOLICA, 2018. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/Boletim-Anual-de-Geracao-2017.pdf>>. Acesso em 5 ago. 2018.
- BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC). **Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil**. 4ª edição. Brasília: MCTIC, 2017.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**, 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em 22 jul. 2018.
- BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Balanco Energético Nacional 2018**: Relatório Síntese (ano base 2017), 2018. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/S%c3%adntese%20do%20Relat%c3%b3rio%20Final_2018_Web.pdf>. Acesso em 10 ago. 2018.
- BRASIL. Tribunal de Contas da União (TCU). **Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT)**. Portaria-TCU nº 280, de 8/12/2010.
- BRASIL. Tribunal de Contas da União (TCU). **Manual de Auditoria Operacional**. 3ª edição. Brasília: TCU, 2010.
- BRASIL. Tribunal de Contas da União (TCU). **Referencial para Avaliação de Governança em Políticas Públicas**. Brasília: TCU, 2014.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília, 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em 6 mai. 2018.
- INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE. **Emissões dos Setores de Energia, Processos Industriais e Uso de Produtos**: documento de Análise 2018. São Paulo, 2018. Disponível em: <<http://www.energiaambiente.org.br/emissoes-dos-setores-de-energia-e-processos-industrias---documento-de-analise-2018>>. Acesso em 5 ago. 2018.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Global Energy Transformation: a road map to 2050**. Abu Dhabi, 2018. Disponível em: <http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf?la=en&hash=9B1AF0354A2105A64CFD3C4C0E38ECCEE32AAB0C>. Acesso em 3 ago. 2018. A
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Energy Policies in a Time of Transition**. Abu Dhabi, 2018. Disponível em: <http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf>. Acesso



em 5 ago. 2018. B

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Energy Statistics 2017**. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2017/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2017>>. Acesso em 20 ago. 2018. C

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Statistics Time Series**. Disponível em: <<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/index.html>>. Acesso em 20 ago. 2018. D

INSTITUTO DE ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS. **Subsídios aos combustíveis fósseis no Brasil: conhecer, avaliar, reformar**. Brasília, 2018. Disponível em: <http://www.inesc.org.br/biblioteca/publicacoes/subsidios-aos-combustiveis-fosseis-no-brasil-conhecer-avaliar-reformar/at_download/file>. Acesso em 20 ago. 2018.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2014 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat. Disponível em: <http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf>. Acesso em 7 jul. 2018.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2015 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf>. Acesso em 7 jul. 2018.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2016 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/05/GSR_2016_Full_Report_lowres.pdf>. Acesso em 7 jul. 2018.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN21). **Renewables 2017 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf>. Acesso em 7 jul. 2018.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (REN 21). **Renewables 2018 Global Status Report**. Paris, 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf>. Acesso em 5 ago. 2018.

SOARES, Vinicius Fonseca. *Regulatory Framework of Wind Power in Brazil*. In: COSTA, José Augusto Fontoura; RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá; XAVIER JÚNIOR, Ely Caetano; GABRIEL, Vivian Daniele Rocha (Ed.). **Energy Law and Regulation in Brazil**. Cham, Suíça: Springer, 2018. p.159.