



GT Modernização do Setor Elétrico
Portaria nº 187/2019

Relatório do Grupo Temático

Inserção de Novas Tecnologias

2º Relatório – Identificação de alterações legais e infralegais

Julho de 2019

Grupo Temático: Subgrupo Inserção de novas tecnologias

Instituição Coordenadora: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Coordenador: Gustavo Ponte (EPE)

Suplente: Gabriel Konzen (EPE)

Participantes:

Glaysson de Mello Muller (EPE)

Helena Portugal Goncalves da Motta
(EPE)

Andre Makishi (EPE)

Maria Cecilia Pereira de Araújo (EPE)

Diego Pinheiro de Almeida (EPE)

Marcelo Wendel (EPE)

Daniel José Tavares de Souza (EPE)

Dourival de Souza Carvalho Júnior
(EPE)

Daniel Silva Moro (EPE)

Gustavo Naciff de Andrade (EPE)

Antônio Celso (MME/SEE)

João Daniel (MME/SEE)

Rodrigo Fornari (MME/SEE)

Lívio Filho (MME/SPE)

Renata Rosada (MME/ASSEC)

Frederico Teles (MME/ASSEC)

Agnes da Costa (MME/SECEX)

Francisco Silva Jr (MME/SECEX)

Thiago Veloso (ANEEL/ASD)

Ailson Barbosa (ANEEL/P&D)

Hugo Lamim (ANEEL/SRD)

Angela Greenhalgh (ONS)

Roberto Fontoura (ONS)

Ary Pinto (CCEE)

Julho de 2019

Sumário

1. Introdução	4
2. Legislação Neutra à Tecnologia	6
3. Mecanismo de Capacidade.....	14
4. Leilões de Eficiência Energética	16
5. Licenciamento Ambiental e Outorga do Uso de Áreas Para Eólicas Offshore e Energias dos Oceanos	20
6. Repotenciação de Usinas Hidrelétricas	23
7. Sistemas de Armazenamento	26
8. Outorga de Usinas Hidrelétricas Reversíveis.....	27
9. Compartilhamento do MUST para Usinas Híbridas	29
10. P&D e Pilotos para Novas Tecnologias.....	31
11. Small Modular Reactor (SMR).....	35
12. Inovações na Transmissão.....	39
13. Preços Horários ou Granulares	41
14. Mercado de Serviços Ancilares	46
15. Recursos Energéticos Distribuídos (RED).....	51
16. Recomendações Gerais	66
17. Referências	70
Anexo I: Lista de Participantes e Contribuições para o Grupo Temático	76

1. Introdução

Este relatório é uma transcrição do informe técnico N° EPE-DEE-IT-048/2019-r0, emitido em 22/07/2019.

Por meio da Portaria n. 187, de 4 de abril de 2019, o Ministério de Minas e Energia instituiu o Grupo de Trabalho (GT) para desenvolver propostas de Modernização do Setor Elétrico, tratando de forma integrada diversos temas, sendo um deles o de “inserção das novas tecnologias”. O subgrupo responsável por esse tema é composto por representantes do MME, ANEEL, ONS e CCEE, com coordenação da EPE.

Em 06/06/2019 o subgrupo elaborou o Informe Técnico n. EPE-DEE-IT-038/2019-r0 (revisado em 15/07/2019), transcrito no “1° Relatório – Diagnóstico” do grupo temático, no qual foram identificadas algumas tecnologias de geração, transmissão e armazenamento de energia elétrica, inclusive aquelas inseridas no lado da demanda, que podem vir a se viabilizar nos próximos anos. Também foram discutidas inovações ligadas à operação do sistema, de forma a lidar com o desafio da inserção dessas tecnologias. Para cada uma dessas inovações tecnológicas, buscou-se identificar as barreiras atuais à sua inserção, bem como apontar sugestões de ações visando a adoção das mesmas, à medida que contribuam para os requisitos do sistema elétrico.

Este segundo relatório busca apontar as alterações legais e infralegais necessárias para superação destas barreiras e para a viabilização das sugestões previamente identificadas. Considerando que algumas barreiras afetam mais de uma tecnologia, esses temas foram agrupados na medida do possível. Por exemplo, a precificação horária (ou granular) da energia pode viabilizar o uso de baterias e o desenvolvimento de usinas hidrelétricas reversíveis.

Destaca-se que parte das ações avaliadas está sendo discutida por outros subgrupos do GT e depende das deliberações decorrentes de seus estudos. As transversalidades identificadas foram apontadas, ao longo do relatório e resumidas no quadro resumo, ao final. Entende-se que após a conclusão dos trabalhos de cada subgrupo será necessária uma avaliação holística,

confirmando essas transversalidades temáticas e eventualmente identificando outras sobreposições de assuntos.

2. Legislação Neutra à Tecnologia

Permitir a competição entre todas as tecnologias, sem escolher ganhadores e perdedores, é conhecido como neutralidade tecnológica e é um objetivo de muitos sistemas no contexto da transição energética, que passam a perseguir metas baseadas em atributos sistêmicos. Esse princípio busca preparar a regulação para o futuro, estruturando produtos e regras que incentivam a inovação ao abrir as portas para que a provisão de serviços seja feita por qualquer recurso capaz de provê-lo (WEF, 2018). Além disso, promove concorrência e eficiência ao garantir que todos os recursos possam participar e que sejam remunerados pelos serviços que eles provêm (Zinaman, 2019).

No Brasil, os Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico (MME, 2016) definem que “a regulação deve levar ao estabelecimento de competição justa e equitativa dos agentes econômicos e das diferentes fontes de energia avaliadas numa mesma base”. Apesar do termo regulação, o princípio pode se estender também ao marco legal, procedimentos de rede e legislação tributária. No contexto deste GT de Modernização, que retoma o debate sobre a reforma do marco legal do setor elétrico, o propósito do grupo temático Inserção de Novas Tecnologias é garantir que a reforma siga o princípio da neutralidade tecnológica. Dada a limitação de tempo, não está no escopo do trabalho avaliar todos os documentos regulatórios do setor, mas sim propor mudanças em temas específicos já mapeados e principalmente dar um direcionamento aos demais grupos temáticos. Ao final, espera-se que as propostas dos demais grupos retornem a este grupo temático para avaliação e sugestões finais.

2.1. Justificativa

Em primeiro lugar, remover barreiras regulatórias a tecnologias específicas traz benefícios para a concorrência e eficiência do sistema. Além disso, está em linha com os princípios da equidade e da isonomia da atuação da administração pública. A regulação brasileira se desenvolveu historicamente com regras bastante específicas, especialmente para comercialização de energia de cada tecnologia de geração. Isso se traduz nos contratos por quantidade e por disponibilidade e na contratação por tecnologia nos leilões do ambiente

regulado. A Consulta Pública n. 33/2017 do MME (CP 33), que discutiu “Aprimoramento do marco legal do setor elétrico”, teve diversas contribuições para a remoção dessas barreiras, que serão detalhadas abaixo.

Em segundo lugar, recursos modernos dos sistemas elétricos – como resposta da demanda, armazenamento energético ou fontes renováveis variáveis – possuem características novas em termos de estrutura de custos, serviços ofertados, confiabilidade. A sua introdução ao sistema elétrico muitas vezes requer um esforço ativo de alteração regulatória para possibilitar sua participação¹. Manter a neutralidade tecnológica, nesse caso, significa não só garantir que o marco regulatório e os procedimentos de rede permitam a participação desses recursos, mas também que o mercado e marcos regulatórios possibilitem que eles sejam remunerados pelos seus serviços, quando necessários (Zinaman, 2019).

Em terceiro lugar, na medida em que os requisitos do sistema elétrico evoluem para priorizar novos serviços sistêmicos (como flexibilidade), manter a neutralidade tecnológica também pode necessitar da introdução de novos mecanismos de preço para valorar esses serviços e garantir que todos os recursos – legados e modernos – possam ser remunerados de forma justa para provê-los (Zinaman, 2019). A Nota Técnica EPE-DEE-NT-067/2018 detalha conceitualmente novos requisitos do sistema elétrico brasileiro, como capacidade e flexibilidade, e o PDE 2027 (MME/EPE, 2018) estima o requisito adicional de capacidade no horizonte decenal. No entanto, o mecanismo atual de contratação e expansão ainda se baseia apenas no requisito de energia firme (garantia física), sendo os outros requisitos atingidos indiretamente com a escolha de tecnologias.

Indicamos aqui o uso da neutralidade tecnológica como um princípio geral, no sentido de remover barreiras regulatórias e subsídios implícitos a tecnologias específicas, que em alguns casos podem nem mesmo ser intencionais e ou de

¹ Por exemplo, a Ordem 217/2009 do FERC determina a retirada de barreiras regulatórias a programas de resposta da demanda, e a Ordem 841/2018 do FERC determina a remoção de barreiras à participação de tecnologias de armazenamento nos mercados de energia, capacidade e serviços ancilares nos Estados Unidos. Ambas promoveram reformas nos mercados americanos, com a introdução de novas formas de participação desses tipos de tecnologias.

conhecimento do grande público. No entanto, os governos podem querer desenvolver políticas específicas para apoiar determinadas tecnologias, para alcançar objetivos de política industrial, por exemplo, ou garantir a diversidade da matriz de geração. Neste caso, entendemos que essas políticas direcionadas devem ser explícitas, com objetivos específicos a serem avaliados regularmente e cláusulas de término, de modo que sua continuação dependa da real necessidade e de resultados passados positivos. No caso de políticas de clima para redução de emissões de carbono, há alternativas tanto direcionadas, como leilões para fontes renováveis específicas, quanto neutras em relação à tecnologia, como precificação de carbono.

2.2. Legislação sobre o tema

Este capítulo trata de um tema bastante geral: de como todo o arcabouço regulatório do setor elétrico, presente e futuro, poderia ser formulado e adaptado à luz do princípio da neutralidade tecnológica. O item 2.1 trouxe um exemplo para ilustrar a ausência desse princípio no modelo brasileiro: a contratação por tecnologia nos leilões do mercado regulado. Este item faz um levantamento do marco normativo por trás dessa prática e em seguida analisa diversas propostas contidas na CP 33, que vão na direção da contratação neutra em relação à tecnologia.

2.2.1. Marco normativo da contratação segregada por tecnologia nos leilões

A contratação de energia segregada por tecnologia, que ocorre atualmente, tem origem no Decreto n. 5.163/2014, no Art. 19, com a previsão de diferentes produtos nos leilões do mercado regulado, conforme trecho transcrito abaixo:

Art. 19. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, observados os procedimentos e as diretrizes fixados em ato do Ministro de Estado de Minas e Energia, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia, a que se refere o art. 28, a serem licitados.

§ 4º Poderão ser previstos produtos com início para entrega da energia nos seguintes prazos:

I - até sete anos após o processo licitatório, nos casos de leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, de que trata o § 1º; e

II - até cinco anos após o processo licitatório, nos casos de leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, de que trata o § 1º.

Em seguida, as portarias de diretrizes publicadas a cada leilão apontam os diferentes tipos de contratos que serão negociados, indicando três características: i) prazo de contratação; ii) tipo de contrato – por quantidade ou disponibilidade – e iii) fonte de energia, que está estreitamente relacionada à tecnologia. Como exemplo, transcreve-se abaixo o trecho da Portaria MME n. 186/2019:

§ 2º No Leilão de Energia Nova "A-4", de 2019, serão negociados os seguintes CCEAR:

I - na modalidade por quantidade de energia elétrica, com prazo de suprimento de trinta anos, para empreendimentos hidrelétricos;

II - na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, com prazo de suprimento de vinte anos, para empreendimentos de geração a partir de fonte biomassa; e

III - na modalidade por quantidade de energia elétrica, com prazo de suprimento de vinte anos, diferenciados por fontes, para empreendimentos de geração a partir de fonte eólica e solar fotovoltaica.

Por fim, as portarias de sistemática de cada leilão definem claramente quais serão os *produtos* do certame. É na definição dos produtos que se determina o nível de segregação ou competição entre tecnologias. Seguindo o exemplo do Leilão A-4 de 2019, a Portaria MME n. 230/2019 definiu quatro produtos, um para cada tecnologia, conforme trecho abaixo, mas há casos de produtos que agregam mais de uma tecnologia em leilões anteriores.

§ 1º *Para efeito do disposto no caput, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL deverá publicar como adendo ao Edital do Leilão de Energia Nova "A-4", de 2019, o Detalhamento da Sistemática prevendo:*

I - a aceitação de propostas para quatro produtos:

a) três PRODUTOS QUANTIDADE:

1. um PRODUTO QUANTIDADE HIDRO, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2023 e término de suprimento em 31 de dezembro de 2052;

2. um PRODUTO QUANTIDADE EÓLICA, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2023 e término de suprimento em 31 de dezembro de 2042;

3. um PRODUTO QUANTIDADE SOLAR, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2023 e término de suprimento em 31 de dezembro de 2042;

e

b) um PRODUTO DISPONIBILIDADE BIOMASSA, com início de suprimento em 1º de janeiro de 2023 e término de suprimento em 31 de dezembro de 2042;

As propostas para alteração desses dispositivos dependem diretamente do desenho de mercado que vier a ser proposto ao final do GT de Modernização, em especial do trabalho do grupo temático Lastro e Energia. No entanto, ressalta-se que a redação atual do Decreto apenas permite, não determina, a segregação de produtos por tecnologia. A questão da separação dos produtos, usualmente definida nas Portarias de Sistemática de cada Leilão, pode estar também relacionada às discussões do grupo Sistemática de Leilões do GT.

Entende-se que a segregação atual cumpre uma função, entre outras, de contornar a limitação à contratação baseada apenas em certificados de garantia física (energia firme) e busca prover outros atributos necessários ao sistema elétrico. A mudança em direção a uma contratação neutra em relação à tecnologia passa necessariamente por uma alteração no mecanismo de adequação do suprimento, hoje baseado nos certificados de garantia física e nos leilões, e pela homogeneização dos contratos de energia. Uma proposta de

alteração legal nesse sentido é a contida na PLS 232/2016, originada na Consulta Pública MME n. 33 (CP 33) de 2017, que exploramos a seguir, especialmente nos pontos relativos à possibilidade de contratação de lastro com valoração de atributos que atendam às necessidades sistêmicas e homogeneização do produto energia.

2.2.2. Contribuições da CP 33 para neutralidade tecnológica

A CP 33 traz importantes contribuições para possibilitar a neutralidade tecnológica no marco legal do sistema elétrico brasileiro, entre as quais destacamos as seguintes propostas de alteração da Lei n. 10.848/2004:

- Possibilidade de contratação competitiva de serviços ancilares, permite a entrada de novas tecnologias e favorece tecnologias mais eficientes (redação mantida no PLS 232/2016):

Art. 1º

parágrafo 5º

III - o tratamento para os serviços ancilares de energia elétrica, que poderão ser adquiridos em mecanismo competitivo.

- Homogeneização do produto energia, dando preferência a contratos por Quantidade e permitindo contratos por disponibilidade apenas com justificativa, como exceção (redação mantida no PLS 232/2016):

“Art. 2º

§ 1º Na contratação regulada os riscos exposição ao mercado de curto prazo decorrente das decisões de despacho serão alocados conforme as seguintes modalidades: I - Contratos por Quantidade de Energia, nos quais o risco das decisões de despacho fica com os vendedores, devendo ser a modalidade preferencial de contratação; II - Contratos por Disponibilidade de Energia, nos quais o risco das decisões de despacho fica total ou parcialmente com os compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, devendo o Poder Concedente apresentar justificativas sempre que adotar esta modalidade.

Pontos que decorrem da separação de lastro e energia (tema de outro subgrupo do GT Modernização):

- Fim da diferenciação entre empreendimentos novos e existentes na contratação de energia

Art. 2º § 7º Após a regulamentação e implementação da modalidade de contratação de lastro de geração prevista no art. 3º-C o Poder Concedente poderá promover leilões para contratação de energia ao mercado regulado sem diferenciação de empreendimentos novos ou existentes e com prazo de início de suprimento livremente estabelecido no Edital.

- Possibilidade de contratação de lastro com valoração de atributos que atendam às necessidades sistêmicas (ainda que a redação contenha também a opção de manter a segregação por fontes, como ocorre atualmente).

Art.3º-C

§ 8º A contratação de novos empreendimentos na forma deste artigo poderá ser realizada: I - com segmentação de produto por fonte primária de geração de energia; e II - com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado.

Redação dada no PLS 232/2016:

Art.3º-C

§ 8º A contratação de novos empreendimentos na forma deste artigo considerará usinas novas e existentes, podendo ser realizada: I - com segmentação de produto e preços diferenciados por fonte primária de geração de energia; e II - com a valoração, como parte do critério de seleção de empreendimentos a contratar, de atributos destinados ao atendimento de necessidades sistêmicas, admitindo-se empreendimentos híbridos, inclusive com armazenamento associado.

- Após vender o lastro, empreendimentos ainda podem negociar energia e serviços ancilares, abrindo a possibilidade para tecnologias que não possuem

lastro (baseado na garantia física atualmente), venderem seus outros serviços em mercados específicos (redação mantida no PLS 232/2016):

Art.3º-C

§ 9º Os empreendimentos cujo lastro seja contratado continuarão sendo proprietários de sua energia e capacidade de prover serviços ancilares, podendo negociar esta energia e estes serviços ancilares por sua conta e risco, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.

3. Mecanismo de Capacidade

O tema Mecanismo de Capacidade é objeto do grupo temático Lastro e Energia, da segunda onda do GT Modernização. Portanto este grupo não deve fazer propostas próprias, apenas tecer comentários para contribuir para o trabalho e posteriormente avaliar e sugerir melhorias na proposta apresentada.

Segundo de Sisternes e Parsons (2016), mecanismos de capacidade devem ser neutros em relação à tecnologia e devem aceitar a participação de qualquer elemento do sistema que possa prover capacidade firme (geração térmica e renovável, programas de demanda, armazenamento de energia, etc.). Um mecanismo não-neutro introduziria um subsídio velado para as tecnologias elegíveis ao programa e resultaria em um mix de geração mais caro para o consumidor. Além disso, segundo os autores, penalidades por desempenho vão garantir que os recursos só são recompensados pela “firmeza” que eles de fato provem, o que cria igualdade de condições entre as tecnologias e permite que investidores comprometam o nível de capacidade que eles acham que podem realmente entregar.

Como se observa no item anterior, grande parte da contribuição da CP 33 para remover barreiras às tecnologias está relacionada à separação entre lastro e energia. Isto porque, como citamos acima, o mecanismo atual de contratação e expansão se baseia apenas no requisito de energia firme (garantia física), sendo os outros requisitos atingidos indiretamente com a escolha de tecnologias.

A proposta da CP 33 possibilita a contratação de lastro com valoração de atributos que atendam às necessidades sistêmicas, o que evita a escolha de tecnologias e permite a concorrência. Ela possibilita ainda a inclusão de novas necessidades sistêmicas que surgem com a evolução do sistema, como capacidade e flexibilidade.

A separação entre lastro e energia também contribui para homogeneizar os contratos de energia, entre diferentes tecnologias e entre empreendimentos novos e existentes. Por fim, a separação abre a possibilidade que tecnologias que não atendam a um determinado requisito ainda possam negociar seus serviços em outros mercados específicos. Por exemplo, tecnologias de

armazenamento, que não possuem garantia física (portanto não possuem “lastro de energia”), ainda poderiam ofertar energia, lastro de capacidade e serviços ancilares. Adicionalmente, a criação de um mercado de capacidade pode estimular a repotenciação de usinas hidrelétricas, tema discutido no capítulo 6.

De fato, a própria comparação com exemplos internacionais para análise de alternativas fica limitada num contexto sem separação entre lastro e energia.

Por fim, destaca-se ainda o possível conflito de interesses que pode haver na determinação centralizada de empreendimentos a serem contratados, já que o mecanismo pode ser usado para fins de política industrial, por exemplo. O conflito pode ser exacerbado num contexto de contratação por tecnologia, enquanto um mecanismo neutro torna a escolha mais transparente, eficiente e reduz a pressão de grupos de interesse sobre o tomador de decisão. Ademais, num contexto de contratação separada de lastro e energia, apenas a contratação do lastro seria centralizada, mas a viabilidade do empreendimento dependeria ainda da negociação da energia, o que age como um contrapeso e reduz o possível conflito de interesse que levaria ao sobreinvestimento.

4. Leilões de Eficiência Energética

Leilões de eficiência energética podem se inserir no contexto brasileiro como uma ferramenta de mercado para alavancar investimentos, permitindo que projetos de conservação de energia participem como recurso, atendendo aos critérios econômicos e socioambientais para os serviços energéticos. Por serem caracterizados como instrumentos de mercado (ou *market based instruments - MBIs*), nos leilões de eficiência energética não há prescrição dos mecanismos ou medidas a serem utilizados para atingimento dos resultados.

A ideia de um leilão de eficiência energética no Brasil não é nova, mas a sua implementação em nível amplo ainda não se efetivou. Entre os esforços empreendidos neste sentido, a EPE em 2006 promoveu reuniões temáticas (EPE, 2006) e o próprio sumário executivo do PNEf (MME, 2010) enfatizou a importância que este mecanismo traria para o mercado de eficiência energética nacional.

A análise de experiências internacionais e nacional, bem como insumos apresentado pelos agentes nas discussões realizados pela EPE, permitem a identificação de algumas questões-chave e possibilidades para o desenho de um mecanismo de leilão de eficiência energética para o Brasil. Tais questões estão apresentadas na figura a seguir.

	Questões Chave	Algumas possibilidades
Estrutura dos leilões	De que forma devem ser estruturados?	▪ Individualizado por distribuidora ou Centralizado
Competição	EE compete com oferta de energia?	▪ Leilão específico para eficiência ou participação em competição com outros recursos.
Origem dos recursos	Qual deve ser a fonte dos Recursos?	▪ Tributos, Encargo do setor elétrico, Taxação de carbono ou Mercado
Tipologia	Deve haver diferentes aberturas?	▪ Diferentes setores, Por tecnologias, Por projetos individuais, Programas...
Limite de preço	Deve haver limites de preço?	▪ R\$/kWh, % do investimento total, Combinação dos dois anteriores
Tamanho de projetos	Deve haver limitações por tamanho de projeto?	

Figura 1 - Aspectos a serem considerados no design de leilões de eficiência energética

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA (2017) e eventos entre EPE e agentes.

Dentre as questões chave elencadas acima, identificou-se que possibilidades de estrutura, competição e origem dos recursos são os aspectos primordiais do desenho para leilões. Neste sentido, identificou-se para o contexto brasileiro três tipos básicos de leilões aplicáveis, são eles: (i) Leilões específicos para eficiência, onde apenas concorreriam projetos de eficiência energética; (ii) Leilões não específicos, nos quais concorreriam diretamente com outras fontes nos leilões, à semelhança do modelo observado em alguns mercados estadunidenses, e; (iii) Chamadas públicas pelas distribuidoras. No Quadro 1 são resumidos os principais tipos de leilões aplicáveis quanto ao tipo, suas principais características e aspectos legais e regulatórios para a implementação.

Quadro 1 - Tipos de leilão de eficiência energética aplicáveis

Fonte: Elaboração EPE.

Tipo de Leilão	Centralizado Específico	Centralizado não específico para eficiência	Concessionárias
Promotores	ANEEL	ANEEL	Distribuidoras
Agentes ofertantes	Grandes indústrias/ESCOS/Fabricantes	Grandes indústrias/ ESCOS/ Fabricantes/ Comercializadoras	ESCOS/Indústrias/Comercializadoras/ Agregadores
Características	Parcialmente integrado como recurso ao sistema centralizado Competição limitada aos recursos de eficiência	Integrado como recurso capaz de prover serviços ao setor Incentiva a eficiência sistêmica na medida pois permite competição de projetos de eficiência energética e outros recursos.	Pode ser integrado como recurso para a rede de distribuição A competição com outros recursos dependeria das diretrizes das chamadas públicas das distribuidoras
Aspectos legais/regulatórios para implementação	No Art. 19 do Decreto nº 5.163/2014 existe a possibilidade de segmentação por tecnologia. Previsão de Leilões de eficiência no Art 11 do Decreto 5163/2004 ("Inciso III- Projetos de eficiência energética"). As diretrizes dos leilões (Portarias do MME) precisariam indicar eficiência	Requer reestruturação ampla do setor, com desenho de mercado orientado ao atendimento dos requisitos do sistema e valoração de atributos	Implementável com ampliação do dos recursos abrangidos pelo Art. 14 do Decreto n. 5.163/2004. Não resolve outros desafios relacionados à regulação e sinalização para as distribuidoras. Remuneração pela base de ativos pode ser obstáculo.

Quanto aos tipos básicos de desenho de leilão para eficiência, três pontos merecem destaque: (i) os desenhos de leilão específico para eficiência se assemelham a um leilão por fonte, o que em princípio não estaria alinhado com a construção de um ambiente competitivo e neutro às tecnologias; (ii) os diferentes tipos podem coexistir e alguns mecanismos podem ter caráter transitório e (iii) diversas estruturas existentes no contexto brasileiro podem ser utilizadas para a construção de leilões; (iv) alguns tipos de desenhos de leilões são aplicáveis com menor nível de mudanças legais e regulatórias.

Abaixo são apresentados alguns exemplos de processos competitivos onde pode haver participação de projetos de eficiência energética. Cada opção implicaria níveis diferentes de mudanças legais ou regulatórias, e sua aplicação em todo o território brasileiro não é direta ou trivial. Entretanto, estas opções podem trazer elementos para o debate sobre o tema².

Exemplo 1- Participação de projetos de eficiência nos mercados de capacidade. Em um cenário desejável em que os desenhos de mercado permitam a competição entre os diversos recursos, os projetos de eficiência poderiam participar como provedores de serviços de capacidade, como ocorre nos mercados estadunidenses do New England- ISO e no PJM. (RELF e BAATZ, 2017). Nestes mercados alguns recursos de eficiência energética competem com recursos convencionais de geração de forma a garantir a adequabilidade do sistema, em leilões com até 3 anos de antecedência para entrega. Os provedores dos recursos de eficiência (usualmente distribuidoras, ESCOs ou agências governamentais) vencedores dos leilões, são obrigados contratualmente a reduzirem a demanda para um ano especificado. A aplicação desta opção no contexto brasileiro somente seria possível com diversas mudanças nos desenhos de mercados para o setor elétrico. A competição direta entre recursos sugere a existência de uma estrutura voltada para atendimento dos requisitos e valoração dos atributos, além de um mercado de capacidade.

Exemplo 2- Leilões de eficiência nos moldes do Projeto Piloto em Roraima. Atualmente, está em andamento iniciativa de leilão de eficiência, conduzido pela ANEEL, no estado de Roraima. Este projeto busca testar a aplicação de um leilão para iniciativas de eficiência ou projetos de geração distribuída no sistema isolado de estado. Esta proposta da ANEEL implica a criação de um novo tipo de agente regulado, denominado Agente Redutor de Consumo (ARC), conforme disposto na Consulta Pública de número 007/2018, da agência. Devido à possibilidade de Leilões que abrangem projetos de iluminação pública, podem ser necessários acordos entre a agência e o município para implementação. A experiência a ser adquirida neste leilão poderá trazer insumos para a

² Os exemplos apresentam mecanismos em curso e não guardam relação direta com os tipos do Quadro 1.

implantação futura de leilões de eficiência em outras partes do território brasileiro.

Exemplo 3- Contratação direta pelas distribuidoras para atendimento de até 10% da carga, nos moldes da geração distribuída. De acordo com o Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, as distribuidoras podem atender até 10% de sua carga através de projetos de geração distribuída. A contratação dos empreendimentos deste tipo é feita por meio de chamadas públicas, promovidas diretamente pelos agentes de distribuição. Para tornar possível a contratação de projetos de eficiência, o rol de recursos atualmente abrangidos pelo Decreto n. 5.163/2004 deveria ser ampliado para além das fontes de geração, passando a incluir os demais recursos distribuídos. Esta solução, apesar de requerer pequenas alterações legais, não resolve outros desafios relacionados à regulação e sinalização para as distribuidoras. De acordo com Stevie e Smith (2010) uma estrutura regulatória de remuneração pela base de ativos pode induzir as *utilities* a preterir projetos de eficiência em seus portfólios, não importando quão custo-efetivos sejam os projetos.

As opções de leilão acima apresentadas não é exaustiva e é possível o aproveitamento de diversos elementos de cada opção para estruturação. Outros elementos podem ser incorporados das experiências nacionais, como o PEE da ANEEL, e internacionais, como o caso português, denominado Programa de Promoção da Eficiência no Consumo (ERSE, 2017) e suíço, o Prokilowatt (SFOE, 2017).

5. Licenciamento Ambiental e Outorga do Uso de Áreas Para Eólicas Offshore e Energias dos Oceanos

O Informe Técnico n. EPE-DEE-IT-038/2019-r0 (transcrito no “1º Relatório – Diagnóstico” do grupo temático) apontou que o aproveitamento da energia dos oceanos, sob diferentes formas, e as usinas eólicas offshore ainda dependem de maior discussão sobre o seu licenciamento ambiental.

A título de exemplo, o IBAMA se encontra desenvolvendo uma agenda regulatória no que diz respeito ao licenciamento ambiental da atividade de exploração do potencial eólico offshore desde 2018. Além disso, encontra-se em tramitação na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei n. 11.247/2018, que “dispõe sobre a ampliação das atribuições institucionais relacionadas à Política Energética Nacional com o objetivo de promover o desenvolvimento da geração de energia elétrica a partir de fonte eólica localizada nas águas interiores, no mar territorial e na zona econômica exclusiva e da geração de energia elétrica a partir de fonte solar fotovoltaica”.

Por se tratar de projetos em mar territorial, o licenciamento ambiental de projetos de aproveitamento das energias dos oceanos (marémotriz, ondomotriz, e etc.) e de eólicas offshore devem se direcionar ao IBAMA, em qualquer etapa do projeto. Destaca-se que o processo de Licenciamento no IBAMA possui um nível de transparência e rastreabilidade elevados, ou seja, todos os processos em tramitação no órgão estão disponíveis on-line para qualquer nível de usuários, além de ter suas atividades auditáveis pelo TCU.

No que tange ao regramento específico, não existe hoje um termo de referência específico para estes tipos de empreendimentos. Assim, a solicitação de abertura do licenciamento ambiental junto ao IBAMA deverá seguir os seguintes procedimentos:

- Solicitar a abertura do processo, de forma on-line e apresentar todos os documentos relativos ao projeto e que possam ser de interesse para o licenciamento;
- O IBAMA irá analisar os documentos apresentados e emitirá um termo de referência a ser seguido pelo empreendedor para elaboração dos estudos

ambientais. O estudo a ser elaborado pelo empreendedor tem por objetivo subsidiar a Avaliação de Impacto Ambiental que é a principal ferramenta de apoio a decisão do IBAMA quanto ao deferimento ou indeferimento do requerimento da licença ou autorização.

As dificuldades quando a emissão dos termos de referência e licenças ambientais reside na falta de experiência por parte do órgão na análise desses projetos, justamente por representarem uma novidade. Isto explica a falta de um termo de referência próprio para a fonte e de necessidade do próprio IBAMA se adequar as novas necessidades. Destaca-se que o IBAMA vem se desenvolvendo neste âmbito, tendo promovido um Workshop³ em julho de 2019, além de ter anunciado⁴ a abertura de consulta pública sobre o tema. Além disso, também é de conhecimento que o IBAMA possui alguns processos de eólicas offshore, a saber:

- Parque Eólico Offshore Caucaia Parazinho-Iparana (Ceará - CE): parque eólico com 288MW (48 aerogeradores). Possui um trecho semi-offshore, com a construção de 11 aerogeradores na linha de costa, totalizando mais 22 MW. Ocupa uma área de 6.700 ha, e tem por conexão uma subestação marítima coletora e linha submarina de 4,5 km. O licenciamento foi iniciado em 2016;
- Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I (Ceará – CE): composto de 10 parques eólicos (40 MW cada), sendo instalados 50 aerogeradores. Ocupa uma área de 7.224,33 ha. Conecta-se a subestação SE Pecém II, tendo uma subestação marítima coletora e uma linha submarina de 6,54km. O licenciamento foi iniciado em 2017;
- Planta Piloto de Geração Eólica Offshore (Rio Grande do Norte – RN): consiste de aerogerador único, de 5MW, conectado via 1 km de cabos submarinos até uma plataforma de exploração de petróleo. De responsabilidade da Petrobras. O licenciamento foi iniciado em 2018;

³ Workshop internacional sobre Avaliação de Impactos Ambientais de Complexos Eólicos Offshore: <https://www.ibama.gov.br/notas/1965-ibama-promove-workshop-internacional-sobre-avaliacao-de-impactos-ambientais-de-complexos-eolicos-offshore>

⁴ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53104269/ibama-se-prepara-para-licenciamento-de-eolicas-offshore>

- Projeto Nova Energia (Bahia – BA): consiste de aerogerador único (3,4 MW), associado à construção de um píer turístico com 200m de extensão. O licenciamento foi iniciado em 2019.

Ainda, com relação à instalação de estruturas em ambiente marinho, torna-se necessária interface com a Marinha e demais órgãos que cuidam da parte de transportes aquaviários. A EPE teve uma oportunidade de conversa junto à Marinha, por ocasião do início da elaboração do Roadmap de Eólica Offshore, ainda sem desdobramentos.

6. Repotenciação de Usinas Hidrelétricas

Investimentos em repotenciação⁵ podem evoluir mediante reavaliação econômica das receitas de geração. A possibilidade de remuneração por capacidade instalada e por preços horários pode prover oportunidades para obtenção de rendas até então vedadas. A legislação brasileira registra que os contratos de concessão das usinas hidrelétricas podem dispor de cláusulas que reconheçam investimentos nos ativos geradores, porém a forma de remuneração atual do setor elétrico valora fundamentalmente o atributo energia, de forma que ativos tecnicamente degradados não dispõem do instrumento normativo capaz de reconhecer por si os investimentos necessários em repotenciação das unidades geradores, terminando por manter os ativos de geração hidrelétrica em estágio tecnológico estagnado, degradado e subaproveitado, visto que, somente ganhos energéticos são reconhecidos como lastro para comercialização e consequente remuneração dos investimentos.

Portanto, para que a repotenciação de usinas progrida são necessários:

- Reconhecimento e remuneração pelos benefícios técnico-econômicos em capacidade adicional instalada para provimento de serviços de atendimento ponta;
- Precificação horária de energia;
- Requalificação do conceito de “Aproveitamento Ótimo” para que não se exija reestudos de inventário da partição de quedas da bacia hidrográfica a qual a usina faz parte;
- Elaboração de regulamentação eficiente dos estudos de viabilidade técnica de repotenciação para rápida e segura obtenção de outorga e autorização da exploração desse potencial e elaboração de regras de comercialização da energia adicional repotenciada e da capacidade adicional instalada.

⁵ Entende-se por repotenciação ações de ganhos de eficiência ou de capacidade instalada em UHEs.

Normativo a ser atualizado para inserção das repotenciações de UHE na modernização do setor elétrico:

Entende-se que o tratamento regulatório exigido para repotenciação de usinas hidrelétricas reside na necessária criação, após todos os ritos pertinentes, de uma norma, possível em nível infralegal, dedicada a tratar as etapas e exigências de estudos de viabilidade que fundamentem a repotenciação das usinas hidrelétricas. Essa regra se dedicaria a regulamentar exclusivamente a elaboração e aprovação de projetos básicos/estudos de viabilidade de repotenciação de usinas hidrelétricas – de qualquer porte – e harmonizaria num único diploma os apontamentos legais dispersos em diversos textos. Reuniria num único corpo o disposto na(s):

- Lei n. 9.427/1996 em seu artigo 26, inciso V, que trata da competência legal para autorização do acréscimo de capacidade;
- Lei n. 9.074/1995, artigo 5º, que trata da exigência da definição do aproveitamento ótimo para concessão de usinas;
- Resolução Normativa ANEEL n. 672/2015, que trata do potencial ótimo da partição de queda;
- Resolução Normativa ANEEL n. 395/ 1998, que regulamenta os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de UHE; e
- Portaria MME n. 406/2017, que trata de fatos relevantes, dentre eles a repotenciação, para revisão da garantia física das usinas.

Essa medida tornaria possível a existência de um roteiro legal célere e eficiente que dinamizaria as decisões de investimentos em recapitação do parque instalado.

Ressalta-se que em nível legal a Lei n. 10.848/2004, artigo 2º, parágrafos 5º, 6º, 7º e 7-Aº, poderiam ser modificados de forma a permitirem a comercialização de energia repotenciada como energia nova. O Decreto n. 5.163/2004 também poderia ser alterado em seu artigo 11, parágrafo 1º de forma a permitir o atendimento do ACR com energia de repotenciação.

Destaca-se que a criação dos mercados de capacidade (vide capítulo 3), no qual pode-se remunerar a potência disponível (interface com grupos Lastro e Energia e Formação de Preços), e de serviços ancilares (vide capítulo 14) pode abrir espaço para a repotenciação de usinas hidrelétricas, o que dependerá da criação de um arcabouço regulatório específico. Além disso, o grupo que trata do MRE propõe a inserção de um mecanismo de prêmio por melhoria de desempenho (via redução de taxas de indisponibilidade) para usinas, o que também pode estimular investimentos em repotenciação.

7. Sistemas de Armazenamento

Na Nota Técnica EPE-DEE-NT-006/2019-r0 foram abordadas as diferentes formas de armazenamento de energia, como baterias químicas, reservatórios de usinas hidrelétricas reversíveis, hidrogênio e armazenamento térmico, com diferentes benefícios e barreiras.

No que diz respeito à remuneração desses sistemas, a criação de um mercado de capacidade (vide capítulo 3) e a precificação horária (capítulo 13) podem funcionar como indutores para soluções de armazenamento associadas a geração de energia elétrica. Dado que tais tecnologias também podem prestar serviços ancilares, a discussão apresentada no capítulo 14 também se aplica às mesmas. No caso de sistemas de armazenamento aplicados junto a instalações de transmissão, a remuneração poderia seguir o conceito de Receita Anual Permitida (RAP), já adotado para essas instalações. Nesse caso, há que se discutir o pagamento pelo uso da rede tanto no carregamento quanto na injeção de energia pelos sistemas de armazenamento, o que guarda relação com as discussões do grupo “Sustentabilidade da Transmissão”.

Assim, considerando as diferentes aplicações potenciais de sistemas de armazenamento (junto a geração ou transmissão, por exemplo) e suas particularidades (ora gerador, ora consumidor; sem garantia física associada) faz-se necessário o adequado respaldo regulatório para a participação dessas tecnologias no mercado.

Para tanto, a “Agenda Regulatória 2019-2020”⁶ da ANEEL inclui na atividade 68 as Adequações regulatórias para inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional.

⁶ Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel> >

8. Outorga de Usinas Hidrelétricas Reversíveis

A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 estabelece no art. 20 que os potenciais de energia hidráulica são bens da união, e no art. 21 que compete a União a exploração, direta ou mediante autorização, concessão ou permissão de serviços e instalações de energia elétrica e aproveitamento energético dos cursos de água em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

A Lei n. 9.074/1995 define quais aproveitamentos de potenciais hidráulicos são objeto de concessão, autorização ou permissão, conforme potência do aproveitamento, sendo o detalhamento dos procedimentos feito por normativos infralegais estabelecidos pela ANEEL⁷.

Para o caso das Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) o potencial para a geração de energia elétrica é criado inteiramente ou parcialmente por ação de bombeamento, existindo ainda diferentes possibilidades de concepções construtivas, como as que utilizam reservatórios de usinas hidrelétricas existentes, as que utilizam o curso d'água para criação de pelo menos um dos reservatórios por meio de barramento e as UHR concebidas em circuito fechado, cujo recurso natural é utilizado somente para o primeiro enchimento dos reservatórios e do circuito hidráulico, havendo posteriormente reposição de eventuais perdas, como a evaporação.

Assim, cada tipo de UHR utiliza o curso d'água de forma distinta e, portanto, a potência instalada de geração, como considerada pela Lei n. 9.074/1995, pode não refletir o uso do curso d'água da mesma forma que reflete para as usinas hidrelétricas convencionais.

Cabe destacar que a assimetria no tratamento regulatório dos diferentes tipos de UHR pode implicar na má utilização de potenciais favoráveis, com a implantação de empreendimentos que não representam a melhor solução técnica-econômica, mas que encontram menos barreiras regulatórias.

Desta forma, a Lei n. 9.074/1995, relacionada a outorga de aproveitamentos

⁷ Atualmente, o normativo infralegal mencionado trata exclusivamente de usinas hidrelétricas convencionais, não contemplando usinas hidrelétricas reversíveis.

hidrelétricos, não contempla de forma adequada as usinas hidrelétricas reversíveis, funcionando como uma possível barreira para o desenvolvimento desta tecnologia no país, além daquelas relacionadas a contratação e comercialização.

Tendo como um dos objetivos subsidiar a definição de normativos, a Nota Técnica EPE-DEE-NT-006/2019-r0 apresenta os resultados preliminares dos Estudos de Inventário de UHR realizados para o estado do Rio de Janeiro, bem como a metodologia e a programação dos estudos em desenvolvimento pela EPE.

9. Compartilhamento do MUST para Usinas Híbridas

Conforme apontado no Informe Técnico n. EPE-DEE-IT-038/2019-r0 (transcrito no “1º Relatório – Diagnóstico” do grupo temático), dentre os possíveis arranjos denominados “usinas híbridas” o mais discutido é aquele em que duas ou mais usinas, com características de produção complementar, estariam próximas e compartilhariam fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e acesso à Rede Básica ou de Distribuição. Seguindo a nomenclatura adotada pela EPE, seriam as chamadas “usinas associadas”.

Nessa configuração, as usinas associadas contratariam menos capacidade de uso da rede do que a soma das potências nominais dessas duas usinas, permitindo uma economia ao agente gerador com a contratação do Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD).

No [Workshop](#) realizado pela EPE no dia 15/05/2019 os participantes apontaram que essa possibilidade, se permitida, seria a principal necessidade regulatória para viabilização de usinas híbridas. Segundo os agentes, a partir dessa alteração, diversos projetos já se viabilizariam, sendo sugerido que o montante adicional de geração, no caso de hibridização de uma usina existente, fosse alocado ao ACL.

Porém, as Resoluções Normativas n. 506/2012 e 666/2015 da ANEEL estabelecem que o MUSD e o MUST, respectivamente, contratados por uma central de geração devem ter valor mínimo igual à sua potência instalada subtraída da mínima carga própria. Portanto, não há previsão normativa para o compartilhamento ou unificação dos Contratos de Uso do Sistema (CUST ou CUSD) por usinas associadas, e nem para a contratação de um valor inferior à soma das potências dessas centrais.

Entende-se que essa possibilidade depende de alteração das Resoluções Normativas supracitadas, o que está sendo discutido na [Consulta Pública n. 14/2019 da ANEEL](#), cujo prazo para contribuições vai até 03/08/2019. Posteriormente a essa alteração, possivelmente os Procedimentos de Rede deverão ser atualizados, no (Módulo 15), para compatibilização.

Conforme sugerido na [Nota Técnica “Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento \(n. EPE-DEE-NT-011/2018-r0\)](#), nessa hipótese, o montante contratado de uso da rede teria por base a máxima potência injetável, declarada pelo empreendedor, por sua conta e risco, devendo ser previstos procedimentos operativos e equipamentos de controle que garantam que o montante de uso contratado não seja ultrapassado.

Mais recentemente a EPE publicou uma terceira Nota Técnica sobre o tema [\(“Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético” - n. EPE-DEE-NT-029/2019-r0\)](#) apontando que essa estratégia de compartilhamento, embora possa levar a uma economia com a tarifa de uso de rede, também pode levar a possíveis perdas financeiras decorrentes da geração superior à capacidade de escoamento contratada e também a maiores perdas elétricas, em função do aumento do fator de utilização da linha de conexão de interesse restrito. Em função desses riscos, nem sempre controláveis, o estudo recomendou cautela pelos empreendedores na avaliação do compartilhamento. A Nota Técnica aponta também que, apesar das vantagens proporcionadas por essa estratégia aos geradores, ainda não estão claros os benefícios das usinas híbridas para o sistema elétrico, recomendando que sejam evitados subsídios ou regras específicas para esses arranjos nos leilões do ACR.

Essa última Nota Técnica também aponta que o compartilhamento do MUST para usinas híbridas pode ainda abrir um potencial mercado para baterias, para armazenamento da energia que seria cortada por falta de capacidade de escoamento, descarregando nos momentos de menor geração, aumentando ainda mais o fator de capacidade do projeto e otimizando o uso da rede. O documento reforça, porém, as incertezas sobre a viabilidade econômica dessa aplicação.

Destaca-se que como a contratação de MUST visa em última instância remunerar os ativos de transmissão, a discussão sobre seu compartilhamento pode ter alguma interface com o grupo Sustentabilidade da Transmissão.

10. P&D e Pilotos para Novas Tecnologias

A Inserção de Novas Tecnologias, no contexto de Modernização do Setor Elétrico, deve pautar-se pelos objetivos energéticos, tecnológicos e ambientais de longo prazo. Iniciativas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e de inovação no Brasil contam com incentivos legais consagrados nas leis dos Fundos Setoriais de Ciência e Tecnologia (Lei n. 11.540/2007), da Lei de Inovação (Lei n. 10.973/2004) e da Lei do Bem (Lei n. 11.196/2005). O setor elétrico conta com programa específico presente na Lei n. 9.991/2000 e regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

No âmbito específico do setor elétrico, as tecnologias em estágio de aplicação e comercialização dos assuntos de Distribuição de Energia Elétrica, Eficiência Energética, Geração de Energia Elétrica, Armazenamento de Energia e Transmissão de Energia Elétrica precisam, para vingar, de normativo suficientemente receptivo para sua introdução. O normativo deve abrigar segurança jurídica capaz de reconhecer o benefício da cultura inovadora premiando as soluções originais apresentadas, pois em caso contrário os investimentos em soluções modernas tornam-se ineficazes e o país não aproveita a indústria modernizadora local existente no Brasil.

Por dispor de instrumento específico para realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, o programa de P&D gerido pela ANEEL tornou-se importante instrumento para alocar adequadamente recursos humanos e financeiros em projetos originais, aplicáveis, relevantes que busquem a viabilidade econômica de produtos e serviços, nos processos e usos finais de energia. Ao promover a cultura da inovação, estimulando a pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico brasileiro, alcançam-se resultados que contribuem para a segurança do fornecimento de energia elétrica, a modicidade tarifária, a diminuição do impacto ambiental do setor e da dependência tecnológica do país.

A principal barreira enfrentada por tecnologias de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas ou não-convencionais e o provimento de serviços de

eletricidade é sua inserção competitiva num mercado aberto. Assim, há a necessidade das atividades de P&D perseguirem custos mais competitivos. Incluem-se, nessa área, tecnologias de geração de pequeno porte, novos ciclos de geração e soluções originais para serviços de eletricidade.

Por serem projetos em fases de desenvolvimento tecnológico precedentes ao estágio de aplicação técnica e inserção comercial são mais apropriados para gestão e operação em nível de P&D. Tratam-se, portanto, de atividades destinadas a novas tecnologias ou métodos para melhorar o desempenho técnico e a viabilidade econômica de fontes energéticas renováveis e/ou alternativas, incluindo o desenvolvimento de ferramentas analíticas, a obtenção de dados e informações necessárias ao aprimoramento de produtos ou serviços e o aproveitamento de resíduos.

A sugestão é que o programa de P&D do setor elétrico seja aprimorado a partir da relação de demandas específicas, bem identificadas, formuladas e qualificadas como de interesse prioritário ou de futuro promissor – atendendo a Lei n. 9.991/2000.

Destaca-se que, conforme apontado no relatório EPE-DEE-IT-038/2019-r0 (transcrito no “1º Relatório – Diagnóstico” do grupo temático), entre os assuntos de energia elétrica apropriados para a etapa de P&D de projetos piloto, tem-se a energia dos Oceanos, do Hidrogênio e tecnologias construtivas de SMR (*Small Modular Reactor*, ou reator nuclear de pequeno porte).

Para o tema Transmissão apontou-se a necessidade de pesquisa dos elos de transmissão em corrente contínua com multiterminal, linhas de corrente alternada em 1000 kV, linhas subterrâneas de extra alta tensão e subestações compactas. Para o tema Recursos Energéticos Distribuídos destacam-se as linhas de P&D de redes inteligentes, eficiência energética e resposta da demanda.

Destaca-se que a inovação também pode se dar por meio da inserção de tecnologias que, embora tecnologicamente maduras, ainda enfrentam eventuais barreiras para sua disseminação. Um estudo do Gesel (Castro et al., 2018) aponta que um objetivo estratégico ainda não atingido pelo Programa de P&D é

promover e viabilizar o ciclo completo da cadeia de inovação, o que poderia trazer redução de custos e modicidade tarifária.

Nesse sentido, dentre as propostas resultantes da Consulta Pública n. 33/2017, há a previsão de destinação de recursos de P&D a instituições públicas e privadas previamente cadastradas (por exemplo, centros de pesquisa, além do próprio MME, ANEEL e EPE) para realização de estudos. Assim, o PLS 232/2016 traz a seguinte alteração (resumida) na Lei n. 9.991/2000:

“Art. 4º

§ 3º As empresas de que tratam os arts. 1º, 2º e 3º poderão aplicar, alternativamente a investimentos em projetos nos termos do inciso II, percentual, de sua opção, dos recursos de que trata o referido inciso, no atendimento de sua obrigação estatutária de aporte de contribuições institucionais para desenvolvimento de projetos de pesquisa e desenvolvimento constante de relação pública divulgada anualmente pelo Poder Executivo, não se aplicando, nesta hipótese, o disposto no inciso II do art. 5º.

§ 3º-A. Deverão ser publicados anualmente:

I – a relação de projetos eleitos para aplicação dos recursos;

II – o custo estimado de cada projeto eleito; e

III – a relação de instituições públicas e privadas previamente cadastradas para execução dos projetos.

(...)

§ 3º-D. As empresas de que tratam os arts. 1º, 2º e 3º deverão custear diretamente as despesas para a realização dos projetos de que trata o inciso I do § 3º-A.”

(NR)

O art. 4º da Lei n. 9.991/2000 já prevê a destinação de 20% dos recursos de P&D para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos. Porém, o Decreto n.

5.879/2006, que regulamenta essa lei, estabelece que tais recursos serão recolhidos ao Tesouro Nacional. A destinação direta às instituições daria maior autonomia às mesmas no desenvolvimento de estudos.

Assim, vislumbra-se a possibilidade estender a utilização dos recursos destinados a P&D, já utilizados em projetos estratégicos do setor elétrico, para políticas públicas voltadas a projetos inovadores, à medida que estes contribuam com os requisitos do sistema e com a modicidade tarifária (sem deixar de lado o contexto de neutralidade tecnológica).

Convém mencionar a Consulta Pública n. 017/2019, da ANEEL, que visa obter subsídios para incorporar novos instrumentos de incentivo à inovação no setor elétrico e outras medidas, visando o avanço dos resultados do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (PROP&D). O período de contribuições vai de 28/06/2019 a 27/07/2019.

Um aprimoramento no direcionamento e gestão dos recursos que o setor já dispõe garantiria o estabelecido na Lei n. 9.991/2000 de priorizar e obter resultados de aplicação prática, com foco na criação e no aperfeiçoamento de produtos, processos, metodologias e técnicas. Ressalve-se que os temas apontados como de interesse precisam ser validados por toda comunidade do setor elétrico. Um bom ponto de partida seria os estudos de Projeto de Prospecção Tecnológica no Setor de Energia Elétrica para o direcionamento dos recursos do Programa de P&D, regulado pela Aneel, realizados pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos – CGEE em 2017.

De forma geral, aponta-se que o normativo a ser modernizado deverá dispor de produtos contratáveis bem definidos que possam ser atendidos por quaisquer novas tecnologias, impedindo a discriminação do ofertante. Para isso será necessário identificar corretamente o produto comercializável, a alocação eficiente de recursos e uma regulação aberta e amigável.

11.Small Modular Reactor (SMR)

Entre as barreiras identificadas para a inserção de novas tecnologias no setor elétrico brasileiro, existem algumas que se aplicam exclusivamente ao caso de reatores nucleares e, conseqüentemente, também aos reatores nucleares de pequeno porte (SMR).

Mais especificamente, os seguintes aspectos legais e normativos tenderiam a dificultar uma inserção significativa da tecnologia SMR no longo prazo:

- Monopólio do Estado na indústria nuclear;
- Definição da localização de usinas nucleares por meio de lei federal;
- Processo de licenciamento de instalações nucleares (a cargo da Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN).

A seguir são especificados e detalhados os dispositivos legais e normativos que estariam na origem de cada uma das barreiras destacadas acima, bem como as conseqüências práticas decorrentes.

11.1.Monopólio do Estado na indústria nuclear

A Constituição Federal, no seu art. 21, inciso XXIII, estabelece que “compete à União (...) explorar os serviços e instalações nucleares de qualquer natureza”.

A alteração dessa condição dependeria de uma proposta de emenda constitucional, a ser apreciada pelo Congresso Nacional. Do contrário, entende-se que a participação privada na propriedade e na operação de usinas de geração nuclear ficaria impossibilitada.

Como conseqüência, a concentração da operação no âmbito do Estado poderia representar um fator limitante para o potencial de expansão da tecnologia SMR.

No entanto, cabe destacar que há visões divergentes sobre a questão constitucional, conforme apontado pela FGV Energia em seu Caderno Especial sobre Energia Nuclear (FGV Energia, 2016):

A Constituição Federal de 1988 aborda as atividades nucleares em seus diversos aspectos. Diante do explícito sustento legal, especialistas discutem até que ponto a legislação atual permitiria configurações de

negócios que considerem a participação privada em alternativa ao modelo atual, no qual o Estado assume todos os riscos empresariais de um projeto de geração de energia nuclear.

Cabe ressaltar que este trabalho não tem a intenção de apresentar de forma detalhada as diferentes abordagens jurídicas que levam a essas interpretações. Contudo, é importante pontuarmos o que as diferentes abordagens trazem de consequência para o desenvolvimento de novas usinas nucleares no Brasil com a participação do capital privado. As diferentes abordagens fazem necessárias alterações em disposições constitucionais (grande complexidade e custo político) ou em legislação infraconstitucional, na lei de concessões ou por meio de resoluções da ANEEL e da CNEN (menor complexidade).

Para os que defendem que a Constituição Federal desautoriza de forma clara a exploração de serviços e instalações nucleares por agentes privados em regime de concessão – partindo-se do princípio que os artigos 21 e 177 instituem a geração de energia elétrica por fonte nuclear como atividade submetida ao monopólio da União – a participação privada dependeria de aprovação de Emenda Constitucional que excluiria o citado monopólio para a construção e operação de reatores nucleares para fins de geração elétrica.

Há também os que acolhem a tese de que existe uma interpretação possível da legislação que considera a participação da iniciativa privada, destacando-se a que cita apenas a operação da instalação nuclear como de competência exclusiva da União. Com base nessa interpretação, a geração e a comercialização, bem como a própria construção da instalação nuclear, podem ser executadas pela iniciativa privada. Ainda sobre essa perspectiva, o empreendedor – selecionado por meio de leilão – estaria obrigado a contratar a União para fiscalização e operação da instalação nuclear.

11.2. Definição da localização de usinas nucleares por meio de lei federal

A Constituição Federal, no seu art. 225, § 6º, estabelece que “as usinas que operem com reator nuclear deverão ter sua localização definida em lei federal, sem o que não poderão ser instaladas”.

Obviamente, a necessidade de aprovação pelo Congresso representa um obstáculo significativo, sobretudo quando a tecnologia SMR surge como alternativa para a substituição de reatores de grande escala por um número maior de reatores de escala reduzida.

11.3. Processo de licenciamento de instalações nucleares

O processo de licenciamento de usinas que utilizem combustível nuclear para produção de energia elétrica está a cargo da Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN e é regulado por meio da norma CNEN NE 1.04 – Licenciamento De Instalações Nucleares.

Conforme o texto da norma, o processo geral de licenciamento de uma instalação envolve, necessariamente, a solicitação pelo requerente, e a emissão pela CNEN, dos seguintes atos: (a) aprovação do local; (b) licença de construção; (c) autorização para utilização de material nuclear; (d) autorização para operação inicial; (e) autorização para operação permanente.

Destaca-se que atualmente não existe norma específica que trate do licenciamento de reatores de escala menor. Dessa forma, no caso de SMR, cada unidade de geração receberia um tratamento individual, sendo submetida a um processo de licenciamento específico.

Diante do impacto potencial dessa tecnologia, entende-se que qualquer alteração nesse processo de licenciamento deverá obrigatoriamente passar por um debate amplo com todas as partes interessadas.

No entanto, a depender da abordagem a ser escolhida, é possível que o processo de licenciamento represente um obstáculo adicional à inserção de SMR, por razões de maior incerteza e maior probabilidade de atrasos na implantação dos empreendimentos.

11.4.Consideração final

As limitações listadas acima tendem a ser mais críticas no caso de SMR. Diferentemente das usinas nucleares convencionas, que se viabilizam com grandes economias de escala, o sucesso da tecnologia SMR dependeria dos ganhos de produção em série resultantes da disseminação de uma grande quantidade de unidades padronizadas.

12. Inovações na Transmissão

No que diz respeito às inovações na transmissão apontadas no Informe Técnico EPE-DEE-IT-038/2019-r0 (transcrito no “1º Relatório – Diagnóstico” do grupo temático), não se identificou a necessidade de alterações legais e/ou infralegais significativas para a viabilização dessas tecnologias.

Cabe destacar que devido à característica determinativa do processo de planejamento da expansão da transmissão, a recomendação de implantação de uma determinada tecnologia deve ser, de uma forma geral, fundamentada por estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental, observando os requisitos do documento de Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão (CCPE/CTET) e, também, dos Procedimentos de Rede.

Dessa forma, entende-se que tanto os Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão, quanto os Procedimentos de Rede, são documentos que devem ser constantemente revistos e, se necessário, atualizados também sob a ótica de adequabilidade à evolução tecnológica da transmissão, de tal forma que determinadas tecnologias já com um certo grau maturidade no mercado mundial e com competitividade econômica não deixem de ser consideradas nos estudos de planejamento da transmissão por razão de incompatibilidade com os requisitos técnicos ora em vigor.

Um mecanismo que pode vir a ser um facilitador para introdução de novas tecnologias é a aplicação do conceito de especificação funcional, que se baseia na recomendação de uma função de transmissão com determinados requisitos técnicos de desempenho, sem necessariamente especificar qual tecnologia deva ser utilizada. Assim, poder-se-ia propor modalidades de leilão de transmissão onde os empreendedores de transmissão teriam a liberdade de buscar no mercado uma tecnologia que seja mais adequada e competitiva para aquela função especificada e, se vencedores do processo licitatório, teriam a obrigação legal de apresentar estudos comprobatórios atestando que a tecnologia

oferecida atende a todos os requisitos técnicos exigidos, sem oferecer risco operativo para o sistema.

Outra questão que se apresenta oportuna nesse quesito de modernização é a redução da perda elétrica na transmissão. Atualmente, de acordo com a regulação em vigor, não existem sinais econômicos para premiar as concessionárias em investimentos para redução de perdas nos seus ativos de transmissão com relação ao indicado nas especificações do leilão de concessão, quer na fase de desenvolvimento do projeto de implantação, quer ao longo do tempo de concessão. Incentivos à utilização de tecnologias mais eficientes com relação às perdas elétricas podem representar um grande passo na modernização do Setor Elétrico nacional, considerando que as perdas totais na transmissão do SIN são estimadas em cerca de 5% da energia produzida.

13. Preços Horários ou Granulares

O aumento da granularidade temporal é uma das inovações necessárias para a transição energética, dentro da dimensão do desenho de mercado, segundo IRENA, (2019). No curto prazo, ela remunera melhor o comportamento flexível dos geradores existentes. No longo prazo, ela promove investimentos em ativos flexíveis e em ativos que trazem o máximo de valor para o sistema, por exemplo ofertando energia em momentos de maior demanda. Esses incentivos estão alinhados com o princípio de neutralidade tecnológica (ver capítulo 2), já que remuneram os atributos e, portanto, incentivam a inovação tecnológica.

O projeto RE-SEB, em seu relatório de 1998, já apontava a implantação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo - DESSEM, com o indicativo de preço calculado a partir de cadeia de modelos de otimização da programação energética, chegando à discretização semi-horária. Após algumas postergações e a revisão do modelo setorial ocorrida em 2004, ficou estabelecido o formato vigente de cálculo dos preços, com periodicidade semanal, por submercado e por patamar de carga.

Recentemente, a questão do cálculo de preços de forma horário voltou à pauta do setor. As principais motivações para a redução da periodicidade de cálculo são:

- A redução do grau de regularização hidráulica do Sistema Interligado Nacional – SIN: resulta em dificuldades para o gerenciamento da carga a partir da capacidade hidrelétrica e faz com que essa produção se torne cada vez mais dependente das afluências;
- A variabilidade, a imprevisibilidade e a incontrollabilidade da produção de novas fontes de geração: a significativa adição de geração eólica aumentou a variabilidade da oferta de energia que, somada ao regime hidrológico adverso experimentado na bacia hidrográfica do rio São Francisco nos últimos anos, vem sendo compensada por geração termelétrica e por variação do intercâmbio de energia entre os submercados. Além disso, a inserção crescente de novas fontes de

geração distribuída, sobretudo a geração fotovoltaica, faz com que a carga líquida percebida pelo ONS tenha um perfil horário mais variável;

- A possibilidade de representação da elasticidade da demanda: a utilização da flexibilização da carga pode ser utilizada para compensação de variações da oferta.

Considerando as questões sistêmicas apontadas, com o preço horário será possível qualificar e criar novos produtos para o mercado de energia elétrica. Além disso, com a maior aproximação entre a formação do preço e a operação real do sistema, espera-se a redução dos Encargos de Serviços de Sistema – ESS.

A Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP, em reunião no dia 27/07/2017, aprovou a criação de um subgrupo, sob coordenação do ONS e da CCEE, para conduzir os estudos de implantação do DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo para programação da operação e formação do preço horário a partir de 2019, prevendo inclusive impactos nas regras de comercialização. A partir daí, foram realizadas diversas reuniões do subgrupo e também da FT-DESSEM (contando com a participação dos agentes) para propor, discutir e validar funcionalidades relativas ao DESSEM.

Em abril de 2018 deu-se início ao processo chamado de operação sombra, quando o PLD horário começou a ser divulgado publicamente, porém sem efeitos contábeis. Em junho do mesmo ano decidiu-se pela postergação da adoção do preço horário para janeiro de 2020.

Durante estes meses, diversos aprimoramentos e correções foram incorporados ao DESSEM, fruto das experiências adquiridas ao longo da operação sombra. Em abril de 2019 o MME deliberou por lançamento de Consulta Pública sobre implantação do DESSEM nas atividades de programação da operação e formação de preço horário. A CP n. 71/2019 recebeu contribuições até o dia 10/06/2019 e contou com extensa participação de agentes e associações do setor.

Além da criação do PLD horário, é importante a oferta de preços de energia com menor granularidade temporal aos consumidores, pois possibilitaria maior viabilidade econômica de uma série de tecnologias resposta da demanda e baterias atrás do medidor.

Além disso, a menor granularidade temporal permitiria melhor precificação de alguns ativos com capacidade de resposta sub-horária ou de fornecer resposta rápida às necessidades do operador, atendendo a carga em momentos de estresse do sistema, tais como baterias e usinas hidrelétricas reversíveis. Adicionalmente, a precificação horária pode fomentar a repotenciação de hidrelétricas, como apontado no capítulo 6.

Adicionalmente, os preços horários podem eventualmente auxiliar o desenvolvimento de usinas híbridas, discutidas capítulo 9, na medida em que a combinação de usinas de diferentes fontes serve como mitigação das variações de produção de energia devido às oscilações dos recursos energéticos, tornando a geração conjunta menos variável, reduzindo assim os riscos de exposição a flutuações de preço (EPE, 2019).

13.1.Representação nos Modelos

A participação dos Recursos Energéticos Distribuídos – RED tem sido cada vez mais importante no sistema elétrico brasileiro. Visando estas transformações pelas quais os mercados de energia elétrica vêm passando, a EPE publicou uma Nota de Discussão⁸ com o objetivo de identificar desafios para o planejamento energético e explorar caminhos para lidar com as perspectivas de aumento na inserção de recursos energéticos distribuídos. O capítulo 15 detalha as alterações necessárias para redução de barreiras aos REDs.

Na perspectiva do planejamento, a inserção dos REDs implica em maior incerteza sobre a demanda de energia e a matriz de energia futura, pois há um aumento da complexidade da previsão da curva de demanda de eletricidade e do montante a ser atendido através da geração centralizada. Parte destas incertezas é explicada pelo dinamismo na evolução dos preços das tecnologias

⁸ Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND%20-%20Recursos%20Energ%C3%A9ticos%20Distribu%C3%ADdos.pdf>

distribuídas. Por outro lado, há também que se considerar as preferências do consumidor que não dependem apenas do preço. Esses fatores resultam em desafios para a previsão da competitividade e ritmo de adoção dos REDs como alternativas de suprimento de energia aos consumidores finais.

Adicionalmente, o caráter distribuído também exige maior interface do planejamento da geração e transmissão com as redes de distribuição. Apesar dos desafios, deve-se reconhecer que a inserção de RED nos locais adequados e operados nos momentos certos é capaz de prover flexibilidade ao sistema, além de contribuir para a redução de perdas e melhor uso da capacidade disponível das redes.

Nesse sentido, tornam-se necessários diversos avanços ferramentais e metodológicos para representar adequadamente os REDs nos modelos e conseguir avaliar seus reais benefícios e potencial frente à geração centralizada, principalmente com representação em menor escala temporal. Atualmente, a maneira mais comum de inclusão é através de modelos exógenos aos modelos de otimização da expansão. Como exemplo, hoje a EPE faz separadamente as projeções de geração distribuída, eficiência energética e veículos elétricos, e os resultados em termos de energia, são abatidos ou somados na projeção de carga, que é insumo para o modelo de expansão.

Os modelos exógenos têm a vantagem de serem de mais fácil implementação. No entanto, os resultados costumam ser limitados a indicar tendências de inserção de uma tecnologia, que nem sempre refletem o ótimo sistêmico. Exemplo desta modelagem feita para o Brasil é a apresentada por Muller (2016) onde o impacto na demanda de longo prazo pela inserção de recursos energéticos distribuídos é calculado por meio de inferência *fuzzy*. Outro exemplo é o projeto desenvolvido pela ABRADÉE (Kagan et al., 2013) que calcula o impacto dos REDs na matriz energética até 2030 para o Brasil.

A modelagem endógena, por outro lado, considera os REDs como tecnologias candidatas, competindo com as demais fontes, resultando numa expansão de mínimo custo global. Dessa forma, caso o resultado seja divergente da tendência atual de expansão dos REDs, políticas podem ser tomadas para incentivar

investimentos mais eficientes. A abordagem endógena ainda não foi feita no Brasil e é um desafio do planejador, pois exige que diferentes particularidades dos RED sejam incorporadas nos modelos, aumentando significativamente o problema de otimização.

14. Mercado de Serviços Ancilares

Denominam-se Serviços Ancilares o conjunto dos diferentes serviços requeridos para que a operação do sistema elétrico atenda critérios pré-estabelecidos de segurança, estabilidade e qualidade, incluindo aqueles relacionados ao equilíbrio permanente entre consumo e produção, à manutenção de valores adequados de tensão e frequência na rede elétrica e à garantia de reestabelecimento do sistema em caso de falhas.

A desverticalização do setor elétrico e a entrada de diferentes agentes no mercado competitivo de geração levou à criação de dispositivos para assegurar a realização destes serviços para o sistema interligado, tendo em vista a necessidade de alocação e recuperação dos custos envolvidos.

Soluções distintas foram adotadas por diferentes países e regiões, conforme sua estrutura de mercado e características do sistema, envolvendo diferentes definições de serviços, regulações e mecanismos de contratação, como mostra o trabalho de EURELETRIC (2004).

Em um contexto de transição da matriz elétrica e com o crescimento da participação de fontes renováveis intermitentes, a importância destes serviços para o sistema elétrico é acentuada, influenciando não somente na quantidade, mas também no tipo de serviço requerido, trazendo desta forma oportunidades para a entrada de novas tecnologias.

14.1. Normativo Vigente no Brasil

A Lei n. 9.648/1998 e o Decreto n. 5.081/2004 estabelecem como atribuição do Operador Nacional do Sistema – ONS, a contratação e a administração dos serviços ancilares, sendo a auditoria dos sistemas e dos procedimentos técnicos do ONS feita pela ANEEL.

O Decreto n. 5.163/2004, complementado pelo Decreto n. 9.143/2017, estabelece que as regras e procedimentos de comercialização deverão prever o pagamento de encargo para cobertura dos custos dos serviços do sistema, incluindo os serviços ancilares.

A Lei n. 10.848/2004, complementada pela Lei n. 13.360/2016, estabelece no §5º do Art.1º que no processo de definição de preços e de contabilização e liquidação das operações realizadas no mercado de curto prazo, deve ser observado o tratamento para os serviços ancilares. Por essa razão, entende-se haver uma interface com as discussões do grupo “Formação de Preços” do GT, caso este grupo venha a tratar da formação de preços para o mercado de serviços ancilares, sendo necessário definir previamente os mecanismos de apuração de requisitos e ofertas para atendimento a esse mercado.

Seguindo as atribuições regulamentadas no Art. 4º do Decreto n. 2.335/1997 a ANEEL publicou a Resolução Normativa n. 697/2015, que estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico.

Portanto, os serviços são realizados pelos agentes de forma obrigatória, cujos custos são recuperados conforme tipo de serviços realizado, com celebração de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA) com o ONS para alguns serviços, como mostra o Quadro 2.

Quadro 2 - Descrição dos arranjos comerciais dos serviços ancilares prestados pelos agentes de Geração
Fonte: Procedimentos de Rede – ONS, com adaptações

Tipo de serviço ancilar	Forma de administração	Celebração de CPSA	Tipos de custos a serem recuperados pelos agentes de geração		
			Custos fixos	Custos variáveis	
				O&M	Perdas adic.
Controle primário de frequência (Definição: Art.2°, Inciso III)	Obrigatória	Não	-	-	-
Controle secundário de frequência (CAG) (Definição: Art.2°, Inciso IV)	Obrigatória	Sim	X	X	-
Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa (Definição: Art.2°, Inciso IV-A)	A	Sim	X	X	-
Suporte de Reativos (Definição: Art.2°, Inciso VIII – a)	Obrigatória	Não	-	-	-
Suporte de Reativos – Compensador Síncrono (Definição: Art.2°, Inciso VIII – b)	Obrigatória	Sim	X	X	X
Autorrestabelecimento integral (Definição: Art.2°, Inciso I)	Obrigatória	Sim	X	X	-
Autorrestabelecimento parcial (Definição: Art.2°, Inciso II)	Obrigatória	Não	-	-	-
Sistema Especial de Proteção SEP (Definição: Art.2°, Inciso VII)	Obrigatória	Sim	X	X	-

^A Conforme Resolução Normativa n. 697/2015 a ONS deve identificar as unidades geradoras aptas a realizar esse serviço (exclusivamente termelétricas) e realizar o despacho considerando os custos (limitado a 130% do CVU) e restrições operativas declarados por cada agente.

Cabe destacar que a Consulta Pública n. 33 propôs a aquisição de serviços ancilares por mecanismos competitivos, conforme Art. 7° da minuta do projeto de Lei.

Adicionalmente, a “Agenda Regulatória 2019-2020”⁹ da ANEEL inclui na atividade 67 a revisão da Resolução Normativa n. 697/2015 com abertura de consulta pública prevista para o 3º trimestre de 2019.

14.2. Inserção de Novas Tecnologias¹⁰

O caráter determinativo, obrigatório e de remuneração regulada dos serviços ancilares no atual modelo brasileiro pode não estar incentivando adequadamente potenciais melhorias ou possibilitando a entrada de novas tecnologias¹¹, dificultando o desenvolvimento de formas mais eficientes de atendimento aos objetivos do operador e de opções com características técnicas mais favoráveis às necessidades do sistema, como partidas mais rápidas ou tempos de rampa mais curtos.

Cabe destacar que algumas das novas tecnologias, como as de armazenamento, consideram a realização de serviços ancilares uma importante fonte de receita para garantir a viabilidade dos empreendimentos.

Desta forma a expansão da capacidade de provimento dos serviços ancilares pode ser feita de forma mais adequada e eficiente, desde que sejam fornecidos sinais técnicos e econômicos que reflitam as reais necessidades sistêmicas¹², além de arranjos comerciais com a apropriada alocação de riscos, sem a imposição de tecnologias específicas.

Tendo como exemplo as usinas reversíveis, as necessidades relacionadas ao tempo de partida e reserva operativa podem influenciar escolhas de projeto importantes como a adoção de grupos reversíveis ternários operando em curto

⁹ Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>>

¹⁰ Nesse contexto, o termo “novas tecnologias” refere-se às tecnologias ainda não empregadas em escala sistêmica no SIN, já que algumas delas já estão sendo utilizadas por mais de décadas em outros países, como é o caso das Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR).

¹¹ Em alguns casos o normativo restringe as tecnologias aptas a realizar o serviço, como o item 7.5.2 do submódulo 3.6 “Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão” dos Procedimentos de Rede do ONS que estabelece quais usinas podem participar do CAG (Controle Automático de Geração) para o controle secundário de frequência, onde é estabelecido que o serviço pode ser realizado exclusivamente por usinas termelétricas ou hidrelétricas.

¹² Incluindo necessidades locacionais e estratégicas.

circuito hidráulico¹³, unidades reversíveis com rotação variável¹⁴ ou unidades convencionais com rotação fixa, cujos custos associados são significativamente distintos.

Por fim, cabe ressaltar que os serviços ancilares possuem forte interdependência com outros aspectos do desenho de mercado, como a formação de preço, tema de estudo de outro subgrupo do GT Modernização do Setor Elétrico e, desta forma, um tratamento mais aprofundado deve ser realizado fora do âmbito do subgrupo Inserção de Novas Tecnologias.

¹³ Conforme EERA (2014), concepção utilizada na usina de Kops II na Áustria, em que uma turbina Pelton, uma turbina-bomba e um motor-gerador são montados sob um mesmo eixo, permitindo a operação simultânea da turbina Pelton e da bomba e possibilitando injeção ou absorção abrupta de potência, sem inversão da rotação.

¹⁴ Permitem o controle da potência absorvida durante o modo de bombeamento, além ao aumento do rendimento e ampliação da faixa operativa de quedas líquidas.

15. Recursos Energéticos Distribuídos (RED)

No primeiro relatório do subgrupo (EPE-DEE-IT-038/2019-r0) foi realizado um levantamento preliminar das recomendações para proporcionar a inserção sustentável e eficiente dos RED na matriz elétrica brasileira. Tal levantamento pode ser resumido pela seguinte figura.

	Curto Prazo	Médio Prazo	Longo Prazo
Monitoramento de mercado e mecanismos de saída	Avaliação do modelo de net metering com previsão de fim de subsídios cruzados	Acompanhamento de eventuais subsídios aos RED	
Ambiente de mercado de isonomia	<ul style="list-style-type: none"> • Implementação de preços horários no atacado; • Igualdade no acesso às redes de transmissão; • Tarifas multipartes para consumidores com geração distribuída 	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifas multipartes para todos os consumidores; • Sinais locais para geradores na distribuição; • Tarifas de BT com diferenciação horária; • Abertura ao mercado livre 	Avaliação da possibilidade de contratos bilaterais entre consumidores e geradores distribuídos (transação via <i>blockchain</i>)
Considerar aspectos de cibersegurança e privacidade	Definição de protocolos de segurança		
Revisão do paradigma regulatório das distribuidoras	Decoupling e revisão do modelo de remuneração baseado em ativos.		
Revisar subsídios e impostos nas tarifas de eletricidade	Revisão de subsídios	Revisão de Impostos	
Maior interação do planejamento com as distribuidoras	Compartilhamento dos dados topológicos das redes de distribuição com o planejamento da G&T e o operador	Aplicação de um Planejamento Integrado de Recursos considerando a distribuição	
Maior acesso a dados	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento da capacidade de processamento computacional; • Convênios entre instituições para compartilhamento de dados; • P&Ds para levantamento de dados 	Instalação generalizada de medidores inteligentes	
Programas de EE e RD baseados em economia comportamental	P&D para avaliação do potencial	Implementação dos programas	

Figura 2 – Resumo das Recomendações Gerais para os RED

Na sequência do documento, será feito um detalhamento das alterações regulatórias, legais e infralegais necessárias para implementar cada uma das recomendações identificadas.

15.1. Monitoramento de mercado e mecanismos de saída

15.1.1. Curto Prazo

- **Avaliação do modelo de net metering com previsão de fim de subsídios cruzados**
 - Via regulamentação da ANEEL:
 - A Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020 traz em sua atividade 2 o tema: Aprimorar a Resolução Normativa n. 482/2012, que trata da micro e minigeração distribuída.
 - Até junho de 2019, foram realizadas uma consulta pública e uma audiência pública sobre o tema para colher subsídios sobre o tema a avaliar a Análise de Impacto Regulatório das alternativas propostas.
 - Acompanhamento de eventuais subsídios aos RED
 - Necessidade de monitoramento das decisões futuras.

15.2. Ambiente de mercado de isonomia

15.2.1. Curto Prazo

- **Implementação de preços horários no atacado**
 - Assunto sendo discutido no subGT “Formação de Preços”.
- **Igualdade no acesso às redes de transmissão**
 - Não há restrição atualmente para o acesso das redes de distribuição e transmissão por parte de geradores.
- **Tarifas multipartes para consumidores com geração distribuída**
 - Via regulamentação da ANEEL:
 - O Decreto n. 8.828, de 2 de agosto de 2016, revogou o artigo do Decreto n. 62.724/68 que definia a cobrança de tarifa monômica para consumidores atendidos em baixa tensão. Portanto, a ANEEL

tem autonomia para regulamentar a aplicação de tarifas multipartes para tais consumidores.

- Nesse sentido, a Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020 traz em sua atividade 51 o tema: Realizar estudo e propor regulamentação da Tarifa Binômica para consumidores do grupo B. (PRORET e REN n. 414/2010).
- Até junho de 2019, foram realizadas uma consulta pública e uma audiência pública sobre o tema para colher subsídio sobre o tema a avaliar a Análise de Impacto Regulatório das alternativas propostas.
- Via Projeto de Lei do Senado n. 232/2016 - Substitutivo:
 - A Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, dispõe sobre as competências da ANEEL, incluindo a definição das tarifas de transmissão e distribuição.
 - Na Lei são apresentadas algumas diretrizes que devem ser respeitadas para a definição das tarifas.
 - Nesse sentido, o Projeto de Lei do Senado n. 232/2016 – Substitutivo, apresenta a proposta de alteração da Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incluindo diretriz específica para a aplicação de tarifa binômica para unidades com geração própria:

Art.

3º.....

.....

§ 10. Até 60 (sessenta) meses após a entrada em vigor deste parágrafo, a tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão para os consumidores com geração própria de qualquer porte, independentemente da tensão de fornecimento, não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida.

§ 11. A vedação de que trata o § 10 não se aplica aos componentes tarifários de perdas, inadimplência e encargos

setoriais.” (NR)

- **Permissão que o período de ponta da tarifa branca seja móvel ao longo do ano**

A tarifa branca poderia refletir melhor o momento de demanda máxima do SIN, permitindo pra que o deslocamento da carga por parte dos consumidores contribua para a diminuição da demanda máxima do sistema. Também permitir a possibilidade que o período de ponta da tarifa branca seja diferenciada por setor da economia. As normas e leis que tratam do tema são:

- Resolução Normativa ANEEL n. 733/2016
- Submódulo 7.1 do PRORET
- Resolução Normativa ANEEL n. 479/2012
- Resolução Normativa ANEEL n. 502/2012
- Resolução Normativa ANEEL n. 414/2010
- Lei n. 9.427/1996

15.2.2. Médio Prazo

- **Tarifas multipartes para todos os consumidores**
- Via regulamentação da ANEEL:
 - O Decreto n. 8.828, de 2 de agosto de 2016, revogou o artigo do Decreto n. 62.724/68 que definia a cobrança de tarifa monômia para consumidores atendidos em baixa tensão. Portanto, a ANEEL tem autonomia para regulamentar a aplicação de tarifas multipartes para tais consumidores.
 - Nesse sentido, a Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2018-2019, aprovada pela Portaria n. 4.821 de 28 de novembro de 2017, traz em sua atividade 71 o tema: Realizar estudo e propor regulamentação de Tarifa.
 - Até junho de 2019, foram realizadas uma consulta pública e uma

audiência pública sobre o tema para colher subsídio sobre o tema a avaliar a Análise de Impacto Regulatório das alternativas propostas.

- Via alterações na Lei n. 9.427, de 1996:
 - A Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, dispõe sobre as competências da ANEEL, incluindo a definição das tarifas de transmissão e distribuição.
 - Na Lei são apresentadas algumas diretrizes que devem ser respeitadas para a definição das tarifas.
 - Nesse sentido, como exemplo, a Consulta Pública n. 33/2017 – MME apresentou uma proposta de alteração legal para exigir a aplicação de tarifa multipartes para todos os consumidores, conforme descrito a seguir:

Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:
I – devem contemplar a cobrança segregada da tarifa de consumo de energia elétrica ativa, da tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão e do componente encargos setoriais;
e

§1º A tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, vedação não extensiva aos componentes perdas e encargos setoriais.

§2º A implantação da segregação e da cobrança de que trata este art. deverá ocorrer até 31 de dezembro de 2021.

Art. 15-B A fatura de energia elétrica deverá discriminar, para qualquer tensão de fornecimento:

I - as tarifas segregadas de que tratam o inciso I do art. 15-A; e
II – os valores correspondentes à compra de energia elétrica, ao serviço de distribuição de energia elétrica, ao serviço de

transmissão de energia elétrica, às perdas de energia de energia e aos encargos setoriais.

- **Sinais locais para geradores na distribuição**

- Via alterações na Lei n. 9.427, de 1996:

- Na Lei são apresentadas algumas diretrizes que devem ser respeitadas para a definição das tarifas.

Nesse sentido, o Projeto de Lei do Senado n. 232/2016 – Substitutivo, apresenta a proposta de alteração da Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incluindo diretriz específica para a definição das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição:

Art. 3º.....

XVIII – definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, baseadas nas seguintes diretrizes:

.....

c) utilizar, quando viável técnica e economicamente, o sinal locacional no sistema de distribuição; e

d) valorizar, se existentes, os benefícios da geração de energia elétrica próxima da carga.

- Via Resolução do CNPE:

- Na linha de abertura do mercado livre para os recursos energéticos distribuídos, cabe tornar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) mais granular geograficamente para evidenciar o valor locacional de um recurso.
- No Brasil, a Resolução CNPE n. 1, de 25 de março de 2011, estabelece o número de submercados (quatro) no Sistema Interligado Nacional.
- Internacionalmente, a aplicação de preços de curto prazo por nó do sistema de transmissão (preço nodal) se mostra como uma solução para a necessidade de preços mais granulares. Apesar da

aparente complexidade, tal modelo já funciona no sistema da PJM (EUA) há 20 anos.

- Cabe destacar que no Brasil, o modelo DESSEM, utilizado no cálculo do PLD horário, já apresenta os Custos Marginais de Operação (CMO) por nó, sendo então agregados para formar os preços por submercado.
- Portanto, um processo de implementação de preços nodais no Brasil poderia ser programada à semelhança do processo de preços horários.
- Necessidade de alteração do Decreto n. 5.177, de 12 de agosto de 2004:
 - No Art. 2º do Decreto, inciso V, consta como atribuição da CCEE “apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD do mercado de curto prazo por submercado;”
 - A redação “submercado” talvez tenha que ser alterada para permitir a cobrança nodal.

- **Tarifas de BT com diferenciação horária**

Cabe destacar inicialmente que há diferentes formatos de tarifas com diferenciação horária. O modelo de tarifa branca é conhecido internacionalmente como Time-of-Use tariff, mas há outros modelos como CPP, PTR e RTP que possuem bons resultados em termos de resposta da demanda em outros países. Detalhes sobre esses modelos podem ser encontrados na Nota Técnica “Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético”) publicada pela EPE.¹⁵

- Via alterações na Lei n. 9.427, de 1996:
 - Na Lei são apresentadas algumas diretrizes que devem ser respeitadas para a definição das tarifas.
 - Nesse sentido, como exemplo, a Consulta Pública n. 33/2017 – MME apresentou uma proposta de alteração legal para exigir a

¹⁵ Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-389/NT_EPE_DEE-NT-022_2019-r0.pdf

aplicação de tarifa com diferenciação horária para todos os consumidores. Na proposta original, a aplicação seria opcional, mas poderia ser mandatória com nova redação, conforme descrito a seguir:

“Art. 15-A As modalidades tarifárias de fornecimento de energia elétrica aplicadas às unidades consumidoras, independente da tensão de fornecimento em que essas unidades são atendidas:

II – devem prever tarifas diferenciadas por horário.

- **Abertura ao mercado livre**

- Via regulamentação da ANEEL:

- A Lei n. 9.074, de 1995, estabelece limites de tensão e carga para os consumidores do mercado livre, mas não restringe a participação dos vendedores.
- A ABRACEEL tem esse entendimento e já propôs que a ANEEL regulamente a venda de excedentes de micro e minigeração distribuída no ACL. Essa operação pode ser viabilizada com o auxílio de um Comercializador Varejista (regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL n. 570/13), agregando os RED.
- No entanto, ao contrário do que é proposto pela ABRACEEL, a recomendação do GT é de que toda energia injetada na rede seja comercializada no ACL, e não a parcela “além” do que for compensado. Adicionalmente, a recomendação é que a regulamentação seja flexível para outros recursos energéticos distribuídos, e não apenas a geração distribuída.
- Outra necessidade será a alterações dos Procedimentos de Comercialização e dos requisitos do Sistema de Medição de Faturamento (SMF), para contemplar a inclusão.

- **Criação dos agregadores de RED –**

A adequação de consumidores residenciais e pequenos consumidores comerciais e industriais nos mercados do setor elétrico pode ser

dispendioso e de difícil entendimento. Logo, este processo pode ser delegado e executado por outras entidades, como um agregador independente ou provedor de serviços. Os agregadores devem ser capazes de participar de todos os mercados de energia como um recurso de atendimento à demanda. Legislação relacionada:

- Lei n. 9.074/1995
- Lei n. 10.848/2004
- Resolução Normativa ANEEL n. 570/2013

15.2.3. Longo Prazo

- **Avaliação da possibilidade de contratos bilaterais entre consumidores e geradores distribuídos (transação via blockchain)**
 - O primeiro passo é alterar os Art. 15 e 16 da Lei n. 9.074, de 1995, que estipulam tensão e carga mínima para poder participar do mercado livre. Tais artigos devem ser revogados ou alterados para permitir acesso ao mercado livre por todos os consumidores.
 - A participação dos geradores distribuídos no mercado livre pode ser regulamentada conforme descrito no item anterior.
 - A regulamentação das transações via blockchain pode ser feita elaborada pela CCEE e ANEEL.

15.3. Considerar aspectos de cibersegurança, privacidade e padrão de comunicação entre medidores

15.3.1. Curto Prazo

- **Definição de protocolos de segurança**
 - Pode ser implementado sem alterações legais ou infralegais.

15.4. Revisão do paradigma regulatório das distribuidoras

15.4.1. Curto Prazo

- **Decoupling e revisão do modelo de remuneração baseado em ativos.**
 - A aplicação de uma tarifa multipartes já seria suficiente para garantir o desacoplamento da receita para cobertura de custos fixos da distribuidora com o seu volume de vendas. Portanto, verificar item “Tarifa multipartes para todos os consumidores”.

15.5. Revisar Subsídios e Impostos nas Tarifas de Eletricidade

15.5.1. Curto Prazo

- **Revisão de subsídios**
 - Assunto sendo discutido no subGT “Racionalização de Encargos e Subsídios”.

15.5.2. Médio Prazo

- **Revisão de Impostos**
 - Assunto fora do escopo do GT.

15.6. Maior Interação do Planejamento com as Distribuidoras

15.6.1. Curto Prazo

- **Compartilhamento dos dados topológicos das redes de distribuição com o planejamento da G&T e o operador**
 - Compartilhamento da Bases de Dados Geográfica das Distribuidoras (BDGD) já é possível através da ANEEL.

15.6.2. Médio e Longo Prazo

- **Aplicação de um Planejamento Integrado de Recursos considerando a distribuição**
 - Através da alteração dos Procedimentos de Distribuição de

Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – ANEEL.

- O PRODIST estabelece no seu módulo 2 as diretrizes para a expansão do sistema de distribuição.
- Pode ser atualizado para contemplar a avaliação de recursos energéticos distribuídos em substituição à expansão convencional de novas subestações, redes e linhas de distribuição.

15.7. Maior acesso a dados

15.7.1. Curto Prazo

- **Aumento da capacidade de processamento computacional**
 - Não requer mudanças legais ou infralegais.
- **Convênios entre instituições para compartilhamento de dados**
 - Não requer mudanças legais ou infralegais.
- **P&Ds para levantamento de dados**
 - Via regulamentação da ANEEL:
 - Projetos com tal objetivo poderiam ser realizados com uma alteração dos Procedimentos do Programa de Pesquisa E Desenvolvimento – PROP&D Módulo 2 - Diretrizes Básicas, revogando a alínea “d”, do item 2.1.2.1:

...

2.1.2 PROJETO NÃO CARACTERIZADO COMO P&D

2.1.2.1 Não são considerados como P&D projetos cujo escopo, objetivos e/ou resultados estejam exclusivamente resumidos a:

...

~~d. Aquisição ou levantamento de dados;~~

- **Maior agilidade do Inmetro na certificação de medidores inteligentes.**

Hoje, a certificação de medidores inteligentes demora um tempo superior ao que é realizado em outros países. É necessário que normas e padrões de testes internacionais sejam utilizados no Brasil, bem como a criação de corpo técnico capacitado. Legislação relacionada:

- Resolução Normativa ANEEL n. 502/2012 da
- Projeto de Lei do Senado n. 356/2017

15.7.2. Médio e Longo Prazo

- **Instalação generalizada de medidores inteligentes e tecnologias para gestão de consumo (tecnologias que permitam que o consumidor acesse remotamente os dados de consumo em tempo real)**

- Via Resolução n. 502/2012 da ANEEL:

- A REN 502/2012 regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B – Baixa Tensão.
- Tal resolução poderia ser alterada para instituir um calendário de instalação de medidores inteligentes e tecnologias para gestão de consumo para todos os consumidores.

- Via alterações legais:

- Tramita o Projeto de Lei do Senado que incentiva a modernização das instalações do serviço público de distribuição de energia elétrica, com a seguinte redação

Art. 1º A Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar acrescida do seguinte art. 16-A:

“Art. 16-A Para fins do serviço público de distribuição de energia elétrica, a modernização de suas instalações e o monitoramento e gerenciamento do transporte de eletricidade em tempo real, com o fluxo de energia elétrica e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia elétrica e o consumidor final, fazem parte da condição de atualidade na prestação do serviço adequado a que se refere o art. 6º da Lei n. 8.987, de 13 de

fevereiro de 1995.” (NR)

Art. 2º A Lei n. 9.991, de 24 de julho de 2000, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4º

§ 4º Nos programas e projetos de pesquisa e inovação tecnológica do setor de energia elétrica, deverá ser priorizada a obtenção de resultados de aplicação prática, com foco:

I - na criação e no aperfeiçoamento de produtos, processos, metodologias e técnicas; e

II - na modernização das instalações vinculadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica”. (NR)

“Art. 5º-A Para fins do disposto nesta Lei, redes elétricas que utilizam tecnologia para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade em tempo real, com fluxo de energia elétrica e de informações bidirecionais entre o sistema de fornecimento de energia elétrica e o cliente final, são consideradas instrumentos de eficiência energética e de modernização das instalações vinculadas à distribuição de energia elétrica”.

15.8. Programas de EE e RD

15.8.1. Curto Prazo

- **P&D para avaliação do potencial de programas baseados em economia comportamental**
 - Via Programa de Eficiência Energética (PEE) e Programa de P&D da ANEEL:
 - Poderia ser aberta uma chamada de Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D para incentivar a realização de projetos com determinado escopo.
- **Aprimoramentos do programa piloto de resposta da demanda realizado pelo ONS e ANEEL**

- É de suma importância seguir as recomendações do 1º e 2º Relatórios de Análise do Programa Piloto de Resposta da Demanda¹⁶.
- Resolução Normativa n. 792/2017
- **Criação de outros projetos-pilotos de resposta da demanda baseada em Incentivos**, com base nos modelos citados Nota Técnica “Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético”. Legislação relacionada:
 - Programa de Eficiência Energética (PEE) e Programa de P&D da ANEEL
 - Lei n. 10.848/2004

15.8.2. Médio Prazo

- **Implementação dos programas de P&D**
 - Os programas de eficiência energética e resposta da demanda poderiam, em geral, ser implementados sem alterações legais ou infralegais.
 - Muitas ações se baseiam no envio de mensagens aos clientes por meio de mídias sociais ou e-mail, ou a apresentação de uma informação adicional nas faturas de energia elétrica. Portanto, a alteração dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – ANEEL, ou a elaboração de uma Resolução Normativa específica da Agência para que as distribuidoras implementem os programas identificados.
 - **Criação de modelos de resposta da demanda com contratos de longo prazo**, que deste modo permitam que os mesmos sejam considerados no planejamento da expansão. Legislação relacionada:

¹⁶ Disponíveis em https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_644216 e https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_649052

- Resolução Normativa ANEEL n. 792/2017
- Lei n. 10.848/2004

16. Recomendações Gerais

Conforme abordado ao longo deste relatório, a inserção de novas tecnologias no sistema elétrico brasileiro por vezes ainda esbarra em algumas barreiras legais e infralegais. Assim, o objetivo deste documento foi identificar as mudanças necessárias, em atos legais, normativos ou procedimentos, para permitir que tais tecnologias possam ser adotadas à medida que contribuam com as necessidades do sistema e se mostram técnica e economicamente viáveis.

Resume-se no quadro a seguir, para cada tópico avaliado, os documentos que tratam de cada assunto e que devem eventualmente ser reavaliados, bem como outras medidas necessárias para a redução ou eliminação de barreiras para as novas tecnologias estudadas.

Destaca-se que alguns dos temas discutidos possuem interfaces com outros subgrupos do GT Modernização do Setor Elétrico e dependem das deliberações dos mesmos. Esses grupos são identificados no quadro.

Assunto	Mudanças / Documentos a serem reavaliados	Grupos do GT com interface
Legislação neutra à tecnologia	Lei n. 10.848/2004 (vide contribuições da CP 33)	Direcionamento geral para todo o GT
Mecanismo de Capacidade	Ver propostas do grupo Lastro e Energia	Lastro e Energia
Leilões de Eficiência Energética	<ul style="list-style-type: none"> •Decreto n. 5.163/2004. •Para Leilões centralizados específicos para Eficiência Energética, inclusão de “Projetos de eficiência energética” nos incisos do artigo 11 do Decreto n. 5.163/2004 e detalhamentos posteriores. •Para competição direta com outros recursos seriam necessárias mudanças diversas nos desenhos de mercado, com modelo de contratação orientado aos requisitos do sistema e valoração dos atributos. •Para leilões de eficiência nas distribuidoras, ampliação da abrangência das tecnologias passíveis de contratação no Decreto n. 5.163/2004- Substituição dos termos “Geração distribuída” por “Recursos Distribuídos”, em todo o Decreto. 	<p>Lastro e energia para Leilões centralizados não específico</p> <p>Sustentabilidade da distribuição para Leilões das distribuidoras</p> <p>(vide capítulo 4)</p>
Licenciamento Ambiental e Outorga do Uso de áreas	<ul style="list-style-type: none"> •Projeto de Lei n. 11.247/2018 em tramitação na Câmara dos Deputados. •Necessária maior experiência para emissão de termos de referência e licenças ambientais para projetos de energia dos oceanos e de usinas eólicas offshore. 	
Repotenciação de Usinas Hidrelétricas	<ul style="list-style-type: none"> •Lei n. 9.427/1996. •Lei n. 9.074/1995. •Lei n. 10.848/2004 •Decreto n. 5.163/2004 •Resolução Normativa ANEEL n. 672/2015. •Resolução Normativa ANEEL n. 395/1998. 	<p>Lastro e Energia</p> <p>Formação de Preços</p> <p>MRE</p>

Assunto	Mudanças / Documentos a serem reavaliados	Grupos do GT com interface
Sistemas de armazenamento	<ul style="list-style-type: none"> • Criar instrumento regulatório para permitir a inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no SIN (Consulta pública prevista para o 2º trimestre de 2020) • Ver sugestões para Mecanismo de Capacidade 	Sustentabilidade da Transmissão
Outorga de Usinas Hidrelétricas Reversíveis	<ul style="list-style-type: none"> • Lei n. 9.074/1995 	
Compartilhamento do MUST para Híbridas	<ul style="list-style-type: none"> • Resoluções Normativas ANEEL n. 506/2012 e 666/2015 (em discussão na Consulta Pública n. 14/2019). • Procedimento de Rede (Módulo 15) 	Sustentabilidade da Transmissão
P&D e Pilotos para Novas Tecnologias	<ul style="list-style-type: none"> • Aprimorar o programa de P&D do setor elétrico a partir de demandas identificadas, para definição de temas elegíveis para pesquisas dirigidas. • Lei n. 9.991/2000: regulamentar o inciso II do art. 4º de forma a criar espaço para participação da EPE, ONS e MME na gestão do P&D e reavaliar a regulamentação do inciso III do artigo 4º para fins de P&D no Planejamento da Expansão. • Consulta Pública 17/2019 para obter subsídios para incorporar novos instrumentos de incentivo à inovação no setor elétrico. 	Racionalização de Encargos e Subsídios
Small Modular Reactor (SMR)	<ul style="list-style-type: none"> • Constituição Federal: artigos n. 21 (inciso XXIII), 177, 225 (§ 6º). • Normas da CNEN. 	
Inovações na Transmissão	<p>Revisão constante dos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão • Procedimentos de Rede – NOS 	Sustentabilidade da Transmissão

Assunto	Mudanças / Documentos a serem reavaliados	Grupos do GT com interface
Preços Horários	<ul style="list-style-type: none"> • Aprimoramento dos modelos computacionais, com aprovação da ANEEL. • Regras de comercialização da CCEE. • Procedimentos de Rede - ONS 	Formação de preços
Mercado de Serviços Ancilares	<ul style="list-style-type: none"> • Lei n. 9.648/1998 • Lei n. 10.848/2004 • Decreto n. 5.081/2004 • Decreto n. 5.163/2004, complementado pelo Decreto n. 9.143/2017 • Decreto n. 2.335/1997 • Resolução Normativa ANEEL n. 697/2015 (Consulta pública prevista para o 3º trimestre de 2019) • Resolução Normativa ANEEL n. 822/2018 • Procedimentos de Rede – ONS 	Formação de preços
Recursos Energéticos Distribuídos (RED)	Diversas questões pontuais, detalhadas no capítulo 15	Sustentabilidade da Distribuição Racionalização de Encargos e Subsídios
Aspectos de cibersegurança	Está em elaboração pelo ONS proposta de Procedimento de Rede para definição de requisitos para segurança cibernética	

17.Referências

ANEEL. **Resolução Normativa n. 395**, de 4 de dezembro de 1998.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 063**, de 12 de maio de 2004.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 672**, de 4 de agosto de 2015.

ANEEL. **Resolução Normativa n. 697**, de 16 de dezembro de 2015. Disponível em:
< <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>>. Acesso em 19 de junho de 2019.

ANEEL. **Leilões de Eficiência - Contribuições do Programa de Eficiência Energética**. Brasília, 2017.

ANEEL. **Leilões de Eficiência Energética**. Apresentação feita por Tiago de Barros Correia. Brasília, 2017b.

ANEEL. **Nota Técnica n. 051/2019-SRG-SCG-SRD-SRT/ANEEL**. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=Yh4sIDzT&p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_consultald=354&consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarConsulta

ANEEL. **Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/programa-de-p-d>

Bertoldi, P., Rezessy, S., Oikonomou, V. **Rewarding energy savings rather than energy efficiency: Exploring the concept of a feed-in tariff for energy savings**. Energy Policy 56, 526-535, 2013.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Disponível em < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acesso em 26 de junho de 2019.

BRASIL. Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995. Disponível em: < http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm>. Acesso em 26 de junho de 2019.

BRASIL. Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

BRASIL. Decreto n. 2.335, de 6 de outubro de 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2335.HTM>. Acesso em 19 de junho de 2019.

BRASIL. Lei n. 9.648, de 27 de maio de 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm>. Acesso em 19 de junho de 2019.

BRASIL. Lei n. 9.991, de 24 de julho de 2000.

BRASIL. Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em 19 de junho de 2019.

BRASIL. Decreto n. 5.081, de 14 de maio de 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2004-2006/2004/Decreto/D5081.htm>. Acesso em 19 de junho de 2019.

BRASIL. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em 19 de junho de 2019.

BRASIL. Lei n. 13.203 de 8 de dezembro de 2015.

BRASIL. Decreto n. 9.143, de 22 de agosto de 2017. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Ato2015-2018/2017/Decreto/D9143.htm>. Acesso em 19 de junho de 2019.

Castro, N., Moszkowicz, M., Lima, A. **O Papel do Programa de P&D da ANEEL no desenvolvimento tecnológico do Setor Elétrico Brasileiro**. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/38_castro_agenciacanalenergia_03_04.pdf>. Acesso em 09 de julho de 2019.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS - CGEE. **Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica: Documento executivo**. Brasília, DF: 2017. 328 p.

CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS - CGEE. **Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica: Agenda estratégica de CT&I no setor elétrico brasileiro**. Brasília, DF: 2017. 622 p.

de Sisternes, F.; Parsons, J. 2016. **The impact of uncertainty on the need and design of capacity remuneration schemes in low-carbon power systems**. MIT Center for Energy and Environmental Research White Paper 20016-004.

EPE. **Workshop sobre Leilão de Eficiência Energética**. Rio de Janeiro: EPE, 2006.

EPE, 2018. **Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento**. Nota Técnica n. EPE-DEE-NT-067/2018-r0. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-316/NT_EPE_DEE-NT-067_2018-r0.pdf

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **Usinas Híbridas - Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento**. Nota Técnica, 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-393/NT%20EPE-DEE-NT-011-2018-r0%20%28Usinas%20h%C3%ADbridas%29.pdf>

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR)**, 2019. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-006-2019-estudos-de-inventario-de-usinas-hidreletricas-reversiveis>>. Acesso em 26 de junho de 2019.

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **EPE realiza o Workshop "Usinas Híbridas no SIN"**. Publicado em 16/05/2019. Disponível em <http://epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-realiza-o-workshop-usinas-hibridas-no-sin>

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético**. Nota Técnica, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-usinas-hibridas-no-contexto-do-planejamento-energetico>

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. **Resposta da Demanda: Conceitos, aspectos regulatórios e planejamento energético**. Nota Técnica, 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resposta-da-demanda-conceitos-aspectos-regulatorios-e-planejamento-energetico>

EERA – European Energy Research Alliance, **Technological Developments for Pumped-Hydro Energy Storage**, Joint Programme on Energy Storage, Mechanical Storage Subprogramme, 2014. Disponível em: <https://www.eera-set.eu/wp-content/uploads/Technological-Developments-for-Pumped-Hydro-Energy-Storage_EERA-report-2014.pdf>. Acesso em: 5 fev. 2018.

ERSE. **Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC)**. Lisboa, 2017.

EURELECTRIC 2004 – **Ancillary Services – Unbundling Electricity Products – an Emerging Market** – Thermal Working Group. Disponível em: <<http://pierrepinson.com/31761/Literature/Eurelectric2004-ancillaryservices.pdf>>.

Acesso em 19 de junho de 2019.

FGV Energia, “**Energia Nuclear**”, Cadernos FGV Energia, ano 3, n. 6, 2016.

HORNBY, R., CHERNICK P., D. White, ROSENKRANZ J., DENHARDT, R., STANTON, E ;GIFFORD, J.; GRACE, B.; CHANG, M.; LUCKOW, P.; VITOLO, T.; KNIGHT, P.; GRIFFITHS, B. e BIEWALD B.. 2013. **Avoided Energy Supply Costs in New England: 2013 Report**. Estudo preparado para *Avoided-Energy-Supply-Component (AESC) Study Group*. Cambridge, MA: *Synapse Energy Economics*. resourceinsight.com/wp-content/uploads/2015/01/SynapseReport.2013-07.AESC_.AESC-2013.13-029-Report.pdf.

IEA, **Market-based Instruments for Energy Efficiency. Policy Choice and Design**. IEA Insight Series 2017. Disponível em <https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/MarketBased_Instruments_for_Energy_Efficiency.pdf>, 2017.

IEA/IPEEC [International Energy Agency/ International Partnership for Energy Efficiency Collaboration]. **G20 Energy Efficiency Investment Toolkit (2017)**. Publicado pelo *G20 Energy Efficiency Finance Task Group* sob direção de IEA, UNEP FI e IPEEC. 2017.

IRENA. Innovation landscape brief: Increasing time granularity in electricity markets, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2019. Disponível em: <[https://www.irena.org/-](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_time_granularity_2019.pdf?la=en&hash=BAEDCA5116F9380AEB90C219356DA34A5CB0726A)

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_time_granularity_2019.pdf?la=en&hash=BAEDCA5116F9380AEB90C219356DA34A5CB0726A](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_time_granularity_2019.pdf?la=en&hash=BAEDCA5116F9380AEB90C219356DA34A5CB0726A)>

Kagan, N., Gouvea, M. & Maia, F., Redes Elétricas Inteligentes no Brasil - Análise de Custos e Benefícios de um Plano Nacional de Implantação. 1 ed. Brasília, Synergia. 2013.

Lima, R. **Insumos Prioritários Leilões de Eficiência Energética**. Consultoria Tempo Presente, 2017.

MME [Ministério de Minas e Energia]. **Plano Nacional de Eficiência Energética**. Brasília, 2010.

MME, 2017. Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/65128989/PRINC%C3%8DPIOS+PARA+ATUA%C3%87%C3%83O+GOVERNAMENTAL+NO+SETOR+EL%C3%89TRICO.pdf>

MME, 2017. Consulta Pública n. 33 - Proposta compilada de aprimoramento contemplando todas as alterações. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas;jsessionid=492A11AB45B5012573280CAD4244C398.srv154?p_auth=pYipC3Xw&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivold=306&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo

MME/EPE, 2018. Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2027. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>

Muller, Glaysson de Mello. Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro. 2016. Tese de Doutorado. Rio de Janeiro:UFRJ/COPPE.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Procedimentos de Rede. Disponível em: < <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em 19 de junho de 2019.

PacificCorp. 2017. Integrated Resource Plan Report. 2017. Disponível em https://www.pacificcorp.com/content/dam/pacificcorp/doc/Energy_Sources/Integrated_Resource_Plan/2017_IRP/2017_IRP_Volumel_IRP_Final.pdf .

RELf, Grace; BAATZ, Brendon. **Energy Efficiency in Capacity Auctions: A Historical Review of Value**. ACEEE [American Council for an Energy-Efficient Economy]. Dezembro de 2017.

SFOE [Swiss Federal Office for Energy]. **Competitive Tenders for Energy Efficiency. Lessons Learnt in Switzerland**. Apresentação realizada via webinar. 2017.

STEVIE, Richard G.; SMITH, Railford L. **Utility Energy Efficiency Regulatory Recovery Mechanisms: A Different Perspective**. Duke Energy, 2010.

WEF – World Economic Forum, 2018. Global Future Council on Energy 2016-2018 - Policy Recommendations. Disponível em: http://www3.weforum.org/docs/WEF_White_Paper_GFC_Energy_2016_2018_Policy_Recommendations.pdf

Zinaman et al., 2019. Ten Principles for Power Sector Transformation in Emerging Economies. 21st Century Power Partnership. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73931.pdf>

Anexo I: Lista de Participantes e Contribuições para o Grupo Temático Reunião de 17/06/2019



DEA/SEE

Rio de Janeiro, 17 de junho de 2019

Reunião: *GT MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO - NOVAS TECNOLOGIAS*

LISTA DE PRESENÇA

Nome	Superintendência	Ramal	E-mail	Assinatura
DANIEL SILVA MORO	SEE	210	DANIEL.MORO@EPE.GOV.BR	<i>[Signature]</i>
Gabriel Konzen	SEE	242	gabriel.konzen@epe.gov.br	<i>[Signature]</i>
Helena Portugal da Motta	SEG	192	helena.motta@epe.gov.br	<i>[Signature]</i>
André Makishi	SEG	241	ANDRE.MAKISHI@EPE.GOV.BR	<i>[Signature]</i>
Heura Cecilia P. Araújo	SEG	308	heura.caraup@epe.gov.br	<i>[Signature]</i>
Daniel José T. de Souza	STE	249	daniel.souza@epe.gov.br	<i>[Signature]</i>
MARCELO WENDEL	SEG	148	marcelo.wendel@epe.gov.br	<i>[Signature]</i>
GUSTAVO PIRES DA PONTE	SEG	370	GUSTAVO.PONTE@EPE.GOV.BR	<i>[Signature]</i>



DATA	17 de Junho de 2019
ASSUNTO	GT Modernização do Setor Elétrico - Inserção das Novas Tecnologias
LOCAL	Escritório Central - 8C

LISTA DE PRESENÇA

EMPRESA	NOME	ASSINATURA	TELEFONE	E-MAIL
ONS	Angela Barbosa Greenhalgh	<i>[Signature]</i>	21 3444-9651	ang.green@ons.org.br

 <p>MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA SECRETARIA EXECUTIVA GABINETE</p>	DATA: 17 de junho de 2019.
	LOCAL: Sala 603.
	HORÁRIO: 11h00.
	REUNIÃO: GT Modernização do Setor Elétrico - Inserção das novas tecnologias.

LISTA DE PRESENÇA

Nome/Name	Orgão/Company	E-mail	Fone/Phone	Assinatura/Signature
JOÃO DANIEL DA SILVA	MME/SE	JOAO.DANIEL@MME.GOV.BR	61 2032 5839	
Leandro Teixeira de A. Filho	MME/SPE	leandro.filho@mme.gov.br	61-3032 5020	
FREDERICO TELES	MME/ASEC	FREDERICO.TELES@MME.GOV.BR	2032-5795	
Francisco Silva	MME/SE	Francisco.Silva@MME.GOV.BR	2032-5042	

Reunião de 15/07/2019



LISTA DE PRESENÇA
Reunião/Videoconferência realizada na EPE

ASSUNTO: GT MODERNIZAÇÃO - INSERÇÃO DE NOVAS TECNOLOGIAS (VIDEOCONFERÊNCIA)

DATA: 15/07/2019

LOCAL: 11.5

HORÁRIO: 11:00

Nº	Nome	Empresa	Telefone	e-mail	Rubrica
1	GUSTAVO PIRES DA PONTE	EPE	(21) 3512-3370	GUSTAVO.PONTE@EPE.GOV.BR	
2	Gabriel Konzen	EPE	(21) 3512-3242	gabriel.konzen@epe.gov.br	
3	Helena Portugal Gonçalves da Motta	EPE	(21) 3512-3192	helena.motta@epe.gov.br	
4	DIEGO RILVEIRO DE ALMEIDA	EPE	21-3512-5320	DIEGO.ALMEIDA@EPE.GOV.BR	
5	DAVIEL SILVA MORA	EPE	21-3512-3210	DAVIEL.MORA@EPE.GOV.BR	
6	ANDRE MAKISHI	EPE	21-3512-3241	ANDRE.MAKISHI@EPE.GOV.BR	
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					



DATA	15 de Julho de 2019
ASSUNTO	GT Modernização do Setor Elétrico – Inserção das Novas Tecnologias
LOCAL	Escritório Central – 8B

LISTA DE PRESENÇA

EMPRESA	NOME	ASSINATURA	TELEFONE	EMAIL
ONS	Angela Barbosa Greenhalgh		21 3444-9651	ang.green@ons.org.br

Videoconferência com EPE, MME, ANEEL e CCEE



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA EXECUTIVA
GABINETE

DATA: 15 de julho de 2019.

LOCAL: Sala 737.

HORÁRIO: 11h00.

REUNIÃO: GT Modernização do Setor Elétrico - Inserção das novas tecnologias.

LISTA DE PRESENÇA

Nome/Name	Orgão/Company	E-mail	Fone/Phone	Assinatura/Signature
João Daniel de A. Cascaes	MME/SE	joao.cascaes@mme.gov.br	61 20323839	
Lívio Teixeira de Andrade Filho	MME/SPE	livio.filho@mme.gov.br	61-2032 5020	
AIRSON BARBOSA	ANEEL/SPE	airson@aneel.gov.br	61-2042 8918	
Thiago A. N. Valoso	ANEEL/SD	thiago.valoso@aneel.gov.br	61-2032 8260	
Francisco Silva	MME/SE	Francisco.Junior@mme.gov.br	2032 5042	